

---

# Handbuch Energiemanagement

**Wirtschaft · Recht · Technik**

---

## Herausgeber

Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck  
Vizepräsident und Institutsdirektor  
Technische Universität Clausthal  
Vorsitzender des Vorstandes  
Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, Goslar

Dr.-Ing. Jörg Buddenberg  
Leiter der Abteilung Umwelttechnologie  
EWE Aktiengesellschaft Oldenburg

Dr. jur. Eberhard Meller  
Hauptgeschäftsführer BDEW a. D.  
Berlin

Prof. Dr. rer. nat. Carsten Salander  
Technische Universität Clausthal

## Beirat

Prof. Dr. Dr. h.c. H.-Jürgen Appelrath, Universität Oldenburg  
Jan Fuhrberg-Baumann, Stadtwerke Leipzig Netz GmbH  
Dr.-Ing. Ralf Karpowski, Dortmunder Energie- und Wasserversorgung GmbH  
Dr. rer. pol. Guido Knott, E.ON AG, Düsseldorf  
Dr.-Ing. Arnd Kornatz, Stadtwerke Düsseldorf Netz GmbH  
Dr.-Ing. Manfred Mach, Technische Universität Berlin  
Josef Nelles, E.ON Energie AG, München  
Dr. rer. nat. Bärbel Poppinga, Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH  
Dipl.-Ing. Johannes Schmiesing, E.ON Avacon AG, Braunschweig  
Prof. Dr. jur. Wolfgang Straßburg, Essen  
Prof. Dr. rer. nat. Bruno Thomauske, RWTH Aachen

## Band 3



Medien und Kongresse

EW Medien und Kongresse GmbH  
Frankfurt am Main | Berlin

Für **Anregungen, Hinweise und Fragen** steht Ihnen die Redaktion zur Verfügung

**Technik, Wissenschaft und Allgemeines**

Dipl.-Ing. Cornelia Haaß-Ropeter

Am Rollberg 1

38678 Clausthal-Zellerfeld

Telefon 0 53 23 / 94 80 93

E-Mail [cornelia@haass.de](mailto:cornelia@haass.de)

**Recht und Umwelt, Allgemeines**

Ass. jur. Wolfgang Dietze

Energieforschungszentrum Niedersachsen

Fachbereich Atom- und Energierecht

Am Stollen 19

38640 Goslar

Telefon 0 53 21 / 68 55 – 1 76

E-Mail [wolfgang.dietze@efzn.de](mailto:wolfgang.dietze@efzn.de)

[www.handbuch-energiemanagement.de](http://www.handbuch-energiemanagement.de)

ISBN 978-3-8022-0778-5

*copyright*

EW Medien und Kongresse GmbH, Frankfurt am Main

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Veröffentlichungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

*Verlag*

EW Medien und Kongresse GmbH

Kleyerstr. 88

60326 Frankfurt am Main

*So erreichen Sie den Verlag*

Telefon 069.7104687-3 18

E-Mail [vertrieb@ew-online.de](mailto:vertrieb@ew-online.de)

Internet <http://www.ew-online.de>

---

# Übersicht

Die Aufsätze, bei denen *Autorennamen* angegeben sind, liegen bereits vor.

---

## **7000 Energieverteilung und -speicherung**

7010 Energiespeicherung (*Wenzl*)

## **7100 Nahwärme/Fernwärme**

7110 Fernwärme

7112 Energieversorgung mit Fernwärme (*Wittkamp*)

7113 Die energiewirtschaftliche Bedeutung der Fernwärme im Stromwettbewerb (*Ebeling/Kranz*)

7120 Nahwärme

7130 Wärmespeicher

7140 Untertagewärmespeicher

## **7200 Wasserversorgung**

## **7300 Elektrische Netze**

7305 Bedeutung, Aufbau und Entwicklung elektrischer Netze (*Schmiesing*)

7310 Hochspannungsnetze und Verbundnetze

7315 Netzanbindung von Offshore-Windenergieparks (*Oswald*)

7316 Netzanschluss von Windenergieanlagen; Netzurückwirkungen, Bewertung, Netzbetrieb (*Schlabbach*)

7320 Transportleitungen

7321 Kabel für die Übertragung elektrischer Energie (*Wiznerowicz*)

7330 Netzkupplungen

7340 Mittelspannungsnetze

- 7341 Mittelspannungsnetzkosten und Versorgungszuverlässigkeit  
(*vom Felde*)
- 7342 Das Konzept der dezentralen Spannungsregelung (*Schmiesing*)
- 7345 Identifizierung von Knotenlasten zur prozessbegleitenden  
Lastflusssimulation von Mittelspannungsnetzen (*Beck/  
zum Hingst/Wehrmann*)
- 7350 Niederspannungsnetze
- 7360 Inselnetze
- 7380 Netzplanungsmethoden
- 7400 Elektrische Energiespeicher**
- 7405 Übersicht
- 7410 Elektromagnetische Felder
- 7420 Elektrochemische Speicher
- 7430 Elektromechanische Speicher
- 7500 Gastransport und -verteilung**
- 7501 Das System der Erdgasversorgung (*Homann/Wernekinck*)
- 7502 Prozessbegleitende Gasverteilnetzsimulation bei nicht  
vollständiger Messinfrastruktur (*Beck/Schröder/Wehrmann*)
- 7510 Transportleitungen
- 7520 Mitteldrucknetze
- 7530 Niederdrucknetze
- 7600 Gasspeicherung**
- 7601 Druckluftspeicherung (*Barth*)
- 7602 Bedeutung der Gasspeicher im Gasmarkt (*Homann/Klafki*)

# Energiespeicherung

Heinz Wenzl

*Energiespeicher ermöglichen eine effiziente Nutzung von Energiequellen, einen effizienten Betrieb von Anlagen zur Energieumwandlung und eine störungsfreie, qualitativ hochwertige Bereitstellung von Energiedienstleistungen. Der Übersichtsartikel beschreibt die verschiedensten Energiespeichertechnologien und die wesentlichen Anwendungen unter Angabe des jeweiligen Leistungsbedarfs und Energieinhalts. Der Schwerpunkt liegt bei Speichern für elektrische Energie und Anwendungen im Energiesektor und Transportwesen. Neben kommerziell verfügbaren Speichern werden auch die jetzt absehbaren Entwicklungen neuer Speichertechnologien behandelt. Es erfolgt ein Vergleich der Speicher bzgl. wichtiger technischer und anwendungsorientierter Fragestellungen. In den meisten Anwendungen konkurrieren Energiespeicher mit Energieumwandlungstechnologien, die eine hohe Leistungsdynamik haben und schnell verfügbar sind. Diese Alternativen werden für jede Anwendung ebenfalls kurz dargestellt.*

## Inhaltsübersicht

	Rn.		Rn.		
1	Einführung	1–6	3	Anforderungen an Energiespeicher im Elektrizitätsnetz	44–82
2	Übersicht über Energiespeichertechnologien	7–43	3.1	Auswirkungen der Liberalisierung des Strommarkts auf Energiespeicherung	44–60
2.1	Batterien	9–16	3.1.1	Die wirklichen Kosten des Netzes	50–54
2.2	Supercapacitor	17–19	3.1.2	Spitzenlastbereitstellung	55–57
2.3	Reversible Brennstoffzellen und Redox-Flow-Batterien	20–24	3.1.3	Netzstabilität und dezentrale Erzeugung	58–60
2.4	SMES (Supraleitende magnetische Energiespeichersysteme)	25–27	3.2	Versorgungssicherheit, Stromversorgungsqualität und unterbrechungsfreie Stromversorgung	61–66
2.5	Schwungräder	28–32	3.3	Integration von erneuerbaren Energien und Energiespeicherung	67–71
2.6	Druckluftspeicher	33–35			
2.7	Pumpwasserspeicher	36			
2.8	Thermische Speicher (Wärme und Kälte)	37–38			
2.9	Kosten von Energiespeichersystemen	39–43			

3.3.1	Netzunabhängige Systeme	67–68	3.4.2	Elektrofahrzeuge	75–78
3.3.2	Integration von erneuerbaren Energie in das elektrische Netz	69–71	3.4.3	Netzgekoppelte Fahrzeuge	79–80
3.4	Energiespeicher im Transportwesen	72–80	3.5	Energiespeicher für kleine portable Anwendungen	81–82
3.4.1	Hybridfahrzeuge	73–74	4	Recycling und Entsorgung	83–84
			5	Literatur	

## 1 Einführung

- 1 Energiespeicherung ist eine der vielversprechendsten Möglichkeiten zur Reduzierung des Primärenergiebedarfs und zur Effizienzsteigerung der Energieversorgung. Zuverlässige und preiswerte Energiespeicher sind für die Nutzung von erneuerbaren Energien in entlegenen Gebieten unabdingbar. Die umfassende Integration von erneuerbaren Energien in die allgemeine Energieversorgung und eine deutliche Zunahme dezentraler Erzeugungsstrukturen sind ohne Energiespeicher nur schwer vorstellbar. Moderne Fahrzeuge können ohne Energiespeicher nicht betrieben werden. Die Entwicklung von Hybridfahrzeugen erfordert deutlich leistungsstärkere Batterien wie bisher. Portable elektronische Geräte sind ohne Energiespeicher undenkbar. Energiespeicher haben deshalb eine Schlüsselrolle bei allen Bemühungen, eine nachhaltige Energieversorgung mit der von einer Industriegesellschaft benötigten Versorgungsqualität sicherzustellen und die Mobilitätsanforderungen unserer Gesellschaft zu erfüllen. Die meisten technischen Produkte enthalten Komponenten oder Subsysteme, die Energie speichern. Elektrizität, Wärme, Kälte, Druckluft und kinetische Energie müssen genau zu dem Zeitpunkt zur Verfügung gestellt werden, zu dem sie benötigt werden. Eine Verzögerung bei der Bereitstellung der benötigten Leistung, ungenügende oder zu hohe Leistung sind für die meisten industriellen, kommerziellen und auch privaten Anwendungen unakzeptabel und können sogar zum Versagen von Produkten führen.
- 2 Energiespeicher passen die Anforderungen der Anwendung an die Energieversorgungssysteme an. Kraftwerke, Kompressoren, Heizsysteme, Verbrennungsmaschinen usw. können mit der ihnen zur Verfügung stehenden Dynamik nur bedingt einer schwankenden Nachfrage folgen. Vorlaufzeiten zum Anfahren und Abschalten der Erzeu-

gungseinheiten entsprechen im Allgemeinen nicht den Anforderungen der Anwendung und der optimale Betriebspunkt entspricht oft nicht dem aktuellen Energiebedarf. Ohne Energiespeicher ist die zeitgenaue Bereitstellung von Energie beeinträchtigt und der Betrieb von Erzeugungseinheiten mit ungenügendem Wirkungsgrad muss hingenommen werden.

Die Nutzung von Energiespeichern hängt von den Anforderungen der Anwendung und den Kosten von alternativen Lösungen ab. Für die Nutzung erneuerbarer Energien ist die Verwendung von Dieselgeneratoren oder ein leistungsstarker Anschluss an das Elektrizitätsnetz eine derartige alternative Lösung. In vielen Anwendungen können Energiespeicher durch konventionelle Erzeugungseinheiten ersetzt werden. Dies kann zu unwirtschaftlichem Einsatz von fossilen Brennstoffen führen und einen hohen Investitionsbedarf in zusätzliche Energieerzeugungseinheiten mit hoher Leistung und Dynamik verursachen. Wenn das eine akzeptable und wirtschaftliche Lösung ist, dann werden keine Energiespeicher eingesetzt. Umgekehrt ermöglichen preiswerte und wirtschaftlich zu betreibende Energiespeicher den Bau effizienter Gesamtsysteme mit verringertem Primärenergiebedarf und geringeren Emissionen. Die Entwicklung von Hybridantrieben für Fahrzeuge ist dafür ein besonders gutes Beispiel. 3

Die hier betrachteten Energiespeicher speichern Energie, die bereits in ihrer nützlichen Form als Elektrizität, Wärme oder Bewegung vorliegt, und wandeln sie bei Bedarf wiederum in nutzbare Energie um. Damit erfolgt eine Abgrenzung gegen Wasserstoff, Biotreibstoffe oder fossile Treibstoffe, die auch als Energiespeichermedien bezeichnet werden können. Zu Energiespeichertechnologien gehören alle Komponenten und Subsysteme, die unmittelbar zur Speicherung und Rückgewinnung der Energie erforderlich sind, z. B. Leistungselektronik, Steuerungs- und Überwachungssysteme und Software zur Betriebsführung. 4

Energiespeichertechnologien basieren auf unterschiedlichen naturwissenschaftlichen Prinzipien: Elektrochemie für Batterien und reversible Brennstoffzellen, elektromagnetische Felder für Kondensatoren und supraleitende Spulen, Mechanik für Schwungräder, Druckluft- und Wasserspeicher sowie physikalische Chemie für Wärme- und Kältespeicher. Einige Energiespeicher sind gut erprobt und kom- 5

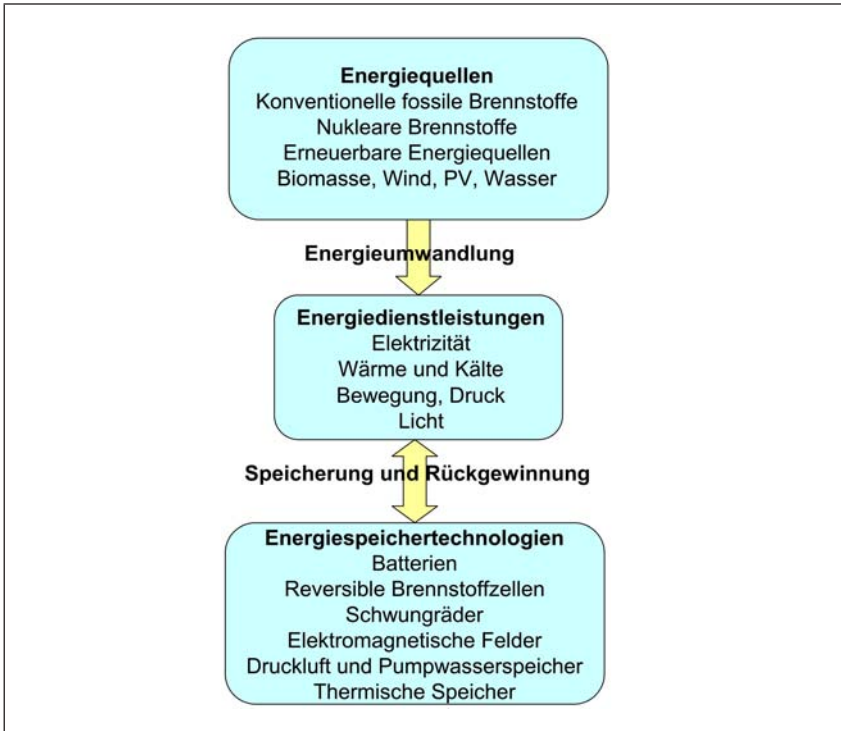


Abb.1: Beziehung zwischen Energieerzeugung, Energieverwendung und Energiespeicherung

merziell verfügbar, andere befinden sich noch in der Erprobungs- und Entwicklungsphase. Die treibenden Faktoren für die Weiterentwicklung sind sowohl technischer als auch wirtschaftlicher Natur: Verringerung der Größe, Reduzierung der Betriebs- und Investitionskosten, verbesserte Effizienz zur Verringerung von Primärenergiebedarf und Emissionen, und Minimierung der Auswirkungen auf die Energieinfrastruktur. Fortschritte in allen Energiespeichertechnologien sind im Wesentlichen mit Verbesserungen von Materialeigenschaften verbunden.

- 6 Energiespeichertechnologien sind eine Schlüsseltechnologie, weil zahlreiche, allgemein akzeptierte Ziele wie z. B. die in internationalen Vereinbarungen festgelegte Reduzierung von klimarelevanten Gasen, die Schaffung einer nachhaltigen Energieversorgung und die sichere und preiswerte Versorgung mit Energie ohne Energiespeicher nicht oder nicht so schnell bzw. gut erreicht werden können.



## 2 Übersicht über Energiespeichertechnologien

Unterschiedliche Anwendungen erfordern unterschiedliche Energiespeichertechnologien. Wichtige wirtschaftliche und technische Gesichtspunkte zur Auswahl der am besten geeigneten Speichertechnologie sind:

- *Energie und Leistungsdichte*  
Die zur Verfügung stehende Energie und maximale Leistung bezogen auf das Gewicht oder das Volumen sind wichtige Kenngrößen für die meisten Anwendungen, aber insbesondere für mobile und portable Anwendungen. Gewicht und Volumen stellen bei diesen Anwendungen absolute Grenzen dar oder bestimmen die Auslegung und Leistungsfähigkeit des Systems.
- *Reaktionszeit*  
Bei bestimmten Anwendungen gibt es sehr präzise Anforderungen an die Zeit, innerhalb der die Leistung des Energiespeichers zur Verfügung gestellt werden muss. In USV-Anlagen muss bei bestimmten Lasten z. B. innerhalb weniger Millisekunden die volle Leistung bereit stehen.
- *Kosten und Kostendegression*  
Hilfsaggregate, die für die Funktion des Energiespeichers unbedingt notwendig sind, können bei einigen Speichertechnologien bestimmend für die Systemkosten sein und sind oft unabhängig vom Energieinhalt und der Leistung. Aus diesen Gründen sind manche Energiespeicher nur wirtschaftlich, wenn sie eine bestimmte Mindestgröße haben.
- *Lebensdauer*  
Die Lebensdauererwartungen werden durch die Investitionskosten und die voraussichtliche Lebensdauer bestimmt. Die Genauigkeit, mit der die Lebensdauer bei ungenügend prognostizierbaren Betriebsbedingungen vorhergesagt werden kann, stellt bei allen elektrochemischen Energiespeichern ein besonderes Problem dar.
- *Überwachungs- und Kontrollgeräte*  
Die Leistungsdaten und der Zustand einiger Speichertechnologien können sehr einfach und preiswert gemessen werden, bei anderen dagegen ist ein sehr hoher Aufwand erforderlich und die Genauigkeit der Zustandsbeschreibung bleibt mangelhaft.

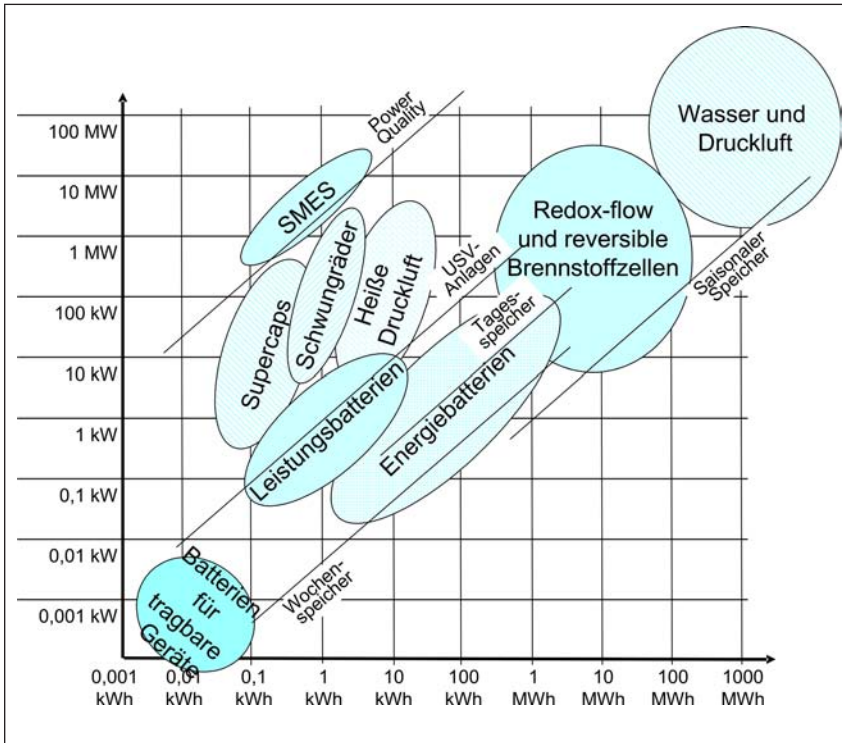


Abb. 2: Energieinhalt und Leistung verschiedener Speichertechnologien für elektrische Energie. Die Größe der Fläche zeigt den Bereich, für den eine Speichertechnologie technisch und wirtschaftlich besonders geeignet ist, nicht die wirtschaftliche Bedeutung.

– *Wirkungsgrad*

Energie zu speichern und wieder in nutzbarer Form zur Verfügung zu stellen kann erhebliche Verluste mit sich bringen. Der Gesamtwirkungsgrad ist oft von der Anwendung abhängig. Viele Hilfsaggregate haben einen konstanten Energiebedarf und daneben gibt es Verluste, die eine prinzipielle Eigenschaft der jeweiligen Speichertechnologie sind, wie z. B. die Selbstentladung einer Batterie oder der Reibungsverlust von Lagern. Im Verhältnis zum Energieinhalt können die Gesamtverluste sehr hoch sein. Für bestimmte Anwendungen sind aber die Verluste und der Wirkungsgrad nur von geringer wirtschaftlicher Bedeutung.

– *Randbedingungen der Betriebsführung*

Die Bereitstellung der erforderlichen Systemumgebung wie z. B.

Temperatur und Sicherheitsvorkehrungen können Einschränkungen bei verschiedenen Anwendungen verursachen und sowohl die Lebensdauer als auch Investitions- und Betriebskosten erheblich beeinflussen.

Die maximale Leistungsabgabe und der Energieinhalt (siehe Abbildung 2) sind ein besonders typisches Merkmal eines Energiespeichers und seiner Anwendungsmöglichkeiten. Batterien sind technisch in der Lage, einen sehr großen Leistungs- und Energieinhaltsbereich abzudecken, treffen dann aber auf wirtschaftlich konkurrierende Technologien. **8**

## 2.1 Batterien

Wiederaufladbare Batterien oder Akkumulatoren sind die ältesten Speicher für elektrische Energie und werden in sehr vielen Bereichen eingesetzt. Viele moderne Produkte sind ohne Batterien undenkbar. **9**

Batterien speichern elektrische Energie in chemischer Form. Die Leistungsfähigkeit hängt in komplexer Form von den verwendeten Materialien und den Herstellungs- und Betriebsbedingungen ab. Lebensdauertests dauern oft viele Jahre. Der technologische Fortschritt bei Batterien ist deshalb langsam und der Transfer von Laborergebnissen in Produkte schwierig und riskant. Lithium-Ionen und Nickel-Metall-Hydrid (NiMH) Batterien sind die einzigen neuen Batterietechnologien, die in den letzten 20 Jahren eine hohe Marktdurchdringung erreicht haben. Andere neue Batterietechnologien, wie z. B. Natrium-Schwefel und Natrium-Nickelchlorid, haben die Erwartungen bisher noch nicht erfüllen können, obwohl die Leistungsfähigkeit, die in laufenden Forschungsvorhaben erreicht worden ist, bemerkenswert ist. **10**

Batterien können auf Änderungen der Leistungsanforderungen innerhalb von Mikrosekunden reagieren. Nur Supercapacitor erreichen die gleichen Reaktionszeiten. Batterien haben normalerweise sehr geringe Standby-Verluste und können, abhängig von der Anwendung und den Details der Betriebsbedingungen, einen hohen Wirkungsgrad erreichen. In manchen PV-Anlagen beträgt er ohne Berücksichtigung von Leistungselektronik über 90%. Der Energieinhalt und die Ausgangsleistung einer Batterie hängen voneinander ab. In stationä- **11**

ren Anwendungen, in denen sehr hohe Ausgangsleistungen für eine sehr kurze Zeit benötigt werden, stehen Batterien in Konkurrenz zu Schwungrädern, Supercapacitor und supraleitenden Magneten (SMES – Superconducting Magnetic Energy Storage).

- 12 Das Entwicklungsziel für Batterien ist eine Steigerung der Energiedichte, der Leistungsdichte und der Lebensdauer unter echten Anwendungsbedingungen. Inzwischen wird allgemein zwischen Leistungsbatterien, die kurz hohe Leistungen abgeben und aufnehmen können, und Energiebatterien, die über einen deutlich längeren Zeitraum sehr viel größere Energiemengen abgeben können, unterschieden. Die Batterieforschung konzentriert sich auf neue und verbesserte Materialien und Herstellungsprozesse sowie auf eine Verbesserung der Betriebsbedingungen.
- 13 In stationären Anwendungen wird es noch für lange Zeit sehr schwierig sein, Bleibatterien oder für bestimmte Fälle auch Nickel-Cadmium-Batterien (NiCd) zu ersetzen, weil ihr Gewicht bei diesen Anwendungen keine maßgebliche Rolle spielt. Bleibatterien sind bezogen auf Kilowattstunden das zurzeit preiswerteste Energiespeichersystem, haben eine hohe Recyclingrate und erfüllen fast alle Anforderungen. Unter besonderen klimatischen Temperaturbedingungen und bei Anwendungen in entlegenen Gebieten ist die Lebensdauer von Bleibatterien unzureichend. In diesen Fällen werden Nickel-Cadmium-Batterien eingesetzt und andere Speichersysteme wie z. B. Lithium-Ionen-Batterien können langfristig wettbewerbsfähig werden.
- 14 Bei portablen Anwendungen konzentriert sich die Forschung auf Lithium-Ionen und Lithium-Polymer-Batterien, sowie Nickel-Metall-Hydrid-Batterien. NiCd-Batterien sind immer noch die beste Wahl für Anwendungen, bei denen hohe Leistung gefordert wird, z. B. für Elektrowerkzeuge und einige industrielle Anwendungen. Die Verwendung von Cadmium in Industrieprodukten und Konsumgütern gilt jedoch als besonders umweltbelastend.
- 15 Für Elektrofahrzeuge und Hybridfahrzeuge sind NiMH, Lithium-Ionen und Lithium-Polymer-Batterien wegen ihrer hohen Energiedichte interessant. Trotz des viel höheren Gewichts sind aber Bleibatterien wegen der viel niedrigeren Kosten weiterhin eine ernsthafte Alternative für bestimmte Hybridfahrzeugtypen.

Die meisten Batterien enthalten toxische Materialien, so dass Umweltaspekte von der Rohstoffgewinnung bis zur Wiederverwertung immer beachtet werden müssen. Es wird allgemein akzeptiert, dass die Herstellung und Nutzung von Batterien keine besonderen Gefahren mit sich bringen. Eine unkontrollierte Entsorgung von Batterien ist aber immer problematisch und hohe Sammelraten und die Wiederaufbereitung der Batterien muss immer gewährleistet werden. 16

## 2.2 Supercapacitor

Supercapacitor speichern elektrische Energie im elektrischen Feld zwischen zwei Elektroden aus Kohlenstoff. Elektronenleitende Polymere werden inzwischen auch als Elektrodenmaterial verwendet. Die Konstruktion und die elektrischen Eigenschaften von Supercapacitors entsprechen grundsätzlich denen von konventionellen Kondensatoren, die in allen Bereichen der Elektrotechnik eingesetzt werden. Die Konstruktion der Elektroden und die Wahl des Elektrolyten erlauben es, sehr hohe Ladungsdichten auf der Elektrodenoberfläche zu erreichen. Die Spannung eines einzelnen Supercapacitors ist aber auf bisher ca. 2,7 Volt begrenzt. Trotz der niedrigen Spannung ist der Energieinhalt viel höher als bei konventionellen Kondensatoren und kann einige Wh für die größten jetzt gebauten Supercapacitor betragen. Bei Reihenschaltung können Module mit einem Energieinhalt von ca. 1 Kilowattstunde gebaut werden, bei Parallelschaltung werden noch höhere Energieinhalte erreicht. Dies übertrifft konventionelle Elektrolytkondensatoren bei weitem, so dass diese hier nicht als eigenständige Energiespeichersysteme mitbetrachtet werden. 17

Supercapacitor haben eine sehr hohe Ausgangsleistung und Module, die jetzt gebaut werden, erreichen ca. 50 bis 100 kW. In den meisten Anwendungen reicht der Energieinhalt nur aus, um die Last für wenige Sekunden oder Minuten zu versorgen. Die Zahl der Lade- und Entladezyklen ist extrem hoch und kann bezogen auf die meisten Anwendungen als unbegrenzt angesehen werden. Eine Überwachungselektronik zum Spannungsabgleich zwischen den einzelnen Supercapacitors eines Moduls ist zum Erreichen einer hohen Lebensdauer und Betriebssicherheit unbedingt erforderlich und ein integraler Bestandteil eines Moduls, wenn Supercapacitor zur Erhöhung des Spannungsniveaus in Reihe geschaltet werden. Die Lebensdauer von Su- 18

percapacitors wird voraussichtlich ähnlich zu der konventioneller Kondensatoren sein, d. h. ca. 10 Jahre. Der Wirkungsgrad für die Speicherung und Rückgewinnung der Energie ist hoch, allerdings sind die Verluste im Standby-Betrieb wesentlich größer als die von Batterien. Wegen des relativ hohen Innenwiderstands ist der Gesamtenergiedurchsatz bei schnellen zyklischen Belastungen begrenzt.

- 19 Supercapacitor haben außerhalb von portablen Anwendungen noch nicht die Marktreife erreicht und werden bisher nur in Demonstrationsprojekten eingesetzt, in denen ihre technische Leistungsfähigkeit nachgewiesen werden konnte. Besondere Chancen werden im Bereich unterbrechungsfreier Stromversorgungen (USV) und bei Hybridfahrzeugen gesehen. In USV-Anwendungen konkurrieren sie bei kurzen Überbrückungszeiten mit Batterien und, wenn hohe Leistungen benötigt werden, mit Schwungrädern. Bei Hybridfahrzeugen bieten sie eine Entwicklungsoption, weil sehr hohe Leistungen beim Laden und Entladen gefordert werden, aber nur ein geringer Energieinhalt benötigt wird. Zielgröße für die weitere Entwicklung ist, die Kosten von konkurrierenden Systemen wie SMES, Schwungrädern und Batterien zu erreichen.

### 2.3 Reversible Brennstoffzellen und Redox-Flow-Batterien

- 20 Brennstoffzellen wandeln Wasserstoff aus einem Vorratsbehälter oder Reformer und Sauerstoff aus einem Vorratsbehälter oder der Luft in Wasser um und generieren dabei in einem elektrochemischen Prozess Strom. Die elektrochemische Reaktion selber ist reversibel und kann in einem Elektrolytator durchgeführt werden. Die Anforderungen einer Brennstoffzelle und eines Elektrolytators an die Materialien und die konstruktiven Merkmale sind jedoch unterschiedlich. Reversible Brennstoffzellen, in denen beide Prozesse gleichermaßen gut ablaufen können, befinden sich erst am Beginn der Entwicklung. Für Energiespeicher ist jedoch die Integration von Brennstoffzellen und Elektrolytoren in einer Einheit aus Kostengründen sehr wichtig.
- 21 Statt Wasserstoff und Sauerstoff können auch andere Materialkombinationen verwendet werden, z. B. Zink/Brom oder Vanadiumoxide. Die aktiven Materialien reagieren, wenn das durch Austausch von Io-

nen durch einen nicht-elektronenleitenden Elektrolyten möglich ist, und erzeugen als Ergebnis der elektrochemischen Reaktion einen Strom durch eine Last. Diese Systeme werden Redox-Flow-Batterien genannt. Der energetische Wirkungsgrad in kommerziellen Systemen wird voraussichtlich höher als der von reversiblen Brennstoffzellen sein, aber immer noch deutlich unter dem Wirkungsgrad der meisten Batterien.

Kleine Redox-Flow-Batterien könnten für Elektrofahrzeuge geeignet sein, große Redox-Flow-Batterien bis hin zu einigen hundert MWh Energieinhalt sind bereits vorgeschlagen worden und befinden sich in der Entwicklungsphase. Ziel ist die Energiespeicherung bei Windfarmen und zur Vergleichmäßigung der Stromproduktion in elektrischen Netzen. Die Lade- und Entladezeit würde dabei ca. 2 bis 4 Stunden betragen, ähnlich wie das auch bei Pumpspeicherwasserkraftwerken der Fall ist. Die in reversiblen Brennstoffzellen und Redox-Flow-Batterien verwendeten Materialien stellen Umwelt- und Sicherheitsrisiken dar. Für die Konstruktion der großen Vorrattanks müssen deshalb besondere Vorkehrungen getroffen werden. 22

Reversible Brennstoffzellen und Redox-Flow-Batterien ermöglichen eine Trennung von Energieinhalt und Leistung. Der Energieinhalt wird durch die Größe der Vorratsbehälter für die aktiven Materialien bestimmt und die Leistung durch die Fläche der Elektroden und die Konstruktion des Reaktionsraums. Standby-Verluste sind niedrig, weil die aktiven Materialien immer getrennt bleiben. Der Gesamtwirkungsgrad wird voraussichtlich gering bleiben. In USV-Anlagen und anderen Anwendungen mit seltenem Entladebetrieb spielt der geringe Wirkungsgrad keine Rolle. Bei hoher Ausgangsleistung sinkt der Wirkungsgrad deutlich. Die Reaktionszeit von reversiblen Brennstoffzellen ist durch Strömungsprozesse der aktiven Materialien begrenzt. 23

Die technologische Machbarkeit von Redox-Flow-Batterien ist nachgewiesen. Attraktive Anwendungsbereiche sind gekennzeichnet durch einen hohen Energieinhalt in Verhältnis zur Leistung und der Verfügbarkeit von preiswerter Überschussenergie. Prototypen für USV-Anwendungen mit 100 kWh Energieinhalt und 25 kW Leistung sind bereits gebaut worden. Bleibatterien und für sehr große Systeme Pumpwasserspeicherkraftwerke sowie in einigen Fällen die 24

Stärkung des Übertragungsnetzes sind konkurrierende Lösungen bei stationären Anwendungen.

## 2.4 SMES (Supraleitende magnetische Energiespeichersysteme)

- 25 SMES speichern Energie im magnetischen Feld einer Spule aus supraleitendem Material. Wenn die Spule auf  $-269\text{ °C}$  abgekühlt wird, verschwindet der elektrische Widerstand des Materials und es können ohne elektrische Verluste sehr hohe Ströme in der Spule fließen. Bei einer Betrachtung des Gesamtsystems muss aber der Energieaufwand für die Kühlung und die Verluste in den nicht supraleitenden Teilen des Strompfades wie z. B. Halbleiterschalter berücksichtigt werden. Trotz dieser Verluste ist der Wirkungsgrad für Anwendungen im MW-Bereich sehr hoch.
- 26 Der Energieinhalt von SMES in kommerziellen Anlagen im Bereich Stromversorgungsqualität beträgt nur ca. 1 Kilowattstunde, aber die maximale Leistungsabgabe liegt im MW-Bereich und ist nur durch die Leistungsfähigkeit der Halbleiterschalter begrenzt. Wegen der Komplexität und Kosten der Kühlung können SMES nicht wirtschaftlich für kleine Leistungen gebaut werden. Die Lebensdauer der supraleitenden Spule und die Zahl der Zyklen für Energieabgabe und -aufnahme sind sehr hoch und übersteigen wahrscheinlich die Daten aller anderen Energiespeicher. Materialermüdung durch den mechanischen Stress bei Änderung der Stromstärke begrenzt jedoch die Lebensdauer. Die Reaktionszeit von SMES auf Änderung der Leistung beträgt nur wenige Millisekunden und ist durch die Zeitdauer begrenzt, mit der Leistungsbedarf erkannt wird und die Halbleiterschalter geschaltet werden können.
- 27 SMES haben ihre technische Leistungsfähigkeit nachgewiesen und sind bereits vor einigen Jahren als kommerzielles Produkt für Anwendungen eingesetzt worden, in denen eine sehr hohe Ausgangsleistung für eine sehr kurze Zeit benötigt wird, z. B. im Bereich Stromversorgungsqualität in elektrischen Netzen. Eine dauerhafte, breite Marktpräsenz im Power Quality Markt für hohe Leistungen konnte aber bisher nicht erreicht werden. SMES konkurrieren mit Schwungrädern und Batterien, die auf hohe Leistungsdichten in USV-Anwendungen hin optimiert worden sind.



## 2.5 Schwungräder

Die Energie eines Schwungrads ist die kinetische Energie der rotierenden Massen. Der Energieinhalt eines Schwungrades erhöht sich quadratisch mit der Drehzahl und ist im Wesentlichen durch die mechanische Festigkeit der eingesetzten Materialien begrenzt. Leichte Materialien erlauben eine höhere Drehzahl als schwere Materialien gleicher Festigkeit und deshalb kann bei der Verwendung leichter Materialien mehr Energie gespeichert werden. Rotoren aus Kunststoff mit einer Verstärkung aus Hochleistungsfasern und einer Drehzahl bis 100.000 Umdrehungen pro Minute (schnelle Schwungräder) können pro Volumen oder Gewicht mehr Energie speichern als Rotoren aus hochfesten Stählen, deren Drehzahl auf ca. 10.000 U/min begrenzt ist (langsame Schwungräder). Schwungräder sind mit konventionellen elektrischen Maschinen verbunden, die durch Bremsen des Schwungrades Strom erzeugen können.

28

Die Leistungsabgabe eines Schwungrades ist nur durch die Leistung der Generatoren und Halbleiterschalter begrenzt. Die größten, kommerziell verfügbaren Schwungräder können 1,6 MW Leistung für 10 Sekunden abgeben, entsprechend einem Energieinhalt von ca. 4,5 kWh. Die Reaktionszeit beträgt aus ähnlichen Gründen wie bei SMES einige Millisekunden. Bei zahlreichen Lade- und Entladezyklen innerhalb einer kurzen Zeit ist die Kühlung der Lager, des Generators und der Leistungselektronik der begrenzende Faktor. Reibung mit der Umgebungsluft des Rotors hat den größten Anteil an den Verlusten des Systems. Schwungräder werden deshalb in Helium (langsame Schwungräder) oder unter Vakuum (schnelle Schwungräder) betrieben. Die Standby-Verluste im Betrieb liegen bei ca. 3 bis 20%/Stunde [Bine Informationsdienst] und ohne Zuführung von Antriebsenergie wären Schwungräder nach wenigen Stunden „entladen“. Moderne Konzepte (Lager mit Hochtemperatursupraleitern, Betrieb im Vakuum und stromloser Parallelbetrieb des Generators) senken die Standby-Verluste auf ca. 10% des ursprünglichen Werts. Der Wirkungsgrad für die Speicherung und Entnahme von Energie ist dagegen sehr hoch. Die Lebensdauer ist sehr hoch, wenn die mechanischen Verschleißteile regelmäßig ausgetauscht und gewartet werden. Bei Schwungradern werden bereits Magnetlager eingesetzt und supraleitende Lager werden in Prototypen erprobt.

29

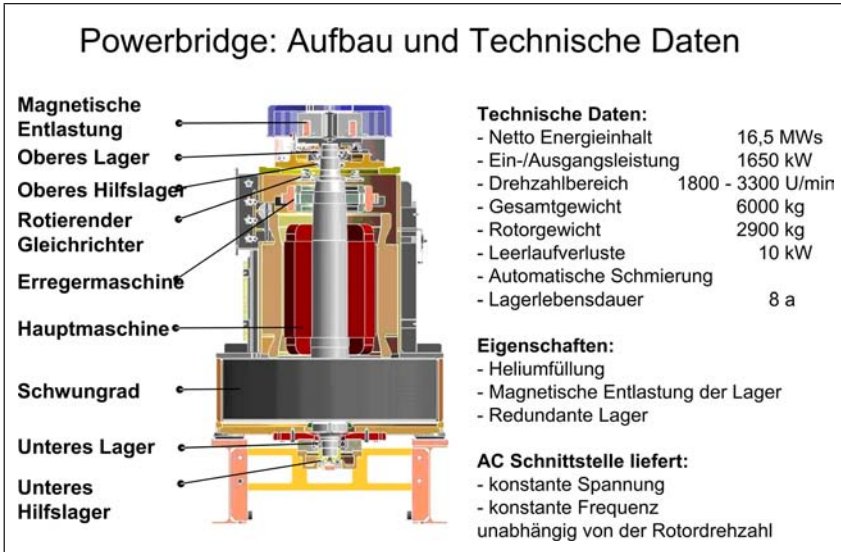


Abb. 3: Schnittbild eines langsamen Schwungrades der Fa. Piller, Osterode am Harz (Mit freundlicher Genehmigung der RWE Piller GmbH)

- 30 Die in Abbildung 3 dargestellten Schwungrädertypen werden in zahlreichen USV-Anlagen zur kurzfristigen Absicherung großer, gegen Spannungsabweichungen empfindlicher Lasten eingesetzt.
- 31 In Europa werden einige hundert Schwunräder kommerziell für unterbrechungsfreie Stromversorgungen eingesetzt, z. B. für Internetprovider und zur Absicherung spezieller Produktionsmaschinen. Schnelle Schwunräder werden wegen ihres viel kleineren Gewichts auch für Anwendungen in Fahrzeugen eingesetzt.
- 32 Schwunräder konkurrieren mit SMES bei Anwendungen mit einem Leistungsbedarf von 1 MW und mehr und einer Überbrückungszeit von ein bis zwei Sekunden. Bei Anwendungen mit ähnlich hoher Leistung und einer Überbrückungszeit von mehr als ca. 10 bis 15 Sekunden konkurrieren sie mit Batterien.

## 2.6 Druckluftspeicher

- 33 Druckluftspeicher werden in der Industrie häufig verwendet, um eine gleichmäßige und wirtschaftliche Druckluftversorgung von ca. 8 bis 10 bar zu erreichen. Die Druckluft wird für Reinigungszwecke, Teil-

leförderung und Werkzeugbearbeitung verwendet. Für Energiespeicheranwendungen muss Gas oder Luft auf viel höherem Druckniveau gespeichert werden, z. B. bei bis zu 300 bar bei Umgebungstemperatur oder bei ca. 30 bar und einer Temperatur von ca. 300 bis 400 °C. Die Druckluft kann dann genutzt werden, um über einen Druckluftmotor oder eine Turbine Strom aus einem Generator zu beziehen. Es gibt seit 1978 ein sehr großes Druckluftspeicherkraftwerk mit unterirdischen Kavernen in Huntorf, das eine Leistung von 290 MW und ca. 870 MWh Energieinhalt hat und für den Lastausgleich im elektrischen Netz verwendet wird. Die Druckluft wird dabei für den Betrieb von Gasturbinen verwendet.

Seit einiger Zeit gibt es auch Interesse an Speichersystemen mit heißer Druckluft, z. B. für kleine Wind/Dieselanlagen, für die das Verhältnis Energieinhalt zu Leistung einer Batterie ungeeignet ist: Entweder ist der Leistungsbedarf sehr groß, aber der Energieinhalt niedrig, oder der Energiedurchsatz ist im Verhältnis zum geforderten Energieinhalt sehr hoch. Beides sind ungünstige bzw. unwirtschaftliche Rahmenbedingungen für den Batterieeinsatz. Das Verhältnis Energie zu Leistung kann bei einem Druckluftspeicher frei gewählt werden. Die Größe des Tanks, einer industriellen Standardkomponente, bestimmt den Energieinhalt (ca. 1 m<sup>3</sup> pro Kilowattstunde) und die Größe des Druckluftmotors und Generators die Ausgangsleistung. 34

Eine weitere mögliche Anwendung von Druckluftspeichern betrifft Fahrzeuge mit Druckluftmotoren. Prototypen mit einem ca. 20 kWh Energiespeicher für eine Reichweite von bis zu 300 km und den Leistungsdaten von kleinen, konventionellen Fahrzeugen wurden bereits gebaut. 35

## 2.7 Pumpwasserspeicher

Pumpwasserspeicher sind sehr große, konventionelle Energiespeicher der Elektrizitätswirtschaft. Wasser im oberen Reservoir wird nach unten geleitet, wo es einen Generator antreibt. Wenn Überschussenergie zur Verfügung steht, dann wird das Wasser vom unteren Reservoir wieder nach oben gepumpt. Die Ausgangsleistung und die Wirtschaftlichkeit eines Pumpwasserspeichers hängen von der Höhendifferenz ab. Anlagen mit mehr als 1.000 MW Leistung und einigen Stunden Betriebszeit existieren und werden für den Spitzenlastaus- 36

gleich, die Primärregelung und die Bereitstellung von Blindleistung eingesetzt. Pumpwasserspeicherkraftwerke haben im Allgemeinen eine sehr große Anlagenleistung, konventionelle Technik und sind abhängig von geographischen Gegebenheiten. Der Bau neuer und großer Anlagen ist auch wegen der massiven Eingriffe in die Natur in Europa kaum noch möglich.

## 2.8 Thermische Speicher (Wärme und Kälte)

- 37 Konventionelle Speicher für Kälte und Wärme benutzen lediglich das Arbeitsmedium, um Energie auf dem Temperaturniveau zu speichern, bei dem die Energie benötigt oder bereitgestellt wurde. Fast jedes Kälte- oder Wärmesystem verfügt über einen derartigen Speicher. Neuartige thermische Speicher benutzen dagegen die Latentwärme, die bei einem Phasenübergang, z. B. dem Auskristallisieren von Salzen in Lösungen, oder bei der Absorption bzw. Desorption entstehen. Damit kann eine viel höhere Energiedichte bei der Temperatur gespeichert werden, bei der die jeweiligen Prozesse stattfinden. Besonders gut geeignet sind dabei natürlich nur Wärmespeicher mit einer Temperatur über der in der Anwendung benötigten Temperatur bzw. bei Kältespeichern mit einer Temperatur unterhalb der Temperatur, die in der Anwendung benötigt wird. Bei sehr großen Speichern, z. B. für den saisonalen Energiebedarf, kommen nur geologische Strukturen wie unterirdische Aquafere oder sehr große sandgefüllte Becken in Frage. Wärmepumpen oder Adsorptionskältemaschinen ermöglichen es, thermische Energie auch in der Nähe der Umgebungstemperatur zu speichern. Wärmeverluste können dann weitgehend vermieden werden. Die thermische Leistung eines Speichers wird durch die Größe des Wärmetauschers, Pumpen und anderen Hilfsaggregate bestimmt, der Energieinhalt wird dagegen über das Speichervolumen bestimmt.
- 38 Die bei den verschiedenen Anwendungen benötigten Temperaturniveaus und die Kosten für den Transport thermischer Energie selbst über kurze Strecken begrenzen die Nutzung von thermischen Energiespeichern. Deshalb werden sehr große Energiemengen, die bei Prozessen in geringfügig zu hohen oder tiefen Temperaturen oder etwas zu weit entfernt von einer Nutzungsmöglichkeit anfallen, ungenutzt an die Umgebung abgegeben. Die Zahl von thermischen Spei-

chern ist sehr gering, wenn man von Dampfspeichern für industrielle Prozesse oder die Stromerzeugung in bestimmten thermischen Kraftwerken absieht.

## 2.9 Kosten von Energiespeichersystemen

Die Kosten von Energiespeichersystemen unterscheiden sich stark. Die Investitionskosten pro Kilowatt installierter Leistung können bis zu einem bestimmten Grad miteinander verglichen werden, wobei genau beachtet werden muss, welche Komponenten kostenmäßig miteingeschlossen werden müssen. Leistungselektronik, die oft für den Betrieb der Speichereinheit unverzichtbar ist, kann durchaus mehr als die Hälfte der Gesamtkosten ausmachen. Überwachungs- und Steuerungssysteme, die für den betrieb unverzichtbar sind, müssen in die Investitionskosten eingeschlossen werden, Investitionen zur Erhöhung der Lebensdauer (Kühlsysteme für Batterien) oder für eine kostengünstige Wartung bieten dagegen einen gewissen Ermessensspielraum. Eine genaue Abgrenzung der Systemkosten muss sorgfältig geschehen und bietet eine Reihe von Schwierigkeiten, z. B. ob Umrichter zur Erzeugung eines dreiphasigen Drehstromnetzes bei Batterien oder Schwungrädern eingeschlossen werden sollen oder nicht, weil sie bei der Versorgung von Gleichstromlasten nicht erforderlich sind. Der in Abbildung 4 dargestellte Vergleich beinhaltet keine Leistungselektronik zur Anpassung der Speichertechnologie an die Verbraucher und kann nur als grobe Orientierung verstanden werden. Ausführlichere Diskussionen sind zu finden bei Wenzl/Sachs, Schoenung und Key/Banerjee.

39

Die Kosten pro Kilowattstunde sind im Allgemeinen nicht vergleichbar, da die die Zahl der Lade- und Entladevorgänge in den einzelnen Anwendungen von Energiespeichersystemen zu unterschiedlich sind und mitbetrachtet werden müssen. Bei einem typischen Photovoltaiksystem für ein entlegenes Wohngebäude wird der Energieinhalt der Batterie bis zu 100 mal pro Jahr entnommen und der Preis pro Kilowattstunde, die aus der Batterie entnommen wird, kann z. B. im Bereich von 0,50 € pro Kilowattstunde liegen. Bei einem für wenige Sekunden Leistungsabgabe ausgelegtem USV-System, das nur für wenige Sekunden pro Jahr Energie liefert, läge dagegen der entsprechende Kilowattstunden-Preis im Bereich von 100.000 € pro Kilo-

40

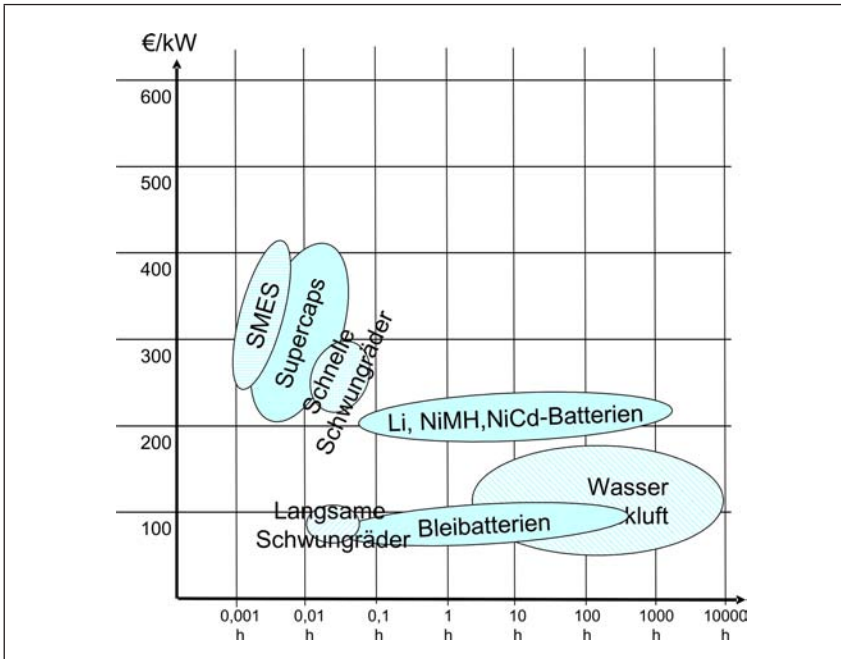


Abb. 4: Energiespeicherkosten für verschiedene Technologien (ohne Leistungselektronik, um die Speichereinheit an die Verbrauchereinheit anzuschließen, aber einschließlich aller Komponenten, die für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb erforderlich sind, z. B. Kühlaggregate, Temperatur- und Spannungsausgleichssysteme usw.)

wattstunde entnommener Energie. Auch Lebenszykluskosten sind nur schwer vergleichbar. Bei Batterien ist die Lebensdauer in hohem Ausmaß von den Details der Anwendung abhängig und bei Produkten, die erst am Anfang ihrer Markteinführung stehen, kann nur mit Annahmen über die tatsächlich erreichbare Lebensdauer gearbeitet werden, weil keine Praxiserfahrungen vorliegen.

- 41 Ein allgemeiner Vergleich der Kosten ist auch sinnlos, weil die erforderliche Leistung, spezifische technische Anforderungen wie z. B. Reaktionszeit von wenigen Millisekunden oder der benötigte Energieinhalt die Nutzung bestimmter Speichersysteme ausschließen und die Speichertechnologien überhaupt nicht miteinander im Wettbewerb stehen. Die Investitionsentscheidung basiert dann auf den Kosten genau spezifizierter Systeme im Vergleich zu den Kosten, die bei

Tab. 1: Übersicht über die wesentlichen Daten kommerziell verfügbarer Energiespeicher im Vergleich

	Leistungsbe- reich (ohne Parallel- schaltung)	Energieinhalt	Übliche Über- brückungszeit	Durchschnittli- che Dauerleis- tung als % der maximalen Leistung	Reaktionszeit	Kommerziell breit verfügbar	Standby-Ver- luste	Wirkungsgrad Laden - Entla- den	€/kW für we- nige Sekunden Überbrückung	€/kW für Über- brückung im Stundenbereich
Batterien	Bis ca. 10 MW	Bis ca. 2,5 MWh	Bis ca. 100 Stun- den	Ca. 5 - 50 %	< 1 ms	Ja	< 0,01 %/h	Ca. 70 - 90 %	Ca. 50 €	Ca. 50 - 100 €
Supercapacitor	Bis ca. 100 kW	Bis ca. 1 kWh	Bis ca. 1 Minute	1)	< 1 ms	Bedingt	0,1 - 0,2 %/ h	> 95 %	Ca. 300 - 400 €	8)
SMES	Bis ca. 7,5 MVA	Bis ca. 3 kWh	Sekunden- bereich	100 %	Ca. 2 - 4 ms	Ja	Ca. 100 %/h (Kühlver- luste)	> 98 %	Ca. 400 €	8)
Schwungräder	Bis ca. 2 MVA	Bis ca. 25 kWh	Bis ca. 30 Sekun- den	1)	Ca. 2 - 4 ms	Ja	Ca. 1 - 20 %/h	> 95%	Ca. 100 - 250 € (7)	8)
Druckluft	290 MW	870 MWh	Mehrere Stunden	2)	Mehrere Sekunden bis Minuten 3)	Ja 4)	5)	6)	9)	9)
Pumpwasser- speicher	Bis ca. 2000 MW	Bis ca. 4000 MWh	Mehrere Stunden	2)	Minuten- bereich	Ja	5)	6)	9)	9)

1) Begrenzt durch Wärmeabfuhr

2) Keine Einschränkungen

3) Heiße Druckspeicher benötigen bei entsprechender Betriebsführung vermutlich weniger als 1 Sekunde

4) Nur zwei Anlagen ausgeführt

5) Keine Verluste des eigentlichen Speichermediums, nur Standby-Verluste der Hilfsaggregate

6) Keine Informationen verfügbar

7) Unterscheidung zwischen langsamen und schnellen Schwungrädern notwendig

8) Zusatzinvestition von ca. 50 - 100 €/kW für Batteriespeicher oder Diesellgenerator notwendig

9) Abhängig von geologischen Gegebenheiten

Verzicht auf die Nutzung von Energiespeichertechnologien zu erwarten sind.

- 42 Die Kosten von SMES, Supercapacitor und schnellen Schwungrädern sind wegen der geringen Stückzahlen hoch. Supercapacitor werden für industrielle Anwendungen noch nicht kommerziell eingesetzt, so dass ihre Preisstellung schlecht mit allen anderen Systemen vergleichbar sind, die zu mindestens in Nischenprodukten kommerziell eingesetzt werden.
- 43 Tabelle 1 gibt einen Überblick über die kommerziell verfügbaren Energiespeichertechnologien. Reversible Brennstoffzellen und Redox-Flow-Batterien sind nicht enthalten, weil sie noch zu weit weg von einer Anwendung sind und keine Demonstrationsprojekte existieren. Ein Vergleich der Energie- und Leistungsdichte ist im Wesentlichen nur innerhalb unterschiedlicher Batteriesysteme angebracht.

### **3 Anforderungen an Energiespeicher im Elektrizitätsnetz**

#### **3.1 Auswirkungen der Liberalisierung des Strommarkts auf Energiespeicherung**

- 44 Die Richtlinie der Europäischen Kommission zur Öffnung der Gas- und Strommärkte in Europa hat zwei Auswirkungen: Die kommerzielle Neuausrichtung der Energieversorgungsunternehmen und Anstrengungen zur technischen Optimierung der Stromproduktion, Übertragung und Verteilung. Die zentrale Anforderung, die erfüllt werden muss, ist „keine Quersubventionen zwischen Produktion, Übertragung und Verteilung bzw. Verkauf von Strom“. Studien [Iannucci u.a.] zeigen, dass der Strommarkt langfristig ein sehr bedeutender Markt für Energiespeichersysteme werden könnte, auch wenn die dort gemachte Bewertung der möglichen Vorteile in Höhe von 25 Mrd. \$ für die USA alleine sehr unrealistisch erscheint.
- 45 Traditionell sind Strompreise für alle Kundengruppen relativ ähnlich, es gibt kaum Unterschiede zwischen Regionen und kaum zeitlich unterschiedliche Preise. Die Kostenstruktur dagegen zeigt eine hohe Abhängigkeit vom Ort des Netzanschlusses und dem Zeitpunkt des



Verbrauchs durch den Kunden. Deregulierte Märkte erlauben und erzwingen die Bestimmung von Preisen und zeigen eine realistische Kostengrundlage für Preise auf.

Strompreise schwanken mehr und stärker als die Preise aller anderen Waren. Spitzenpreise von bis zu 7,5 \$ pro Kilowattstunde wurden in den USA während einiger Stunden im Jahre 1999 auf der Großhandelsebene bezahlt. Netzdienstleistungen, die Netzbetreiber benötigen, um die Stabilität des Netzes zu sichern, werden jetzt offen ausgeschrieben. 46

Die Kostenstruktur des Netzes und die Kosten für die Erweiterung oder Verstärkung des Netzes müssen beachtet werden. Entscheidungen müssen neu getroffen werden, bis zu welchem Grad es unterschiedliche Preise wegen unterschiedlicher Netzkosten zwischen gering besiedelten ländlichen Regionen, Inseln und Ballungsräumen geben soll. Zusätzlich muss das Gleichgewicht zwischen der Versorgungsqualität, die der Netzbetreiber garantieren soll, und den unterschiedlichen Anforderungen von Industrieunternehmen und Haushaltskunden neu bestimmt werden. 47

Diese drei Faktoren haben die größte Auswirkung auf die Zukunft von Energiespeichersystemen in netzgekoppelten Elektrizitätsversorgungssystemen. Abbildung 4 zeigt mögliche Speichergrößen für die im Folgenden dargestellten Bereiche. 48

Der Speicher für Frequenzregelung liegt im Sekundenbereich und ist bei einer deutlichen Abnahme von Großkraftwerken als Ersatz der in den Turbinen und Generatoren gespeicherten kinetischen Energie langfristig erforderlich. Zur Verzögerung oder Vermeidung des Netzausbaus, zur Spitzenlastzeugung und zum Ausgleich des Energieflusses zwischen Netzbereichen werden Speicher mit einigen Stunden Laufzeit benötigt. Der Leistungsbereich ist bei Energieversorgungsunternehmen und Netzbetreibern viel höher als bei dezentralen Anwendungen. 49

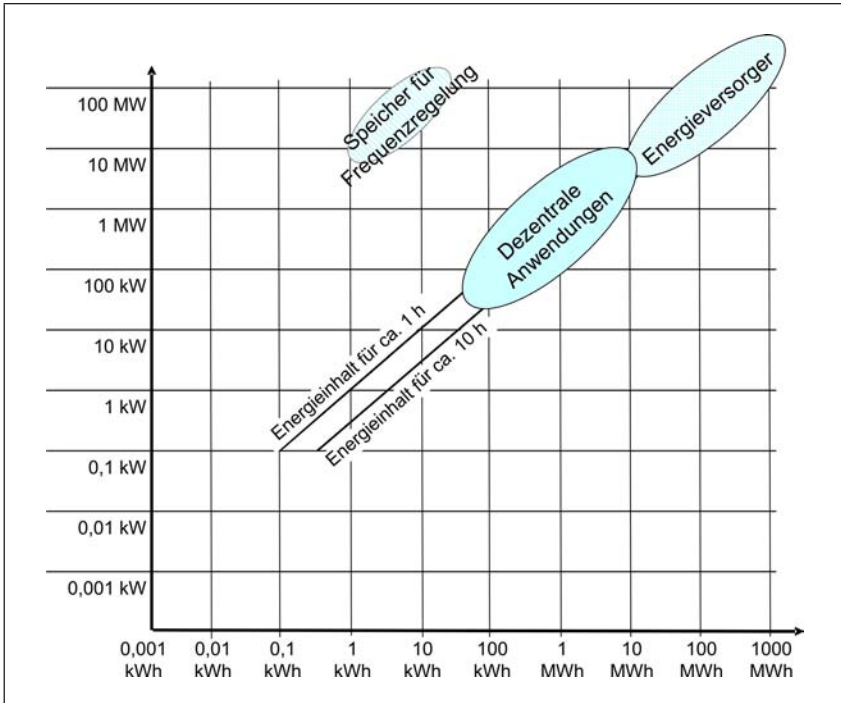


Abb. 5: Leistung und Energieinhalt von Energiespeichern für Anwendungsgebiete in Netzen

### 3.1.1 Die wirklichen Kosten des Netzes

50 Die Kostenstrukturen von dezentraler und zentraler Stromerzeugung verschieben sich durch die Deregulierung des Marktes gegeneinander. Der Bau neuer, großer Kraftwerke und Hochspannungsleitungen für ihren Anschluss an das Netz ist teuer, erfordert einen langen Planungsvorlauf und ist bei langen Übertragungsleitungen unter Umständen praktisch nicht mehr durchführbar. Die Wettbewerbsfähigkeit kleinerer Kraftwerke verbessert sich im Vergleich zu großen Kraftwerken, die Investitionskosten und -risiken sind geringer und die Planung ist einfacher. Als Konsequenz können dezentrale Energieerzeugung und große Energiespeicher wirtschaftlich interessante Alternativen werden. Der Bau eines 40 MW/10 MWh Batterieenergiespeichersystems in Fairbanks, Alaska, in 2003 [Green] gründete auf den Schwierigkeiten, eine neue 400 Kilometer lange Übertragungsleitung durch unberührte und geschützte Landschaften zu bauen.

Energiespeichersysteme für diese Anwendungen werden voraussichtlich sehr große Anlagen sein. Druckluftspeicherkraftwerke, kleine Pumpwasserspeicherkraftwerke, sehr große konventionelle Batterien und langfristig möglicherweise auch Redox-Flow-Batterien und reversible Brennstoffzellen sind dafür geeignet. 51

Die Stromkosten im Niederspannungsnetz und in Regionen mit sehr geringem Durchschnittsverbrauch pro Quadratkilometer werden durch die Kosten des Netzes bestimmt. Unter den heutigen wirtschaftlichen Bedingungen muss die Frage nach gleichen Preisen für industrielle Ballungsgebiete, städtische und ländliche Gebiete neu gestellt und neue Antworten gefunden werden. Es ist klar, dass eine Quersubvention zum Bau, der Erweiterung oder der Erneuerung des Netzes in dünn besiedelten Gebieten gleichbedeutend ist mit der Subvention von zentraler statt dezentraler Stromerzeugung. Wenn die Kosten einer Netzerweiterung dem davon profitierenden Verbraucher korrekt zugeordnet würden, dann könnte die dezentrale Energieerzeugung bzw. ein Energiespeicher zur Stützung des Netzes eine wirtschaftliche Alternative sein. Im Extremfall können sogar PV-Anlagen mit kleinen Batterien Strom am wirtschaftlichsten zur Verfügung stellen, wenn dadurch ein Netzausbau vermieden werden kann. Zahlreiche PV-Anlagen an Autobahnen und städtischen Parks belegen das. 52

Die Anschlusskosten eines Wohngebiets oder Gewerbeparks bei einer Erweiterung können ebenfalls sehr hoch werden, wenn die vorhandene Anschlussleistung nicht mehr ausreicht. In den letzten Jahrzehnten sind mehrere Energiespeichersysteme, insbesondere auch Natrium-Schwefel-Batterien, für diese Zwecke untersucht worden, um Investitionen in die Netzstruktur zu vermeiden oder wenigstens zeitlich zu strecken. Ein kommerzieller Einsatz erfolgte aber nicht. Die neue Kostensensitivität gegenüber Investitionen in die Niederspannungsnetze könnte jedoch das Interesse neu entfachen. 53

Energiespeichersysteme auf der Nieder- und Mittelspannungsseite werden vermutlich eher klein sein, z. B. 500 kW/1000 kWh und müssen vermutlich modular aufgebaut sein. Sie werden wahrscheinlich täglich ge- und entladen und ihre Installation muss problemlos ohne besondere Genehmigungsverfahren durchgeführt werden können. 54

nen, ähnlich wie der Ersatz eines Transformators oder die Erweiterung einer Unterstation.

### 3.1.2 Spitzenlastbereitstellung

- 55 Die Erzeugung und der Verbrauch von Elektrizität müssen zu jedem Zeitpunkt im Gleichgewicht sein, damit das Netz stabil bleibt. Die Erzeugungskapazität muss deshalb immer den maximalen, kurzfristig zu erwartenden Bedarf übertreffen und gleichzeitig noch die im UCTE Grid-Code beschriebenen Reserven zur Überbrückung von Kraftwerks- oder Leitungsausfällen bereitstellen. Spitzenlasterzeugung ist teuer, weil die Kapitalkosten für die Errichtung und die Kosten für den ständigen Bereitschaftsbetrieb auf nur relative wenige Betriebsstunden jährlich umgelegt werden müssen.
- 56 Statt Spitzenlast in speziell dafür vorgehaltenen Kraftwerken, oft Gasturbinen mit sehr kurzer Anlaufzeit, können auch Energiespeichersysteme genutzt werden. Druckluftkraftwerke wie das Kraftwerk in Huntorf oder Pumpwasserkraftwerke werden dafür bereits jetzt eingesetzt. Energiespeicher für den Spitzenlastausgleich speichern Energie, die zu Zeiten geringer Nachfrage preiswert produziert werden kann, und zukünftig Überschussenergie aus wetterabhängigen erneuerbaren Energiequellen, für die es keinen aktuellen Absatz gibt. Die Energie wird aus dem Speicher entnommen, wenn die Nachfrage und die Produktionskosten für Strom hoch sind oder keine Produktionskapazität mehr zur Verfügung steht (siehe Abbildung 6). Energiespeichersysteme für die Spitzenlastbereitstellung müssen gegen eventuell vorhandene Überkapazität an Kraftwerken und gegen Kraftwerke mit sehr kurzen Anfahrzeiten konkurrieren, wie z. B. Gasturbinen oder großen Dieselmotoren. Eine technisch und wirtschaftlich interessante Lösung könnte die Nutzung der vielen, schnell anlaufenden, dezentral im Netz vorhandenen Stromerzeugungseinheiten (kleine Netzersatzanlagen, Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung etc.) in der Organisationsform eines virtuellen Kraftwerks sein. Darunter ist die organisatorische und technische Verknüpfung zahlreicher Stromerzeugungseinheiten zu verstehen, die sich in ihrer Gesamtheit wie ein konventionelles Kraftwerk verhalten und elektrische Energie planbar und zuverlässig in das Netz einspeisen können.

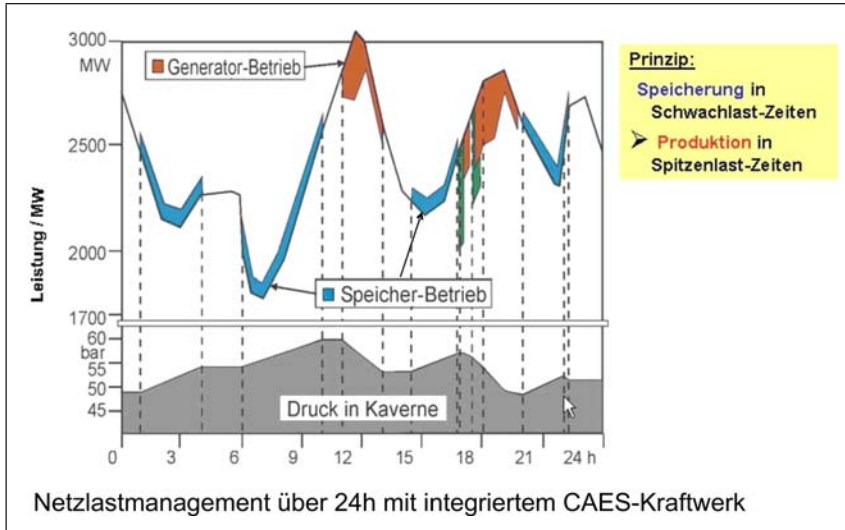


Abb. 6: Lastverlauf in einem Netzgebiet der E.ON mit und ohne Nutzung des Druckluftkraftwerks Huntorf (CAES: Compressed Air Energy Storage). Die Betriebszeiten im Bereich mehrerer Stunden sowie die schnelle Umschaltung von Lade- auf Entladebetrieb sind gut zu erkennen. (Mit freundlicher Genehmigung der E.ON Kraftwerke GmbH)

Abgesehen von Pumpwasser- und großen Druckluftspeicherkraftwerken können nur Batterien und reversible Brennstoffzellen ausreichend große Energiemengen speichern. Energiespeichersysteme brauchen eine zuverlässige und große Preisdifferenz zwischen dem Einkaufs- und Verkaufspreis von Strom und es ist unklar, ob Batterien und Redox-Flow-Batterien jemals in dieser Anwendung konkurrenzfähig sein werden, wenn es keine Zusatzvorteile gibt, wie z. B. die Vermeidung des Netzausbaus oder die Lösung von Qualitätsproblemen bei der Stromversorgung.

### 3.1.3 Netzstabilität und dezentrale Erzeugung

Die Stabilität des Netzes hängt von zwei Faktoren ab. Die Frequenz muss innerhalb enger Toleranzen gehalten werden und der Energiefluss zwischen verschiedenen Netzbereichen muss zu jeder Zeit innerhalb der zulässigen Grenzen liegen.

Die Frequenz nimmt zu, wenn die Erzeugung den Verbrauch übersteigt, und nimmt ab, wenn der Bedarf höher als die Erzeugung ist.

Im heutigen Stromversorgungssystem wird das Gleichgewicht über die kinetische Energie der rotierenden Massen der Turbinen- und Generatorsätze der Großkraftwerke hergestellt. Die benötigte Ausgleichsenergie kann aber auch durch eigene Energiespeicheranlagen bereitgestellt werden. Zwischen 1984 und 1992 wurde in Berlin, das damals ein elektrisches Inselssystem ohne Anbindung an das große westeuropäische Verbundnetz war, ein Batterieenergiespeicher mit  $\pm 8,5$  MW Leistung und 17 MWh Energieinhalt betrieben. Damit wurde ein kurzfristiges Ungleichgewicht zwischen Produktion und Verbrauch wirtschaftlicher ausgeglichen, als das mit dem vorhandenen Kraftwerkspark möglich gewesen wäre. Wenn tatsächlich langfristig eine deutliche Abnahme der Stromerzeugung in Großkraftwerken mit ihren großen rotierenden Schwungmassen stattfinden würde, dann würde das den Aufbau von entsprechend schnellen und leistungsstarken Energiespeichersystemen zur Folge haben, unabhängig davon, ob die dezentrale Energieerzeugung in Windparks mit ihren starken Leistungsfluktuationen erfolgen würde oder in zahlreichen Brennstoffzellen oder anderen Stromerzeugungsanlagen [Wenzl und Beck].

- 60 Die Auswirkungen dezentraler Energieerzeugung auf den Energiefluss im Netz sind zurzeit in den meisten Netzbereichen noch gering, wobei sich in bestimmten Bereichen Norddeutschlands wegen der Windkrafteinspeisung bereits jetzt ernste Schwierigkeiten abzeichnen. Diese Probleme werden mit der Zunahme stochastisch einspeisender Erzeugungsanlagen ansteigen und können durch Energiespeichersysteme, alternativ durch die Verstärkung der Netze und Beschränkung der Einspeisung gelöst werden.

### 3.2 Versorgungssicherheit, Stromversorgungsqualität und unterbrechungsfreie Stromversorgung

- 61 Verschiedene Kundengruppen verbinden mit dem Begriff Stromversorgungsqualität verschiedene Dinge. Privatpersonen sind um die Wiederherstellung der Stromversorgung besorgt, bevor die Wohnraumtemperatur sinkt oder die Tiefkühltruhe auftaut. Industriekunden dagegen können bereits bei wenigen Millisekunden Stromausfall und einem Spannungseinbruch um mehr als ca. 30% für Bruchteile einer Sekunde Produktionseinbußen und Ausfälle von Maschinen ha-

ben. Beispiele für derartige Unternehmen sind z. B. Internetservice-Provider, Hersteller von Halbleitern und Papier- oder Faserhersteller.

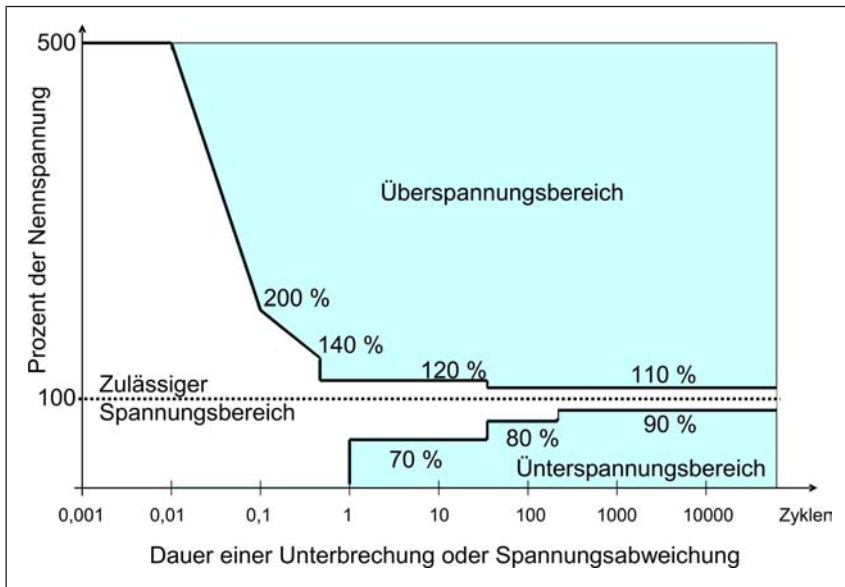


Abb. 7: Die CBEMA Kurve zeigt Toleranzbereiche von Netzstörungen, die keine Auswirkungen auf empfindliche Lasten haben sollten [CBEMA]

Die amerikanische „Computer und Business Equipment Manufacturers Association“ (CBEMA) hat bereits vor langer Zeit ein schematisches Diagramm entwickelt, das zeigt, welche Netzstörungen nicht zu einem Ausfall oder einer Fehlfunktion von elektronischen Geräten führen sollten (siehe Abbildung 7). Dieses Bild wird oft als Richtschnur benutzt, um mögliche Auswirkungen von Netzstörungen auf Lasten zu beschreiben und wird z. B. in der IEEE/ANSI 446 benutzt. Technische Lösungen für Unterbrechungsfreie Stromversorgungen (USV) müssen immer Energiespeicher mit einer Reaktionszeit im Millisekundenbereich beinhalten, z. B. Batterien, Schwungräder, Supercapacitor oder SMES. Wenn die Versorgung bei Netzausfall länger als nur wenige Sekunden sichergestellt werden muss, muss entweder eine Batterie, ggf. zusätzlich zu anderen Energiespeichern, oder, bei großen Lasten, ein motorbetriebener Generator installiert werden.

62

- 63 USV-Anlagen sind ein schnell wachsendes Marktsegment der elektrotechnischen Industrie, weil Lasten immer empfindlicher werden und moderne Leistungselektronik hohe Spannungsqualität benötigt, aber gleichzeitig negative Rückwirkungen auf die Netzspannung hat. Die Kosten von Unternehmen wie z. B. Banken und Internetprovider bei Netzausfall sind so groß, dass die Installation sehr großer und technisch anspruchsvoller USV-Anlagen erfolgt. Ein typischer Internetprovider ist z. B. gewillt, bis zu 1.000 € pro Kilowatt Anschlussleistung zu zahlen, um eine hohe Netzspannungsqualität und unterbrechungsfreie Versorgung zu haben. Mehr als 50% der Baukosten bei Internet Providern sind für USV-Anlagen ausgegeben worden [Weaver], die Nennleistungen liegen teilweise über 24 MVA.
- 64 Das wirtschaftliche Optimum zwischen einer Verbesserung der Stromversorgungsqualität für alle Kunden durch Ausbau des Netzes und der Verbesserung der Versorgungsqualität am Netzübergang für und auf Rechnung der Kunden, die eine sehr hohe Stromversorgungsqualität brauchen, erfordert eine ständige Abwägung von Anforderungen und Kosten. In einem liberalisierten Energiemarkt muss die durch die Struktur des Netzes vorgegebene Qualität von Regulierungsbehörden oder im Konsens aller Beteiligten immer wieder neu vereinbart werden. Hohe Standards mit hohen Kosten zu setzen, die dann von jedermann unabhängig vom jeweiligen Bedarf getragen werden müssen, ist nicht sinnvoll.
- 65 In Wisconsin wurden 6 SMES mit je 3 MW und 7,5 MVA<sub>r</sub> installiert, um die Versorgungsqualität in Netzausläufern weit weg von Kraftwerken zu stabilisieren. Üblich ist jedoch, Qualitätsverbesserungen des Netzes am Anschlusspunkt empfindlicher Lasten zu realisieren und die Kosten dafür werden vom Kunden, nicht vom Netzbetreiber oder Energieversorger übernommen. Selbst bei hervorragender Netzqualität müssen extrem empfindliche Lasten durch USV-Anlagen abgesichert werden.
- 66 Energiespeicher für USV-Anlagen sind ausgereifte, kommerziell verfügbare Produkte. Schwungräder für große Lasten und Batterien für kleinere Lasten oder längere Überbrückungszeiten decken den Gesamtmarkt fast vollständig ab.



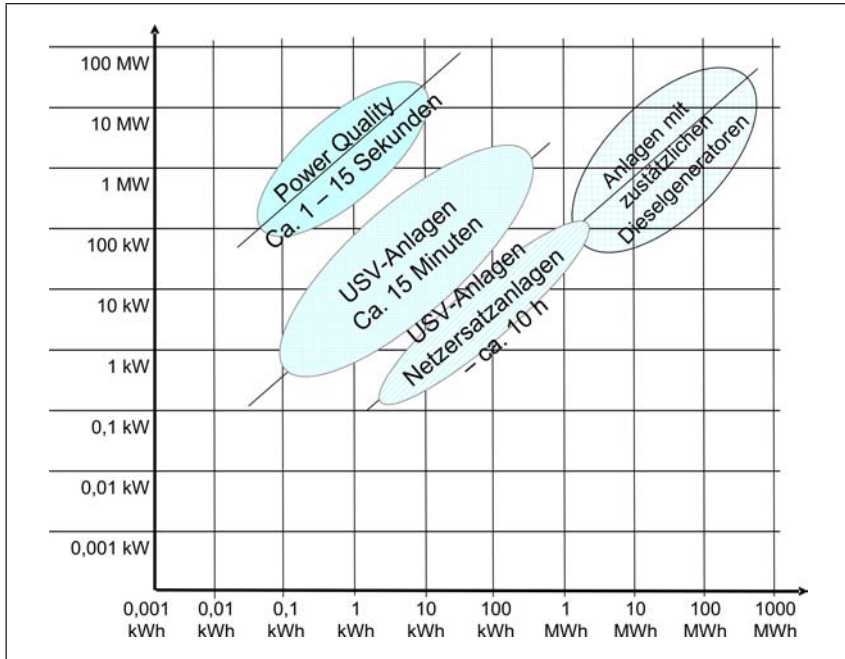


Abb. 8: Leistung und Energieinhalt von Speichern für unterbrechungsfreie Stromversorgungen und den Power Quality Bereich

Die meisten Netzstörungen dauern nur wenige Sekunden. 15 Minuten gilt als üblicher Wert zum kontrollierten Beenden von Datenverarbeitungsprozessen. Bei großen Leistungen und einer längeren Überbrückungszeit sind Anlagen mit zusätzlichen Dieselgeneratoren die wirtschaftlichste Lösung. Abbildung 8 enthält eine Übersicht über die Leistung und den Energieinhalt üblicher Speicher.

### 3.3 Integration von erneuerbaren Energien und Energiespeicherung

#### 3.3.1 Netzunabhängige Systeme

Energieerzeugung durch erneuerbare Quellen kann weder bei Strom noch bei Wärme zeitlich genau auf den Energiebedarf abgestimmt werden. Energiespeichersysteme bilden deshalb immer einen integralen Teil von jedem Energiesystem auf Basis erneuerbarer Energiequellen. Auch wenn zusätzlich kraftstoffbetriebene Aggregate eingesetzt

67

werden, um Zeiten ohne Sonneneinstrahlung oder Wind zu überbrücken, werden Energiespeicher oft aus wirtschaftlichen Gründen eingesetzt, da Energie aus einem Energiespeicher billiger ist als Energie aus einem häufig startenden und mit schlechtem Wirkungsgrad arbeitendem Verbrennungsmotor. Außerdem ist die Frequenz- und Spannungsstabilität besser, wenn ein Energiespeicher verwendet wird. Bei sehr großen Energiesystemen werden jedoch statt eines Energiespeichers häufig mehrere Dieselgeneratoren eingesetzt, die lastabhängig zugeschaltet werden und im Teillastbetrieb zur Bereitstellung von Leistungsreserven betrieben werden müssen.

- 68 Das technische und wirtschaftliche Optimum für die Größe jedes Energiespeichers muss individuell in jedem Einzelfall bestimmt werden. Es wird eine hohe Reaktionszeit benötigt und ein individuell zu bestimmendes Verhältnis von Energieinhalt und Leistung. Konventionelle, kommerziell verfügbare Bleibatterien erfüllen alle Anforderungen, auch wenn die Lebensdauer noch Probleme mit sich bringt, und haben einen hohen Wirkungsgrad. Lediglich wenn extreme Temperaturbedingungen herrschen und bei Systemen, bei denen die Batterie im Wesentlichen zum Leistungsausgleich benutzt wird und im Verhältnis zum Energieinhalt sehr hohe Leistungen fließen, werden auch Nickel-Cadmium-Batterien eingesetzt. Alle anderen Speichertechnologien müssen preislich damit konkurrieren. Andere Batteriesysteme mit geringerem Gewicht und höherer Leistungsdichte bieten technisch keinen Vorteil und sind teilweise sogar ungeeigneter, wenn ihr Wirkungsgrad schlechter ist. Die Forschung konzentriert sich weniger auf die Batterietechnologie selber, die einen hohen Stand erreicht hat, als vielmehr auf die Festlegung optimaler Betriebsbedingungen, um längere Lebensdauern erreichen zu können und die Lebensdauererwartung besser abschätzen zu können. Batterien sind die, bezogen auf die gesamten Lebenszykluskosten teuerste Einzelkomponente und ihre Lebensdauererwartungen schwanken sehr stark.

### 3.3.2 Integration von erneuerbaren Energie in das elektrische Netz

- 69 Die Integration erneuerbarer Energiequellen in das bestehende Energiesystem erfordert zurzeit noch keine Energiespeicher, weil der Anteil der erneuerbaren Energien insgesamt noch gering ist. In be-

stimmten Regionen an der Nordseeküste stößt die Einspeisung von Windenergie aber bereits auf Grenzen, weil die eingespeiste Energie schnell und mit hoher Amplitude schwankt. Die installierte Leistung überschreitet in diesen Gebieten bereits den Gesamtbedarf in Zeiten geringen Verbrauchs und führt zu einer Einspeisung in das Übertragungsnetz. Vereinzelt müssen auch bereits Windparks wegen Beschränkungen im Transportnetz weggeschaltet werden.

Die ursprünglichen Befürchtungen, dass die Nutzung von Windenergie zu einer Verschlechterung der Netzqualität führen würde, z. B. Flicker (Spannungsschwankungen mit einer Frequenz im Bereich von 9 Hertz), haben sich aber wegen der strengen Anschlussbedingungen für Windanlagen an das Netz nicht bewahrheitet. Große Anlagen (Kraftwerke oder Transportkapazitäten zur Nutzung von Kraftwerkskapazität aus anderen Netzbereichen) werden zum Ausgleich in Reserve gehalten. Diese Reservehaltung bleibt erhalten oder wird sogar zunehmen, wenn keine Energiespeicher gebaut werden. Für einen

70

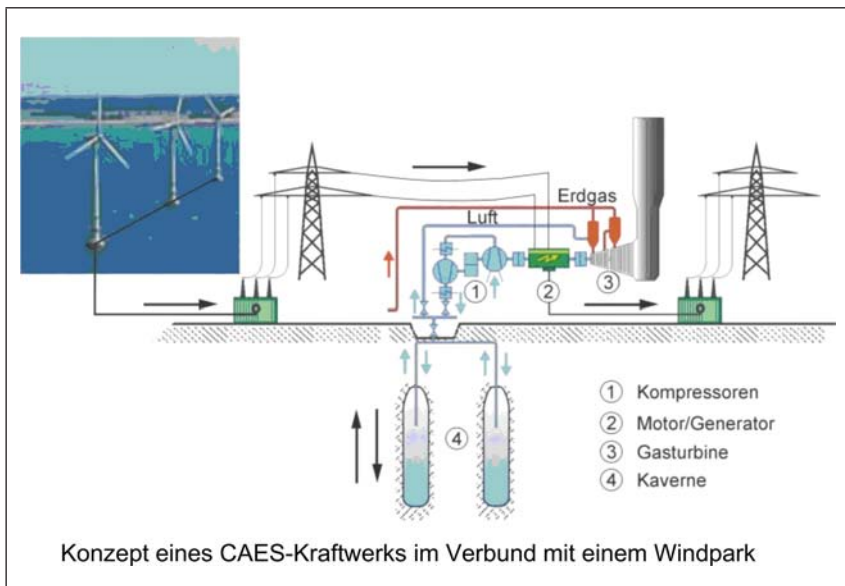


Abb. 9: Schematisches Diagramm zur Speicherung von Windenergie in einem Druckluftkraftwerk. Mit dem hier gezeichneten Konzept können keine kurzfristigen Leistungsfluktuationen aufgenommen werden. (Mit freundlicher Genehmigung der E.ON Kraftwerke GmbH)

Windpark in Skandinavien ist der Bau einer 100 MWh-Energiespeichereinrichtung als Redox-Flow-System geplant, Abbildung 9 zeigt schematisch die mögliche Nutzung des Druckluftspeichers im Druckluftkraftwerk Huntorf für diesen Zweck.

- 71 Langfristig konkurrieren sehr große Energiespeicher mit neuen Übertragungsleitungen. Für einen der zukünftigen Offshore-Windparks in der Nordsee ist eine 2000 MW-Leitung in das Ruhrgebiet geplant, weil sonst die erzeugte Energie nicht mehr abgeführt werden kann. Aber auch die geplante Reduzierung der Einspeisung bei einer kurzfristigen Überschussproduktion von Windenergie kann durchaus als langfristige und wirtschaftlich beste Lösung für dieses Problem angesehen werden. Für sehr kurzfristige Leistungsfluktuationen und zur Stützung des Netzes am Anschlusspunkt eines Windparks werden auch Schwungradspeicher mit hoher Leistung und geringem Ener-

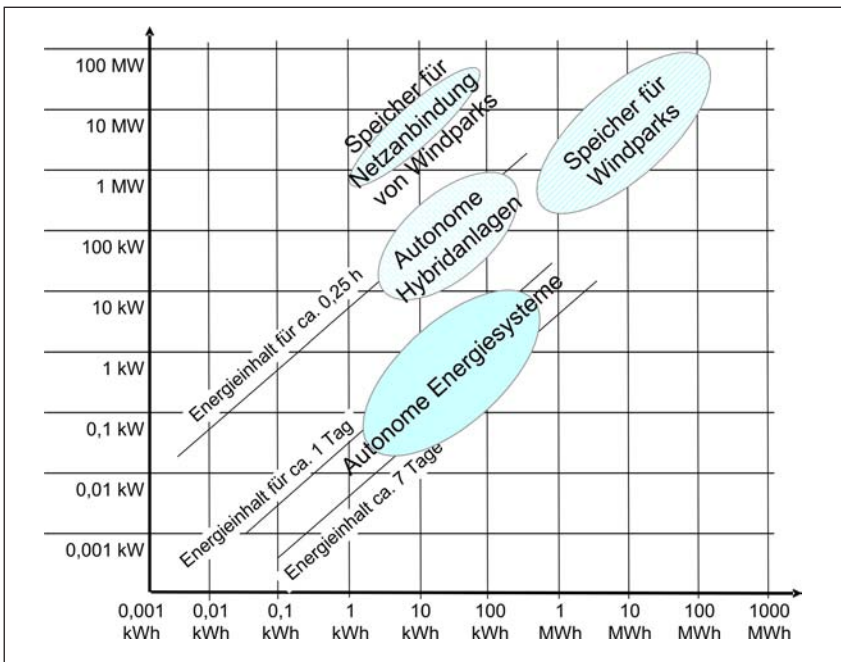


Abb. 10: Leistung und Energieinhalt von Speichern für erneuerbare Energien. Für große Hybridanlagen gibt es Einsatzmöglichkeiten für Energiespeicher, die einen hohen Leistungsdurchsatz im Verhältnis zum Energieinhalt haben und lediglich das Netz stabilisieren und das häufige Anfahren der Dieselgeneratoren verhindern sollen.

gieinhalt erwogen. Enercon bietet z. B. derartige Systeme an. Ein derartiger Speicher ist aber wahrscheinlich nur bei einem Netzanschluss mit geringer Übertragungskapazität und örtlichen Resonanzen erforderlich. Abbildung 10 zeigt die im Bereich erneuerbarer Energien möglichen Größen für Leistung und Energieinhalt.

### 3.4 Energiespeicher im Transportwesen

Der Energieverbrauch und die Emissionen des Transportsektors steigen im Gegensatz zu den anderen großen Verbrauchssektoren weiter an. Es müssen deshalb Lösungen entwickelt werden, die den Wunsch nach Mobilität und die Notwendigkeit effizienter Transportmöglichkeiten für Industrie und Handel mit einem nachhaltigen Ressourcenverbrauch kombinieren. Dies betrifft alle Formen des Transports, nicht nur PKW und LKW. Der Transportbereich, einschließlich Starterbatterien, ist bereits einer der größten Marktsegmente für Batterien weltweit. Mittelfristig könnte eine erfolgreiche Markteinfüh-

72

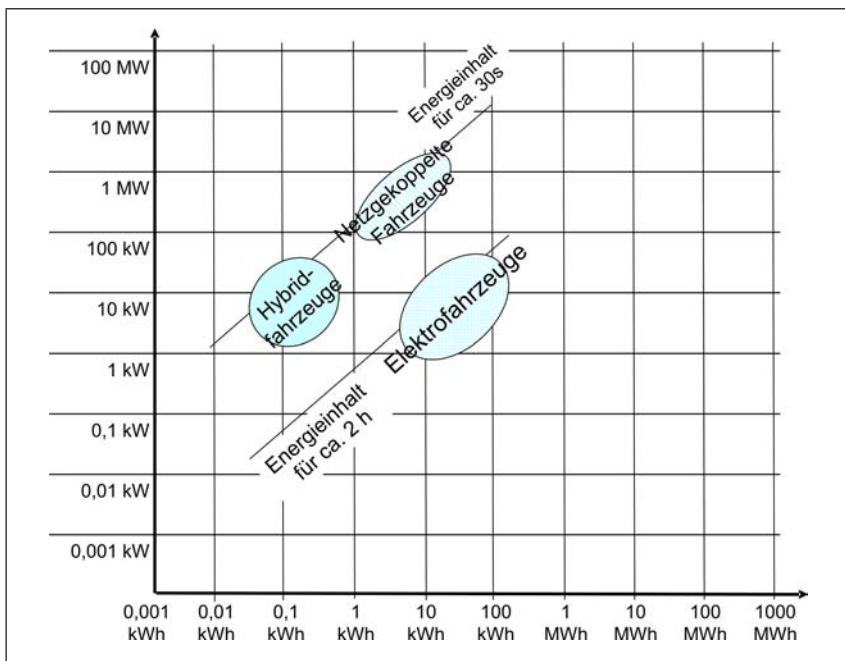


Abb. 11: Leistung und Energieinhalt von Energiespeichern in Transportanwendungen. Starterbatterien werden dabei nicht berücksichtigt.

rung von Hybridfahrzeugen zu einer erheblichen Ausweitung des Marktvolumens führen und die Emissionen des Transportbereichs deutlich verringern. Abbildung 11 zeigt den Leistungsbedarf und Energieinhalt von Speichern in wichtigen Anwendungen (ohne Starterbatterien).

### 3.4.1 Hybridfahrzeuge

- 73 Zukünftige Hybridfahrzeuge benötigen Batterien, in denen die Bremsenergie gespeichert und bei Beschleunigungen zusätzliche Leistung zur Verfügung gestellt werden kann. Der Toyota Prius ist das erste Serienfahrzeug dieser Art. Der Grund für diese Entwicklung ist der geringe Wirkungsgrad von Verbrennungsmotoren im Teillastbetrieb und bei schwankender Last im Vergleich zum Betrieb im optimalen Betriebspunkt. Alle Fahrzeughersteller arbeiten intensiv an diesen Antriebskonzepten, die Batterien oder ggf. auch Supercapacitor benötigen. Der Verbrennungsmotor kann dann immer optimal betrieben werden und bei Stillstand ohne Einschränkung des Fahrkomforts ausgeschaltet werden. Erste Ergebnisse mit Hybridfahrzeugen lassen erwarten, dass bei gleichen Fahreigenschaften der Treibstoffverbrauch, abhängig von der Strecke, um bis zu 25% sinken wird. Die dafür eingesetzten Batterien müssen bei hohem Energiedurchsatz und hoher Leistungsdichte eine hohe Lebensdauer erreichen und im Teillastbetrieb mit kleinen aber dafür sehr vielen Zyklen betrieben werden können. Ein geringes Gewicht und eine lange, zuverlässig erreichbare Lebensdauer mit verlässlichen Gesamtkosten sind die wesentlichen Entwicklungsziele. Nickel-Metall-Hydrid und Lithium-Ionen Batterien sowie Supercapacitor konkurrieren hier gegeneinander und sind bereits nahe an der Serienreife. Moderne Bleibatterien hätten den Vorteil, dass für weniger Geld mehr Leistung und Energie installiert werden könnte, ausreichend Produktionskapazität zur Verfügung steht und die Recyclingpfade vorhanden sind. Wegen ihres deutlich höheren Gewichts ist es aber fraglich, ob sie für diese Anwendung in Frage kommen werden. Es ist denkbar, dass alle Systeme in unterschiedlichen Einsatzbereichen Verwendung finden können.
- 74 Die Entwicklung des Antriebsstranges für Hybridfahrzeuge führt zu wesentlichen Änderungen des Gesamtsystems. Statt einem Anlasser und Generator wird nur noch ein Motor/Generator benötigt. Abge-

sehen von der Batterie werden sich die Gesamtkosten deshalb nicht wesentlich ändern. Bei größeren Fahrzeugen, z. B. Lastwagen, Bussen und leichten Schienenfahrzeugen mit Dieselantrieb, sind leichte Hochgeschwindigkeitsschwungräder möglich. Sie sind bereits in Straßenbahnen kommerziell eingesetzt worden und finden jetzt wieder vermehrt Interesse. Bis zu 25% Treibstoffersparnis ist bei ausgeprägten Stop-und-Go-Betrieb möglich.

### 3.4.2 Elektrofahrzeuge

Elektrofahrzeuge ohne Verbrennungsmotoren werden seit langem angestrebt. Ihre Zukunft als alternatives Antriebskonzept wird allmählich klarer und ihr wirtschaftlicher Erfolg wird immer wahrscheinlicher. Viele der großen Fahrzeughersteller sehen Brennstoffzellenantriebe als die ideale Lösung und haben über eine Milliarde Euro für Entwicklungen und Versuche ausgegeben. Die technischen Risiken sind inzwischen erheblich geringer, weil viele der technischen Leistungsanforderungen erfüllt worden sind. Geringe Lebensdauer im Betrieb, hohe Kosten und die Hochskalierung für die Produktion großer Mengen in hoher Qualität stellen aber immer noch erhebliche Probleme und Risiken dar. Außerdem kann die Infrastruktur für eine mit Brennstoffzellen betriebene Fahrzeugflotte nicht schnell und kostengünstig aufgebaut werden. Eine Alternative zu Brennstoffzellen sind Redox-Flow-Batterien. In beiden Fällen ist der Tankprozess im Prinzip gleich wie beim Tanken von konventionellen Treibstoffen. Bei Redox-Flow-Batterien wird eine Suspension mit geladener aktiver Masse in einen Tank gefüllt während die entladene aktive Masse herausgepumpt wird. Das Auto ist damit innerhalb weniger Minuten wieder geladen und weiter betriebsbereit.

75

Es ist noch nicht klar, ob Fahrzeuge mit Brennstoffzellen oder einer Redox-Flow Batterie ohne ein zusätzliches Energiespeichersystem betrieben werden können, da ihre Reaktionszeit für Beschleunigungen im Verkehr nicht ausreichend sein könnte. Jedes Energiespeichersystem für diese Anwendung hätte identische Anforderungen zu denen von Hybridfahrzeugen und wäre in der Lage, Bremsenergie zu speichern. Allerdings könnte der Energieinhalt geringer als bei Hybridfahrzeugen sein. Für den Kaltstart des Fahrzeugs wird aber auf je-

76

den Fall eine Batterie in der Größenordnung heutiger Starterbatterien erforderlich sein.

- 77 Batteriebetriebene Fahrzeuge werden vermutlich ein Produkt für Nischenmärkte sein, obwohl sie für die meisten täglichen Fahrten geeignet wären. Sowohl die Reichweite als auch die Ladezeit hat sich sehr positiv entwickelt. Schnellladungen, um die Reichweite um 50 bis 100 Kilometer innerhalb von 5 bis 10 Minuten zu verlängern, sind jetzt möglich und kommerziell erhältliche Fahrzeuge erreichen inzwischen normalerweise Reichweiten von 100 bis 150 Kilometer. Der japanische Batteriehersteller Panasonic hat vor kurzem eine tägliche Reichweite von 140 Kilometern mit Bleibatterien nachgewiesen. Die Marktdurchdringung wird behindert durch mangelnde Leistungsfähigkeit und Reichweite sowie die Unkenntnis der Kunden über den erreichten Fortschritt der Technik.
- 78 Für Gabelstapler und andere Fahrzeuge für den innerbetrieblichen Transport ist ein Elektroantrieb mit Bleibatterie seit langem eingeführt. Der Markt ist groß und stabil und Batterien in diesen Anwendungen sind weitgehend unproblematisch.

#### *Netzgekoppelte Fahrzeuge*

- 79 Energiespeicher in netzgekoppelten öffentlichen Verkehrssystemen wie z. B. Eisenbahnen, U-Bahnen und Straßenbahnen, sind seit langem ein Thema. Bremsenergie kann von modernen Motoren in das Netz zurückgespeist werden. Das öffentliche Versorgungsnetz und die Stromversorgung des Verkehrssystems sind aber nur an wenigen Stellen miteinander gekoppelt. Beim Bremsen an einer entlegenen Station oder bei Bergabstrecken kann Rückspeisung zu so hohen Spannungen im Netz führen, dass die Rückspeisung begrenzt werden muss. Das gleiche gilt bei Beschleunigungen. Bei U-Bahnen mit 750 V Gleichstrom können durch diese Effekte Spannungsschwankungen von bis zu 25% entstehen. Eine höhere Spannungsstabilität würde Verluste verringern, den Wirkungsgrad verbessern und die Lebensdauer von Komponenten verlängern. Energiespeicher oder mehr Netzanknüpfungspunkte an den entsprechenden Stellen sind zwei miteinander konkurrierende Lösungen für diese Problematik.
- 80 Ein auf einem Schwungrad basierende Energiespeicherlösung wurde z. B. bereits in Hannover an der Endstation einer Straßenbahn instal-



liert. Eine detaillierte Untersuchung der Einspeisung für die Kölner Straßenbahn wurde von Gunselmann, Höschler und Reiner vorgelegt. Schwungräder und zukünftig Supercapacitor sind wahrscheinlich die am besten geeigneten Systeme für diese Anwendung, weil die elektrische Leistung hoch sein muss, der Energiebedarf aber gering ist.

### **3.5 Energiespeicher für kleine portable Anwendungen**

Portable Anwendungen stellen einen schnell wachsenden und sehr großen Markt für Batterien, das zurzeit einzige, für portable Zwecke geeignete Energiespeichersystem dar. Die Anforderungen der Nutzer und der Anwendungen führen zu höheren Leistungen und Laufzeiten portabler elektronischer Geräte. Die Kosten pro Kilowattstunde gespeicherter Energie sind fast immer von untergeordneter Bedeutung. Die Kundenanforderungen beziehen sich auf maximalen Energieinhalt bei geringem Gewicht und eine gute Überwachung, um rechtzeitig die Anwendung beenden zu können und die Batterie auszutauschen oder zu laden. Lithium-Ionen Batterien und teilweise auch NiMH-Batterien sind das geeignetste System. Lediglich Direktmethanol-Brennstoffzellen könnten zukünftig für Laptops kommerziell angeboten werden und Batterien ersetzen oder ergänzen. Es gibt zahlreiche Entwicklungen, um die Materialeigenschaften und die Energie- oder Leistungsdichte von Batterien weiter zu verbessern.

**81**

Bei Hochstrombelastungen wie z. B. Handwerkzeugen spielt die maximale Ausgangsleistung der Batterien eine Rolle und Nickel-Cadmium Batterien werden hier bevorzugt. Ihre Nutzung wird aber eingeschränkt werden, wenn eine Direktive der Europäischen Kommission über die Verwendung von Cadmium in Batterien und anderen industriellen Anwendungen verabschiedet wird. Alternativen könnten dann verbesserte NiMH-Batterien oder Supercapacitor bei sehr hohen pulsformigen Strombelastungen werden.

**82**

## **4 Recycling und Entsorgung**

Batterien und Supercapacitor stellen keine besonderen Umweltrisiken bei der Herstellung, Verwendung und Entsorgung dar. Der industrielle Umgang mit den toxischen Inhaltsstoffen bei der Produktion wird

**83**

sicher beherrscht. Batterien und Supercapacitor müssen aber grundsätzlich als Sondermüll betrachtet werden und dürfen nicht zusammen mit dem normalen Hausmüll entsorgt werden. Einige Materialien, insbesondere Quecksilber, Cadmium und Blei, stellen viel größere Umweltrisiken als andere Stoffe dar und ihr Stoffkreislauf muss sorgfältig überwacht werden. Quecksilber ist deshalb bereits für fast alle Produkte verboten worden und die Verwendung von Cadmium wird voraussichtlich ebenfalls eingeschränkt werden. Die Verwendung von Blei und Cadmium wird zukünftig wahrscheinlich mit hohen Recyclingraten von bis zu 95% verknüpft werden, je nach Anwendung. Für kleine portable Anwendungen und Konsumgüter müssen diese zukünftigen Anforderungen für weitere Produktentwicklungen beachtet werden. Sowohl Bleibatterien als auch NiCd Batterien, die in industriellen Anwendungen genutzt werden, erfüllen bereits jetzt sehr hohe Recyclingraten.

- 84 Die Recyclingprozesse haben ihre technische Leistungsfähigkeit bereits nachgewiesen und sind wegen des hohen Materialwerts für einige Batteriesysteme auch wirtschaftlich. Neue Energiespeichertechnologien müssen immer so entwickelt und eingeführt werden, dass ihre Umweltrisiken während der Herstellung und Nutzung minimiert sind, und eine vollständige Sammlung und sicheres Recycling der Materialien möglich ist.

## 5 Literatur

- [1] Bine Informationsdienst: Kinetische Speicherung von Elektrizität, Projektinfo 11/03, Herausgegeben vom Fachinformationszentrum Karlsruhe, Gesellschaft für wissenschaftlich-technische Informationen mbH, ISSN 0937 8367
- [2] Crotogino, F.; Mohmeyer, K.-U. und Scharf, R.: Huntorf CAES – more than 20 years of successful operation; Spring 2001 Meeting, Orlando, Florida, USA; 15. – 18. April 2001
- [3] Green, A.: The Use of Industrial Nickel-Cadmium-Batteries in Renewable Energy Systems; Proceedings of the Store conference, October 2003, Aix-en-Provence

- [4] Gunselmann, W.; Höschler, P. und Reiner, G.: Energiespeichereinsatz im Stadtbahnnetz Köln; Elektrische Bahnen 98 (2000) 11-12
- [5] Iannucci, J.; Eyer, J.; Erdman, B. und Butler, P.: Technical and Market Aspects of Innovative Storage Opportunities, Paper presented at EESAT 2002, San Francisco, 15. – 17. April 2002
- [6] Key, T. und Banerjee, B.: Comparison of Energy Storage And Electric Conversion For Bridging Power Applications; Paper presented at EESAT 2002, San Francisco, 15. – 17. April 2002
- [7] Schoenung, S.: Characteristics of Energy Storage Technologies for Short- and Long-Duration Applications; Paper presented at EESAT 2002, San Francisco, 15. – 17. April 2002
- [8] Weaver, G.: Using Advanced Power Electronics and Concepts to Develop a 2200 kVA Rotary Battery-Less UPS; Paper presented at EESAT 2002, San Francisco, 15. – 17. April 2002
- [9] Wenzl, H. und Beck, H.-P.: The need for energy storage systems with a high ratio of power output to energy content; Proceedings of the Store conference, October 2003, Aix-en-Provence
- [10] Wenzl, H. und Sachs, K.: Planung und Auswahl von USV-Anlagen, Franzis Verlag, Poing, 1998, ISBN 3-7723-4433-X



# Energieversorgung mit Fernwärme

*Henning Wittkamp*

## Inhaltsübersicht

	Rn.		Rn.		
1	Bedeutung der Fernwärme im Raumwärmemarkt	1–4	5	Fernwärmean- wendungen	51–58
2	Prozesskette der Fern- wärmeversorgung	5–10	5.1	Übergabestation	51–54
3	Fernwärmeezeugung	11–38	5.2	Anwendungen	55–58
3.1	Allgemeines	11–13	6	Preisbildung für Fernwärme	59–83
3.2	Heizkraftwerke	14–20	6.1	Preisbildung auf der Grundlage von Kosten	59–61
3.3	Blockheizkraftwerke (BHKW) und Nah- wärmeversorgung	21–25	6.2	Aufbau von Preis- systemen	62–76
3.4	Heizwerke	26–29	6.3	Anlegbarkeit von Fern- wärmepreisen	77–83
3.5	Emissionen	30–33	7	Gestaltung von Fern- wärmeversorgungs- verträgen	84–87
3.6	KWK-Förderung	34–38	8	Vor- und Nachteile der Fernwärmeversorgung	88
4	Fernwärmeverteilung	39–50		Literatur	
4.1	Verlegearten und Rohrsysteme	39–40			
4.2	Komponenten von Fernwärmenetzen	41–46			
4.3	Versorgungssicherheit/ Technische Sicherheit	47–50			

## Schlagwortübersicht

	Rn.		Rn.
Abrechnung	10	BHKW	21ff.
Absorptionskältemaschinen	58	BImschG	30ff.
Anlagentypen	11	Brennstoffe	3
Anlegbarkeit	77ff.	Brennstoffnutzungsgrad	14
AVBFernwärmeV	62	Dampfturbinen-Heizkraftwerk	17ff.

	Rn.		Rn.
DIN 4747	50	Mittellastbedarf	13
Druck-		Nahwärmeversorgung	25
-haltung	42	Preisänderungsfaktoren	72
-stöße	43	Preiskomponenten	63f.
Druckabsicherung	49	Rauchgasreinigungssysteme	31
Entnahmekondensationsbetrieb	18	Rücklauf	7
Fernwärmepreisvergleich	82	Selbstverpflichtung	38
Gasturbinen-Heizkraftwerk	19f.	Spitzenlast-Wärmeerzeugung	13
Gegendruckbetrieb	17	Stromkennzahl	17
Gesamtanschlusswert	2	Technische Anschlussbedingungen	7
Gesamttrassenlänge	2	Temperaturabsicherung	49
Grundlastbedarf	13	Transport	39
GuD-Anlagen	19	VDI-Richtlinie 2067	80
Heißwasser-Umwälzpumpe	45	Verbundsysteme	1
Heizwasserdurchfluss	54	Versorgungsvertrag	84ff.
Kondensat	8	Verteilung	39
Kosten	59ff.	Vorlauf	7
KWK-Gesetz	35	Wärmespeicher	46, 56
Liberalisierung	34ff.	Wärmezähler	9
Messung	9	Zentralsysteme	1

## 1 Bedeutung der Fernwärme im Raumwärmemarkt

- 1 Wie die Elektrizitäts- und Gasversorgung gehört die Energieversorgung mit Fernwärme zu den leitungsgebundenen Formen der Energiedarbietung. Das Prinzip der Fernwärmeversorgung gleicht dem eines großen Zentralheizungssystemes. Anstelle eines einzelnen Gebäudes werden bei der Energieversorgung mit Fernwärme allerdings ganze Stadtteile, Städte oder mehrere Kommunen im Verbund mit gebrauchsfertiger Heizwärme oder Wärme für technische Prozesse (Prozesswärme) versorgt. Derartige **Verbundsysteme** sind in Deutschland u. a. im Ruhrgebiet und im Rhein-Neckar-Raum entstanden. Die größten innerstädtischen **Zentralsysteme** werden in Berlin, Hamburg, München und Mannheim betrieben.
- 2 Nach Angaben der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e. V. (**AGFW**), dem Branchenverband der Fern-/Nahwärmeversorgung und Heizkraftwirtschaft beim Verband der Elektrizitätswirtschaft (**VDEW**) e. V. liegt der Anteil der Fernwärme am bundesdeutschen Heizungs-

markt bei 12% (Alte Bundesländer 8%, Neue Bundesländer 28%) mit starken Unterschieden zwischen Stadt und Land. In Großstädten und Ballungsräumen erreicht die Fernwärme durchschnittlich einen Anteil von 30% am Heizungsmarkt. In einigen Städten wird auch ein weit darüber hinaus gehender Versorgungsgrad erreicht. Neben Industrie- und Gewerbebetrieben sowie öffentlichen Einrichtungen werden bundesweit rd. 4,5 Millionen Wohnungen mit Fernwärme versorgt. Der Schnellbericht der AGFW für das Jahr 2000 [1] weist für die 216 daran beteiligten Fernwärmeversorgungsunternehmen (FVU) einen **Gesamtanschlusswert** von 53.585 MW aus. Die **Netzeinspeisung** belief sich auf 314.820 TJ. In der Bundesrepublik Deutschland werden gemäß „Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 1999“ der AGFW [2] 1.193 Heizwassernetze und 122 Dampfnetze betrieben. Nach AGFW-Angaben beläuft sich die **Gesamttrassenlänge** der Fernwärmenetze auf rd. 18.000 km.

Etwa 78% der Fernwärmenetzeinspeisungen werden in Kraft- 3  
Wärme-Kopplungsanlagen erzeugt, die unter hoher Ausnutzung der in den Primärenergieträgern enthaltenen Energie gleichzeitig Wärme und Strom liefern. Heizwerke mit einem Anteil von 20% und industrielle Abwärmennutzung (2%) stellen die übrige Netzeinspeisung. Als **Brennstoffe** werden überwiegend Erdgas (45%) und Steinkohle (34%) verwendet. Während in den alten Bundesländern nach wie vor Kohle, mit steigendem Anteil Erdgas und Müll sowie mit rückläufiger Entwicklung (leichtes) Heizöl als Hauptprimärenergieträger für die Fernwärmeerzeugung zum Einsatz kommen, hat in den neuen Bundesländern Erdgas den (Braun-)Kohleanteil vom ersten Platz im Brennstoffmix verdrängt.

Außerhalb Deutschlands ist die Fernwärmeversorgung in Europa vor 4  
allem in den nord- und osteuropäischen Ländern von Bedeutung. In den skandinavischen Staaten, mit Ausnahme Norwegens, und u. a. in Russland, in Polen sowie auch in Österreich übersteigt der Fernwärmeanteil am Heizungsmarkt den durchschnittlichen Marktanteil in Deutschland.

## 2 Prozesskette der Fernwärmeversorgung

- 5 Fernwärme wird zentral in einer oder mehreren Anlagen erzeugt (siehe Abschnitt 3 „Fernwärmeerzeugung“), die in größeren Netzen häufig im Verbund betrieben werden. Die erzeugte Wärme wird über ein **Fernwärmenetz** (siehe Abschnitt 4 „Fernwärmeverteilung“) bis zu den Kunden verteilt und mittels **Übergabestationen** in die Kundenanlagen übertragen. Als Wärmeträger dienen dabei Wasser oder Dampf. Die Übergabestationen sind i. d. R. Eigentum der Fernwärmeversorgungsunternehmen (FVU) und enthalten alle Einrichtungen, die dazu dienen, den Wärmeträger in der vertraglich vereinbarten Form und Menge und ohne Gefährdung der Kundenanlage zu übertragen.
- 6 Der Anschluss der Kundenanlagen an das Fernwärmenetz erfolgt
  - direkt: dabei durchströmt der Wärmeträger direkt die Kundenanlage  
oder
  - indirekt: über einen Wärmeträger.
- 7 Für den Anschluss der Kundenanlagen an das Fernwärmenetz geben die FVU i. d. R. „**Technische Anschlussbedingungen**“ heraus, die vielfach Bestandteil der Fernwärmeversorgungsverträge sind. Die Technischen Anschlussbedingungen können beispielsweise Vorgaben über den (Haus-) Anschlussraum sowie die Kundenanlage und deren Betrieb enthalten und zeigen anhand von Temperaturkurven für den **Vor- und Rücklauf** die ggf. in Abhängigkeit von der Außentemperatur geregelte Fahrweise des Fernwärmenetzes.
- 8 Von den Kunden wird die Fernwärme für Raumheizungszwecke, zentrale Wassererwärmung, raumluftechnische Anwendungen wie Klimatisierung oder technische Prozesse, bei denen die in den Wärmeträgern Heizwasser oder Dampf enthaltene Wärme benötigt wird, genutzt (siehe Abschnitt 5 „Fernwärmeanwendungen“). Das im Zuge der jeweiligen Anwendungen ausgekühlte Wasser bzw. **Kondensat** (kondensierter Dampf) fließt dann über eine Rücklauf- bzw. Kondensatleitung zur Erzeugungsanlage zurück, wo es erneut aufgeheizt wird.
- 9 Die in der Kundenanlage verbrauchte Wärmemenge wird durch **Wärmezähler** in der Übergabestation erfasst. In Heizwassernetzen



besteht die überwiegende Zahl der Wärmehähler aus einem Volumenmessteil zur Bestimmung der abgenommenen Heizwassermenge (heute überwiegend auf der Basis statischer Messverfahren, z. B. mittels Ultraschall oder magnetisch-induktiv), je einem Temperaturfühler für den Heizwasservorlauf und -rücklauf sowie einem elektronischen Rechenwerk. Bei der Versorgung von Dampfkunden wird die Dampfmenge beispielsweise durch eine Blenden- oder Ultraschallmessung bzw. eine Volumenmessung des Kondensates erfasst. So weit notwendig und mit den Kunden vereinbart, erfolgt zusätzlich zur Erfassung der Wärmemenge eine **Messung** der in Anspruch genommenen Fernwärmeleistung [3].

Die Verbrauchs- und ggf. Leistungsmessungen in den Übergabestationen sind Grundlage für die **Abrechnung** der Fernwärmelieferungen mit den Kunden. Vertragspartner sind überwiegend die Eigentümer oder Verwalter der versorgten Gebäude und nicht der einzelne Mieter oder Wohnungsinhaber. Die bisher oft nicht im Leistungsumfang der FVU liegende Wärmekostenverteilung und Einzelabrechnung wird im Zuge der Ausweitung ihres Dienstleistungsangebotes jetzt verstärkt auch von den Unternehmen der Fernwärmewirtschaft angeboten.

10

### 3 Fernwärmeerzeugung

#### 3.1 Allgemeines

Fernwärme wird in unterschiedlichen Anlagentypen in Größenordnungen von einigen hundert Kilowatt bis zu mehreren hundert Megawatt thermischer Abgabeleistung erzeugt. Im Einzelnen können das sein:

11

Tab. 1: Fernwärme-Erzeugungsanlagen

Heizwerke	reine Wärmeerzeugung
Heizkraftwerke (Kraft-Wärme-Kopplungs- Anlagen (KWK))	gekoppelte Erzeugung von Strom und Fernwärme, in – Dampfturbinen-Heizkraftwerken – Gasturbinen-Heizkraftwerken – Gas- und Dampfheizkraftwerken (GUD) – Blockheizkraftwerken (BHKW)
Müllverwertungsanlagen	Wärmeerzeugung, mit oder ohne Stromerzeugung
sonstige techn. Einrichtungen	z. B. Ab- und Überschusswärme von Industrie- und Gewerbebetrieben, Nutzung geothermischer Ressourcen, ...

In größere Zentralsystemen speisen häufig mehrere große Heizkraft- und Heizwerke in das Fernwärmenetz ein.

- 12 Ob Heizkraftwerke und Blockheizkraftwerke strom- oder wärmegeführt betrieben werden, ist eine Optimierungsfrage, bei der einerseits die Erzeugungs- bzw. Bezugssituation und die damit verbundenen Kosten bzw. Bezugskonditionen sowie auf der anderen Seite die strom- und wärmeseitige Nachfragesituation in dem betreffenden Versorgungsgebiet zu berücksichtigen sind.
- 13 Die Errichtung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in einem Fernwärmesystem erfordert i. d. R. einen wesentlich höheren Investitionsbedarf als den für die der reinen Wärmeerzeugung dienenden Heizwerke. Üblicherweise decken Heizkraftwerke oder BHKW daher nur den **Grund- und Mittellastbedarf** der Wärmenachfrage, während Heizwerke (mit vergleichsweise geringen spezifischen Investitionen aber häufig höheren Brennstoffkosten) der **Spitzenlast-Wärmeerzeugung** dienen.

### 3.2 Heizkraftwerke

- 14 Kondensations-Dampfkraftwerke, die nur elektrische Energie erzeugen, erzielen bezogen auf den Brennstoffeinsatz geringe Wirkungsgrade (um 40%), weil der größte Teil der eingesetzten Brennstoffwärme durch Verflüssigung des Abdampfes aus der Turbine im Kondensator nutzlos an die Umwelt abgegeben wird. Heizkraftwerke nutzen dagegen die im Abdampf enthaltene Verdampfungswärme auf höherem Temperaturniveau und geben sie zulasten eines Teiles der Stromerzeugung als Heizwärme an ein Fernwärmesystem ab. Damit ersetzt letztlich die Wärmenutzung bei den Kunden die Funktion des Kondensators. Heizkraftwerke erzeugen so gleichzeitig elektrische Energie und nutzbare Heizwärme. Der **Brennstoffnutzungsgrad** (Wirkungsgrad) steigt auf bis zu etwa 80%.
- 15 Heizkraftwerksanlagen werden in Abhängigkeit vom Einsatzzweck und der technischen Auslegung in unterschiedlichsten Ausprägungen betrieben. Nach dem Einsatzzweck lassen sich unterscheiden [4]:
  - große, vorwiegend für die Stromerzeugung, mit im Verhältnis dazu für geringfügige Wärmeauskopplungen erstellte „Ohnehin“-Kraftwerke,

- für die kommunale bzw. örtliche Fernwärmebereitstellung konzipierte Heizkraftwerke sowie
- Blockheizkraftwerksanlagen, oft für die Wärmeversorgung einzelner Objekte oder Inselnetze außerhalb der großen Zentralsysteme ausgelegt.

Im Hinblick auf die technische Konzeption ist vor allem zwischen Dampfturbinen-Heizkraftwerken, Gasturbinen-Heizkraftwerken (ohne und mit Abhitzekeesseln), Gas- und Dampf-Anlagen (GuD), sowie BHKW zu differenzieren. Nachfolgend wird kurz auf einige Grundprinzipien der verschiedenen Anlagentypen eingegangen. 16

Bei **Dampfturbinen-Heizkraftwerken** wird zwischen Gegendruck- und Entnahmekondensationsbetrieb unterschieden. Beim **Gegendruckbetrieb** wird nahezu der gesamte aus dem Niederdruckteil der Turbine strömende Dampf zur Fernwärmeerzeugung genutzt. Gegendruck-Heizkraftwerke sind durch eine konstante, durch die Auslegung bestimmte Stromkennzahl gekennzeichnet. Die **Stromkennzahl** bezeichnet das Verhältnis zwischen Strom- und Wärmeerzeugung bzw. die „Gegendruckstromausbeute“ bezogen auf die nutzbare Wärmeabgabe. Die Stromkennzahl kleinerer Gegendruck-Heizkraftwerke beginnt etwa bei dem Wert 0,2 (und mehr) und erreicht bei größeren Anlagen mit mehrstufiger Aufwärmung etwa den Wert 0,6. 17

Häufig ist auf Grund der Abnahmecharakteristik in einem Wärmeversorgungsgebiet und dem zeitlichen und mengenmäßigen Verhältnis zwischen Strom- und Wärmenachfrage eine Entkopplung zwischen Strom- und Wärmeerzeugung erforderlich. Entnahme-Kondensationskraftwerke bieten hier die benötigte Flexibilität. Beim **Entnahmekondensationsbetrieb** wird auch der Niederdruckteil der Turbinenanlage (mit nachgeschaltetem Kondensator) mit Dampf beaufschlagt und dadurch – bei verringertem Brennstoffnutzungsgrad – ein zusätzlicher Anteil Kondensationsstrom erzeugt. 18

**Gasturbinen-Heizkraftwerke** bestehen aus den Komponenten Verdichter (für das zur Verbrennung einströmende Gas), Brennkammer, Turbine und Generator. Die in den Abgasen nach der Expansion in der Turbine noch enthaltene thermische Energie wird über einen 19

nachgeschalteten Wärmeübertrager zur Heizwassererwärmung verwendet.

- 20 In **GuD-Anlagen** wird die Anlagentechnik um die den Gasturbinen nachgeschalteten Abhitzeessel erweitert, in denen Dampf für einen konventionellen Dampfturbinenprozess mit integrierter Wärmeauskopplung erzeugt wird. Größere GuD-Heizkraftwerke weisen nicht selten eine Stromkennzahl von 1 und mehr auf.

### **3.3 Blockheizkraftwerke und Nahwärmeversorgung**

- 21 Der Einsatz von BHKW hat seit Ende der achtziger Jahre in Deutschland erheblich an Bedeutung gewonnen. Betrieben werden Blockheizkraftwerke vor allem zur Versorgung einzelner Objekte mit hohem spezifischen Wärmebedarf, etwa Schwimmbädern oder Krankenhäusern, sowie zur Fernwärmeversorgung von Neubau- oder sonstigen Wohngebieten über Inselnetze.
- 22 Die Hauptkomponenten von BHKW sind Gas- oder Dieselmotoren zum Antrieb von Generatoren sowie verschiedene Wärmeübertrager mit denen die im Abgas, im Motorkühlwasser oder Ölkreislauf enthaltenen Wärme für Heizzwecke genutzt wird. Brennstoffzufuhr, Leittechnik sowie ggf. Spitzenlastkessel und Wärmespeicher ergänzen die Konfiguration einer BHKW-Anlage [5].
- 23 BHKW erreichen Gesamtwirkungsgrade von über 80%. Das Spektrum der thermischen und elektrischen Leistungen reicht je nach Bedarfssituation von einigen Kilowatt bis hin zu Anlagengrößen im zweistelligen Megawattbereich. Als Brennstoff wird in BHKW-Anlagen überwiegend Erdgas eingesetzt.
- 24 BHKW auf der Basis der Brennstoffzellentechnologie weisen noch überwiegend den Status von Pilot- und Demonstrationsvorhaben auf. Den Vorteilen der Brennstoffzelle wie hoher elektrischer Wirkungsgrad, gutes Teil- und Wechsellastverhalten, geringem Wartungsaufwand sowie niedrige Schadstoff- und Schallemissionen steht derzeit weiterhin der Nachteil außerordentlich hoher spezifischer Investitionen gegenüber. Durch die konsequente Weiterentwicklung der Brennstoffzellentechnologie und die erwartete Kostendegression bei Fertigung in größeren Stückzahlen wird mit einer größeren Markt-

durchdringung der Brennstoffzelle bei der Strom- und Wärmebereitstellung ab 2005 bis 2010 gerechnet.

Im Zusammenhang mit dem Betrieb von Blockheizkraftwerken (sowie auch Heizzentralen) wird häufig der Begriff **Nahwärmeversorgung** verwendet. Im üblichen Sprachgebrauch ist damit die Fernwärmeversorgung von Wohn- oder Mischgebieten über im Vergleich zu den innerstädtischen Zentralsystemen kleinere Inselnetze gemeint. Nach einem Urteil des BGH kommt es auf die Nähe der Anlage zu einem versorgten Gebäude oder das Vorhandensein eines größeren (Fernwärme-) Leitungsnetzes nicht an, sondern darauf, dass aus einer „nicht im Eigentum des Gebäudeeigentümers stehenden Heizungsanlage von einem Dritten nach unternehmenswirtschaftlichen Gesichtspunkten eigenständig Wärme produziert und an andere geliefert“ wird. Insoweit handelt es sich bei den meisten Wärmelieferungen aus BHKW (sowie aus Heizzentralen) ebenfalls um eine **Fernwärmeversorgung**.

25

### 3.4 Heizwerke

Heizwerksanlagen bestehen aus einem oder mehreren Kesseln nebst Brenner und Nebenanlagen wie Pumpen, Leittechnik und ggf. Warte sowie Brennstoffzufuhr bzw. -lagerung.

26

So weit Heizwerke nicht in größeren Zentralsystemen im Verbund mit Heizkraftwerken die Aufgabe der Spitzenlastwärmeerzeugung übernehmen, wird ihr Standort üblicherweise in unmittelbarer Nähe zum Verbrauchsschwerpunkt der zu versorgenden Kundenanlagen gewählt. Heizwerke dienen in diesen Fällen u. a. der Wärmeversorgung von Gebieten, die nicht (oder erst zu einem späteren Zeitpunkt) über Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen versorgt werden, als provisorische Wärmeerzeugungsanlagen in für die Fernwärmeversorgung noch umfänglicher zu erschließenden Gebieten oder als Reserveanlagen [4].

27

Die technische Ausprägung von Heizwerken hängt u. a. von der erforderlichen Anlagengröße, dem eingesetzten Brennstoff, dem gewünschten Automatisierungsgrad oder dem zur Verfügung stehenden Investitionsvolumen ab. Hinsichtlich der Kesseltechnik kommen in Leistungsbereichen von wenigen Kilowatt bis hin zu einigen Mega-

28

watt thermischer Leistung Brennwert- und Niedertemperaturkessel zum Einsatz. Flammrohrkessel werden im Bereich bis zu etwa 30 Megawatt und Wasserrohrkessel in höheren Leistungsbereichen eingesetzt.

- 29 Wegen der niedrigen spezifischen Investitionsausgaben, dem günstigen Emissionsverhalten und der guten Automatisierbarkeit wird der überwiegende Teil der Heizwerke mit Erdgas als Brennstoff betrieben. In einer Reihe von Anlagen ist eine bivalente Feuerung installiert, die es ermöglicht, in Spitzenlastzeiten Heizöl zu verfeuern und damit ggf. die Grundpreiszahlungen an den Gaslieferanten zu verringern.

### 3.5 Emissionen

- 30 In einem Fernwärmesystem werden eine Vielzahl von Einzelfeuerstätten durch eine (oder mehrere) größere Fernwärmeerzeugungsanlage(n) ersetzt. Die bei der Wärmeerzeugung entstehenden Emissionen lassen sich so zentral überwachen und Maßnahmen zu ihrer Reduzierung brauchen an nur einer (oder wenigen) Stelle(n) durchgeführt werden. Entsprechende Anforderungen in Bezug auf die Genehmigung und den Betrieb von Fernwärmeerzeugungsanlagen ergeben sich u. a. aus dem **Bundes-Immissionsschutzgesetz** (BImSchG) und den daraus abgeleiteten Verordnungen und Technischen Anleitungen.
- 31 Große Heizkraftwerksanlagen verfügen i. d. R. über sehr effiziente **Rauchgasreinigungssysteme**. In kohlegefeuerten Anlagen können diese Systeme beispielsweise aus der Hintereinanderschaltung von Katalysatoren zur Umwandlung von Stickoxiden in Stickstoff und Wasser, Elektro-Entstaubern zur Abscheidung von Aschebestandteilen des Rauchgases und Entschwefelungsanlagen (Rauchgaswäschern) bestehen.
- 32 Unter den am häufigsten in Fernwärme-Erzeugungsanlagen eingesetzten Brennstoffen Kohle, (leichtes) Heizöl und Erdgas besitzt das Erdgas in Bezug auf den Schadstoffausstoß ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ , Staub usw.) die günstigsten Eigenschaften. So wird bei der Erdgasverbrennung beispielsweise weniger  $\text{CO}_2$  freigesetzt als bei der Kohleverbrennung, weil bei Erdgas ( $\text{CH}_4$ ) der relative Gehalt an

Kohlenstoff geringer ist und außer Kohlenstoff (C) auch noch Wasserstoff (H<sub>2</sub>) verbrannt wird.

Dem Beitrag von Fernwärmesystemen und der Kraft-Wärme-Kopplung zur Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen wird im Zusammenhang mit den von der Bundesregierung übernommenen Klimaschutzverpflichtungen besondere Bedeutung beigemessen. Wegen der Vielzahl von Bewertungsverfahren mit unterschiedlichen Bilanzierungsgrenzen wird an dieser Stelle auf eine detailliertere Stellungnahme und Quantifizierung des CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzials einzelner Anlagentypen zur Fernwärme- (und Strom-) Erzeugung verzichtet. Generell lässt sich festhalten, dass

33

- die Heizkraftwirtschaft mit Fernwärmeversorgung bei Einsatz modernster Heizkraftwerke mit kohlenstoffarmen Brennstoffen und hohen Stromkennzahlen bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen große Vorteile gegenüber einer getrennten Strom- und Wärmeerzeugung bietet [6],
- bei der Betrachtung des Minderungspotenzials nicht nur verschiedene Erzeugungsanlagen und -strukturen sondern auch alternative Maßnahmen zur CO<sub>2</sub>-Einsparung (z. B. Wärmedämmung) gleichrangig einzubeziehen sind.

### 3.6 KWK-Förderung

Die **Liberalisierung des Strommarktes** hat zu einem Preiswettbewerb geführt, der sich zurzeit überwiegend auf der Basis der Grenzkosten der Stromerzeugungsanlagen abspielt. Die Wettbewerbsfähigkeit von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen), deren Kostenniveau bei der Stromerzeugung auf Grund der Auslegung, der Fahrweise oder der Anlagengröße in den meisten Fällen über dem der großen Kondensationsstromkraftwerke liegt, hat sich in diesem Umfeld deutlich verschlechtert. Hierauf hat der Gesetzgeber mit seinen Gesetzesinitiativen im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung reagiert.

34

Gewissermaßen als Sofortmaßnahme hat der Gesetzgeber das am 18. 05. 2000 in Kraft getretene „Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung“ (**KWK-Gesetz**) [7] erlassen. Zweck des Gesetzes ist der befristete Schutz der Kraft-Wärme-Kopplung in der allgemeinen Versorgung im Interesse von Energie-

35

einsparung und Klimaschutz. Das Gesetz sieht eine zeitlich befristete, degressiv gestaltete Förderung für in KWK-Anlagen erzeugten Strom vor.

- 36 Unter bestimmten Voraussetzungen erhalten nach den Bestimmungen des Gesetzes Energieversorgungsunternehmen der öffentlichen Versorgung eine erhöhte Vergütung für Strom, der in KWK-Anlagen erzeugt und in das öffentliche Netz eingespeist wird. Die Vergütung beträgt beginnend ab Inkrafttreten des Gesetzes 9 Pfennig pro kWh und sinkt jeweils zum Januar eines neuen Jahres um 0,5 Pfennig pro kWh. Fördermechanismus und Kostenwälzung sind im KWK-Gesetz mehrstufig gestaltet. Letztlich kommen die Stromkunden über erhöhte Netznutzungsentgelte für die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung auf.
- 37 Das derzeitige KWK-Gesetz läuft Ende 2004 aus. Die zeitliche Befristung und degressive Ausgestaltung der Förderung federt für die Betreiber von KWK-Anlagen die unmittelbaren wirtschaftlichen Auswirkungen der Strommarktliberalisierung ab und schützt sie vor sog. „stranded investments“ (auf Grund veränderter Randbedingungen unrentabel gewordenen Investitionen).
- 38 In der Energiepolitik existiert die Zielvorstellung einer längerfristig gestalteten gesetzlichen Anschlussregelung, die das derzeitige KWK-Gesetz – häufig auch als KWK-Vorschaltgesetz bezeichnet – bereits vor Ablauf seiner Gültigkeitsdauer ersetzen soll. Die deutsche Stromwirtschaft und eine Reihe von Verbänden der Energiewirtschaft haben der Bundesregierung in diesem Zusammenhang ein **Selbstverpflichtungskonzept** vorgelegt, das die Vereinbarung der Industrie zum Klimaschutz vom 09.11.2000 ergänzt und konkretisiert. Es sieht eine Minderung von insgesamt 45 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr bis 2010 vor. Ein wichtiger Baustein ist neben weiteren Maßnahmen die Kraft-Wärme-Kopplung, über die eine Emissionsminderung von 20 Mio. t CO<sub>2</sub> erreicht werden soll. Hierzu wird ein degressiv ausgestaltetes Bonusmodell zur Förderung der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen vorgeschlagen. Oben genannte Intentionen sind in den Entwurf eines Gesetzes für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung eingeflossen, das am 01.01.2002 in Kraft treten und somit das KWK-Vorschaltgesetz ablösen soll. Wesentliche Zwecke des Gesetzes sind ebenfalls befristeter



Schutz und darüber hinaus Modernisierung von KWK-Anlagen, Ausbau der Stromerzeugung in kleinen BHKW sowie Unterstützung bei der Markteinführung von Brennstoffzellen-Anlagen. Im Gegensatz zum KWK-Vorschaltgesetz ist im neuen Gesetz nur noch für den eingespeisten Strom, der im gekoppelten Betrieb gleichzeitig mit Nutzwärme erzeugt wird (KWK-Strom) eine Förderung in Form einer Zusatzvergütung vorgesehen. Darüber hinaus ist der Förderanspruch betreiberneutral ausgerichtet. Das Gesetzgebungsverfahren war bei Redaktionsschluss zu diesem Beitrag noch nicht abgeschlossen.

## 4 Fernwärmeverteilung

### 4.1 Verlegearten und Rohrsysteme

Der **Transport** und die **Verteilung** der Fernwärme erfolgen über ringförmige, strahlenförmige oder vermaschte Fernwärmenetze. Hinsichtlich des Wärmeträgers wird zwischen Warmwasserheizungen (bis 100°C Vorlauftemperatur), Heißwasserheizungen und Dampfheizungen unterschieden. Die Fernwärmeleitungen werden entweder direkt im Erdreich – überwiegend als Stahlmantel- oder Kunststoffmantelrohre – in (unterirdischen) Betonkanälen, als Kellerleitungen oder leicht zugänglich und sichtbar als Freileitungen verlegt [8]. Die Verlegeart hängt im Wesentlichen von örtlichen Gegebenheiten wie Bodenverhältnisse, Grundwasserstand bzw. Oberflächenwasser, Oberflächenbeschaffenheit (Straßen, Grünflächen, etc.), Vorhandensein anderer Leitungen (Gas, Strom, Telekommunikation, Wasser, Abwasser), behördlichen Auflagen und der Art der Versorgungsaufgabe ab [9]. Generell sind kanalfreie Verlegearten kostengünstiger zu realisieren als eine Kanalverlegung. Der geringste Erstellungsaufwand, der günstigste Wartungsaufwand und die längste Lebensdauer sind i. d. R. mit Kellerleitungen verbunden. Als Dämmstoffe für die Isolierung der Rohrleitungen werden überwiegend Mineralfaserdämmstoffe oder PUR-Hartschaum eingesetzt.

39

In Fernwärmenetzen kommen unterschiedliche Rohrsysteme zum Einsatz. Die größte Verbreitung haben Zweileitersysteme.

40

Tab. 2: Fernwärmeverteilung, Rohrsysteme

Einleitersysteme	eine Ringleitung, Prinzip wie Einrohr-Zentralheizung
Zweileitersysteme	eine Vorlaufleitung und eine Rücklaufleitung, am häufigsten eingesetzt
Dreileiter-Systeme	zwei Vorlaufleitungen, eine mit außentemperaturabhängiger Fahrweise, eine mit konstanter Temperatureinspeisung, eine Rücklaufleitung
Vierleitersysteme	je zwei Vor- und Rücklaufleitungen, Anwendung bei sehr unterschiedlichen Vor- und Rücklauftemperaturen, sehr aufwändig

## 4.2 Komponenten von Fernwärmenetzen

- 41 Zu den Hautkomponenten eines Fernwärmenetzes gehören neben den Rohrsystemen [4]
- Netzdruckhaltung und Sicherheitseinrichtungen gegen Druckstöße,
  - Aufbereitung und Reinigung des Heizwassers,
  - Pump- und ggf. Zwischenpumpstationen und
  - Netzleitwarten,
- in einigen Netzen auch
- Netzübergabestationen mit Sekundärnetzen und
  - Wärmespeicher.
- 42 In einem Fernwärmenetz wird zwischen dem Betriebsdruck, der sich bei laufenden Umwälzpumpen einstellt, und dem so genannten Ruhedruck unterschieden. Die **Druckhaltung** legt in einem Fernwärmesystem das Druckniveau fest und sorgt für die Aufrechterhaltung des Ruhedruckes, um das Ausdampfen des Heizwassers zu verhindern. Die Druckhaltung erfolgt mittels Druckdiktierpumpen oder einem Druckpolster aus Dampf bzw. Inertgas. Verschiedene Schaltungen zur Druckhaltung sind u. a. bei *Winkens* [4] aufgeführt.
- 43 **Druckstöße** können beim Schließen von Absperrarmaturen oder dem Ausfall von Netzpumpen auftreten. Sie bedeuten eine Gefahr für die Heizkörper bei direkt angeschlossenen Kundenanlagen. Fernwärmenetze werden daher u. a. mit Berstscheiben oder bspw. Standroh-

ren ausgerüstet, um bei einem unzulässig hohen Druckanstieg eine schnelle und sichere Druckentlastung zu ermöglichen.

Um Korrosionen und Ablagerungen in den Erzeugungsanlagen sowie in den Fernwärmenetzen zu vermeiden, sollte das im System umgewälzte Heizwasser **vollentsalzt**, salzarm oder zumindest teilenthärtet sein. Auch nachzuspeisende Wassermengen müssen entsprechend aufbereitet sowie zur Vermeidung von Sauerstoffkorrosion entgast werden. Wasseraufbereitungs- und Entgasungsanlagen sind üblicherweise Bestandteil der Erzeugungsanlagen oder in deren räumlicher Nähe angeordnet. 44

Die **Heizwasser-Umwälzpumpen** sorgen für den Transport und die Verteilung des Fernheizwassers zu den Kundenanlagen. Sie sind i. d. R. ebenfalls Bestandteil der Erzeugungsanlagen. In größeren Netzen sind ggf. weitere im Vor- und/oder Rücklauf angeordnete Pumpstationen erforderlich. Dimensionierung, Anzahl und Anordnung der Pumpen hängen u. a. vom (jahreszeitlich schwankenden) Heizwasserumwälzvolumen, der Netzausdehnung und den geodätischen Druckverhältnissen im Versorgungsgebiet sowie Redundanz- und Reserveaspekten ab. Eingesetzt werden fast ausschließlich elektrisch angetriebene Kreiselpumpen, seltener auch über Turbinen angetriebene Umwälzpumpen im Bereich der Erzeugungsanlagen. 45

Innerhalb oder außerhalb der Erzeugungsanlagen angeordnete **Wärmespeicher** dienen durch Vergleichmäßigung der Wärmeerzeugung oder auch der Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen der Optimierung der Erzeugungsprozesse. Wirtschaftlich durchgesetzt haben sich nur Kurzzeitspeicher zum Ausgleich der Bedarfsunterschiede eines oder weniger Tage. Eine nicht unbedeutende Speicherfunktion bietet das Fernwärmenetz selbst. 46

### 4.3 Versorgungssicherheit/Technische Sicherheit

Da über ein Fernwärmenetz i. d. R. mehrere, häufig eine Vielzahl von Kunden versorgt werden, legen die FVU großen Wert auf die Ausfallsicherheit und technische Zuverlässigkeit ihrer Versorgungsanlagen. Besonders hoch ist die Versorgungssicherheit in ringförmigen oder vermaschten Fernwärmenetzen, in die gleichzeitig aus mehreren Anlagen Wärme eingespeist wird. 47

Die in den Heizwerken oder Heizkraftwerken der FVU installierte Fernwärmeleistung wird häufig über mehrere Kessel bereitgestellt, die – etwa bei Ausfall oder Revision eines Kessels – wechselseitig betrieben werden können. Zudem verfügen die FVU i. d. R. über angemessene Leistungsreserven und geschultes Personal, das in der Lage ist, Störungen in den Erzeugungsanlagen, den Fernwärmenetzen und Übergabestationen schnell zu beheben.

Hinsichtlich des Risikos von Störungen in den Kundenanlagen können mit geeigneten Firmen ggf. Wartungsverträge mit Bereitschaftsservice abgeschlossen werden.

- 48 Auf Grund ihres hohen Kapitaleinsatzes sind die FVU bestrebt, ihre Fernwärmeversorgungsanlagen langfristig zu nutzen. Daher ist für die Kunden in den meisten Fällen auch in zeitlicher Hinsicht eine hohe Versorgungssicherheit gegeben.
- 49 Im Hinblick auf die technische Sicherheit der Fernwärmeversorgung muss vor allem eine Absicherung der Kundenanlagen gegen unzulässige Drücke und Temperaturen gewährleistet sein. Die **Druckabsicherung** erfolgt bei direkt an das Fernwärmenetz angeschlossenen Kundenanlagen in der Übergabestation durch einen Druckminderer. Beim Versagen dieser Einrichtung erfolgt ein Druckabbau zum Rücklauf durch ein Sicherheitsüberströmventil (siehe hierzu auch Abschnitt 5 „Fernwärmeanwendungen“). Bei indirekt, über einen Wärmeübertrager, angeschlossenen Anlagen ist diese zusätzliche Sicherheitseinrichtung nicht erforderlich. Die **Temperaturabsicherung** erfolgt in der Kundenanlage (Hauszentrale) mit einem bauteilgeprüften Temperaturregler und Sicherheitstemperaturwächter/-begrenzer.
- 50 Auflagen, Hinweise und Lösungsvorschläge zur technischen Sicherheit der Fernwärmeversorgung beinhalten beispielsweise die **DIN 4747** „Teil 1: Fernwärmeanlagen; Sicherheitstechnische Ausführung von Hausstationen zum Anschluss an Fernwärme-Heizwassernetze“ sowie die Technischen Anschlussbedingungen der FVU. Darüber hinaus bieten die meisten FVU ihren Kunden auch auf diesem Sektor eine umfassende Beratung an.

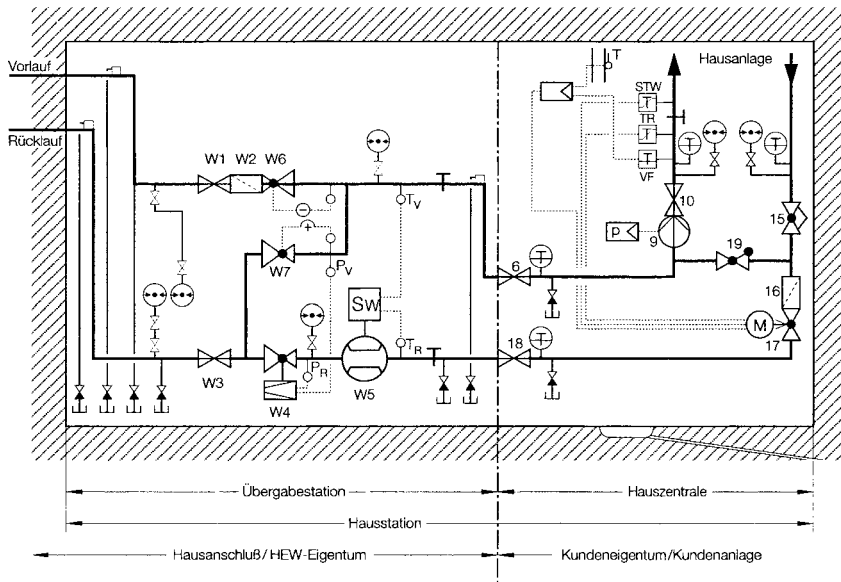


Abb. 1: Übergabestation mit Hauszentrale zur Gebäudebeheizung

## 5 Fernwärmeanwendungen

### 5.1 Übergabestation

Der Schwerpunkt der Fernwärmeanwendungen liegt in der Nutzung der Fernwärme für die Gebäudebeheizung. Abbildung 1 zeigt beispielhaft die Prinzipdarstellung einer Übergabestation und das Schema einer Haus(heizungs-)anlage beim direkten Kundenanschluss (ohne Wärmeübertrager). 51

Die Reduzierung des Netzdruckes auf das für die Kundenanlage vorgesehene Druckniveau erfolgt in der Übergabestation mit dem Druckminderer (W6). Das mit W7 gekennzeichnete Sicherheitsüberströmventil stellt den Druckabbau zum Rücklauf bei Anstehen eines unzulässigen Druckniveaus hinter der Armatur W6 sicher. 52

Die Kundenanlage besteht aus der Hauszentrale und der Hausanlage. Die für den Betrieb der Heizungsanlage (bzw. zentralen Wassererwärmungsanlage, raumluft-technischen Anlage, etc.) erforderlichen Einrichtungen wie z. B. Pumpen, Regel- und Sicherheitseinrichtungen werden i. d. R. in der Hauszentrale, die das Bindeglied zwischen der Übergabestation und der Hausanlage darstellt, zusammengefasst. 53

Die Hausanlage besteht aus dem Rohrleitungssystem ab Hauszentrale mit Heizflächen und Regeleinrichtungen für die Raumtemperatur. Die Regelung des Heizungsvorlaufes erfolgt durch Beimischung von Rücklaufwasser aus dem Heizungsrücklauf.

- 54 Bei der hier gezeigten Übergabestation wird vom FVU über den Differenzdruck Volumenstromregler (W4) ein bestimmter **Heizwasserdurchfluss**, der dem Leistungsbedarf des Kunden entspricht, fest eingestellt. Änderungen des eingestellten Heizwasserdurchflusses kann nur das FVU vornehmen.

## 5.2 Anwendungen

- 55 Für die Energieversorgung mit Fernwärme bietet sich ein breites Spektrum von Anwendungsmöglichkeiten, wie beispielhaft Tabelle 3 zu entnehmen ist.
- 56 Außer der Gebäudebeheizung wird in vielen Kundenanlagen auch die zentrale Wassererwärmungsanlage mit Fernwärme betrieben. Als eine wirtschaftlich interessante Möglichkeit der Wassererwärmung bietet sich beispielsweise das Speicherladesystem an, eine Kombination eines Durchflusswassererwärmers mit einem **Warmwasserspeicher**.
- 57 Die Nutzung der Fernwärme für **raumluftechnische Anlagen** erstreckt sich von einfachen Lüftungsanlagen bis hin zu Komfort-Klimaanlagen.
- 58 Weiterhin wird Fernwärme zur Kälteerzeugung mittels **Absorptionskältemaschinen** eingesetzt. Wie beim Kompressionskälteprozess verdampft dabei ein Kältemittel bei niedrigem Druck- und Temperaturniveau. Das Kältemittel nimmt dabei Wärme auf und erzeugt so den beabsichtigten Kühleffekt. Durch den Einsatz von Wasser als Kältemittel (und beispielsweise Lithiumbromid als Absorptionsmittel) kann in Absorptionskälteanlagen auf den Einsatz Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoff- (FCKW-) haltiger Kältemittel verzichtet werden. Um im Wettbewerb zu elektrisch betriebenen Kompressionskälteanlagen zu bestehen, muss die Fernwärme vielfach zu äußerst geringen Preisen bereit gestellt werden. Die Nutzung von Fernwärme für Kälteprozesse beschränkt sich daher auf ein schmales Spektrum wirtschaftlicher Anwendungsfälle.

Tab. 3: Fernwärmeanwendungen

Anwendungsgebiet	Wärmeträger	Beispiele
(Raum)Beheizung	Wasser/Dampf	Wohn- und Büroräume, (Lager-) Hallen, ...
Zentrale Wasser-erwärmung	Wasser/Dampf	Baden, Duschen, (Ab-) Waschen
Klimatisierung von Räu- men und Gebäuden	Wasser/Dampf	Raumlufttechnische Anlagen in Büros, Verwaltungsgebäuden, Krankenhäusern, Schwimmbädern, ...
Kühlen	Wasser/Dampf	Absorptionskälteanlagen in Büros, Ver- waltungsgebäuden, Krankenhäusern, ...
Kochen	Dampf	Großküchen, Restaurants, ...
Waschen	Dampf	Waschmaschinen und Mangeln
Prozess-Wärme für industrielle und gewerb- liche Anwendungen	Dampf	Thermische Behandlung von Werkstoffen und Produkten, Trocknen, Reinigen, Des- infizieren, Tankbeheizung, ...

## 6 Preisbildung für Fernwärme

### 6.1 Preisbildung auf der Grundlage von Kosten

Neben Gesichtspunkten wie dem Auslastungsgrad bestehender Fernwärme-Erzeugungs- und Verteilungsanlagen, den absatzpolitischen Zielsetzungen sowie der Möglichkeit, gegebenenfalls Fördermittel und Investitionszuschüsse der öffentlichen Hand in die Preisüberlegungen einzubeziehen, wird die Preisbildung der FVU im Wesentlichen bestimmt durch

- die Höhe und Struktur der Kosten für die Bereitstellung und Lieferung von Fernwärme und
- die Anlegbarkeit der Fernwärmepreise auf dem örtlichen Wärme-  
markt (Akzeptanz).

Die Kosten der Fernwärmeversorgung setzen sich aus den Kosten der Fernwärme-Erzeugung (oder des -Bezuges) und der -Verteilung sowie Vertriebs- und Verwaltungskosten zusammen. Die Kostensituation ist im Einzelfall vor allem geprägt durch

- die Art der Fernwärme-Erzeugung und die eingesetzten Brenn-

stoffe (Einsatz von Heizkraftwerken, Heizwerken, Müllverwertungsanlagen, etc. oder Wärmebezug von einem Vorlieferanten),

- die Anschlussdichte (spezifische Streckenlänge pro Megawatt Anschlusswert),
- die Anlaufkosten (verursacht durch Vorinvestitionen in Erzeugung und Fernwärmenetz bis zur Realisierung des gesamten Versorgungsumfanges),
- das Verteilungssystem (Wasser oder Dampf als Wärmeträger, Zwei- oder Mehrleitersysteme),
- technische Parameter (die von den Kunden gewünschten Drücke und Temperaturen, der Auskühlungsgrad des Wärmeträgers zwischen Vor- und Rücklauf, etc.),
- den Leistungsumfang, den die FVU ihren Kunden bieten (Beratungsservice, Abrechnung bis zum Heizkörper, Wärmedirektservice, etc.).

61 Die für die **Preiskalkulation** benötigten Kostendaten werden vom betrieblichen Rechnungswesen erfasst und bereitgestellt. Wenn das Preissystem über einen längeren Zeitraum Anwendung finden soll, wird man der Preiskalkulation zweckmäßigerweise eine langfristige Absatzprognose und Planung der Bedarfsdeckung zu Grunde legen, aus der sich die zukünftige Kostenentwicklung und Kostenstruktur ableiten lässt.

## 6.2 Aufbau von Preissystemen

62 Als Rechtsgrundlage für die Fernwärmelieferung und -abrechnung zwischen FVU und Kunden dienen Fernwärmeversorgungsverträge. Handelt es sich hierbei um Verträge mit vorformulierten, d. h. allgemeinen Vertragsbedingungen, die in gleicher Weise für eine größere Anzahl von Kunden gelten, erfolgt die Gestaltung der vertraglichen Preisregelungen auf der Grundlage der „Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme“ (**AVBFernwärmeV**).

Bei individuell ausgehandelten Verträgen oder Vertragsbestimmungen, sowie bei Verträgen über den Anschluss und die Versorgung von Industrieunternehmen findet die AVBFernwärmeV zwar grundsätz-



lich keine Anwendung. Häufig wird jedoch auch in diesen Verträgen vorgesehen, dass die AVBFernwärmeV entsprechend angewendet werden soll, so weit keine anderweitigen Vereinbarungen getroffen werden.

Gemäß AVBFernwärmeV *können* die FVU den Kunden für die Bereitstellung und Lieferung von Fernwärme folgende Entgelte in Rechnung stellen [3]:

63

Tab. 4: Komponenten von Fernwärme-Preissystemen

Preiskomponente	Zweck	Zahlung
Erstattung der <b>Hausanschlusskosten</b>	Erstattung von bis zu 100% der Kosten, die für den <b>Anschluss</b> der Kundenanlage an das Fernwärmenetz entstehen	einmalig bzw. bei einer Erhöhung der bestellten Leistung/Leistungsanspruchnahme
<b>Baukostenzuschuss</b>	Abdeckung von bis zu 70% der Kosten für die Erstellung der örtlichen Verteilungsanlagen ( <b>Fernwärmenetz</b> ); für die Berechnung ist die für den <b>Kunden</b> vorzuhaltende Leistung maßgebend	
<b>Wärmepreis</b>	Entgelt für die Bereithaltung der bestellten/vom Kunden in Anspruch genommenen <b>Wärmeleistung</b> sowie für die bezogene Fernwärmemenge ( <b>Arbeit</b> )	laufend, z. B. monatlich in Abschlägen oder jährlich
<b>Verrechnungspreis</b>	Entgelt für Personal- und Sachkosten, die im Zusammenhang mit der <b>Messung</b> und <b>Rechnungslegung</b> anfallen	

Die genannten **Preiskomponenten** beeinflussen sich in ihrer Höhe wechselseitig. So tragen der Hausanschlusskostenbeitrag und der Baukostenzuschuss zur Finanzierung der Fernwärmeversorgung bei. Dieser Beitrag braucht dann über den Wärmepreis nicht mehr abgedeckt werden.

64

In der Bundesrepublik ist das am meisten angewendete Preisabkommen das Grundpreissystem [10]. Der Wärmepreis besteht in diesem Preissystem aus zwei Komponenten, einem Grundpreis und einem Arbeitspreis.

65

Der **Grundpreis** wird unabhängig von der tatsächlich abgenommenen Fernwärmemenge für die bestellte Wärmeleistung in Rechnung

66

gestellt. Die Grundpreiserlöse dienen dem FVU in erster Linie zur Abdeckung von Fixkosten für die Bereitstellung und Lieferung von Fernwärme wie Kapital- und Personalkosten. Die Grundpreisabrechnung erfolgt i. d. R. in den Einheiten DM pro MW, kW, m<sup>3</sup>/h, l/h, t/h oder m<sup>2</sup> Wohnfläche.

- 67 Den **Arbeitspreis** entrichten die Kunden für die bezogene Fernwärmemenge (Arbeit). Über die Arbeitspreiserlöse sollen vorwiegend die mit der Fernwärmeerzeugung und -verteilung verbundenen variablen Kosten – hauptsächlich Brennstoffkosten – abgedeckt werden. Die Abrechnung erfolgt meistens in den Einheiten DM/MWh oder Pf/kWh.
- 68 Nur in Sonderfällen, z. B. bei einer im Verhältnis zur bestellten Leistung sehr geringen Fernwärmeabnahme, werden Mengenpreisregelungen vereinbart, bei denen der Grund- und Arbeitspreis durch einen spezifischen Mengenpreis (Wärmepreis) ersetzt werden.
- 69 Wird Dampf als Wärmeträger für die Fernwärmeversorgung eingesetzt, kann dem Kunden ein Kondensatpreis für nicht zurückgeliefertes Kondensat in Rechnung gestellt werden. Ist von vornherein ein Kondensatverlust in den Wärmepreis einkalkuliert, kann umgekehrt eine Kondensatvergütung für zurückgeliefertes Kondensat vereinbart werden.
- 70 Fernwärmeversorgungsverträge werden häufig für eine längere Laufzeit abgeschlossen – gemäß AVBFernwärmeV für bis zu zehn Jahre. Die meisten dieser Verträge enthalten daher so genannte **Preisänderungsklauseln**. Sie ermöglichen den FVU die Erlösentwicklung an Kostenveränderungen bei der Fernwärmeversorgung anzupassen, indem die Grund- und Arbeitspreise mit Preisänderungsfaktoren verknüpft werden.
- 71 Die Werte, die die Preisänderungsfaktoren jeweils annehmen, ergeben sich aus der Kostenentwicklung der maßgeblichen Kostenarten wie Brennstoff-, Personal- und Kapitalkosten. Preisänderungsklauseln müssen sowohl die Kostenentwicklung bei der Erzeugung und Bereitstellung der Fernwärme als auch die Verhältnisse auf dem Wärmemarkt angemessen berücksichtigen. Die Preisänderungsfaktoren enthalten daher häufig Elemente, in denen sich die Preisentwicklungen von Erdgas und Heizöl widerspiegeln (auch wenn ein FVU Erd-

gas und Heizöl nicht oder nur in geringem Umfang zur Fernwärmeerzeugung einsetzt).

Die dargelegten Prinzipien der Preisgestaltung sollen anhand eines Beispiels verdeutlicht werden (Kosten des Fernwärmebezuges für ein Wohnhaus ohne Berücksichtigung der Hausanschlusskosten und des Baukostenzuschusses):

72

<b>Bestellte Leistung</b>	200 kW
<b>Jährliche Fernwärmeabnahme</b>	300 MWh

#### Preise

Jährlicher Grundpreis	50,- DM/kW
Arbeitspreis	40,- DM/MWh
Jährlicher Messpreis (Verrechnungspreis)	156,- DM

#### Preisänderungsfaktoren

Faktor für den Grundpreis

$$F_{GP} = 0,4 + 0,4 \text{ IN}/125 + 0,2 \text{ SL}/25,44$$

Faktor für den Arbeitspreis

$$F_{AP} = 0,6 \text{ IKP}/75,- + 0,2 \text{ EPI}/78 + 0,2 \text{ HPI}/48$$

Basiswerte von IN, SL, IKP, EPI und HPI sind (über die Vertragslaufzeit) konstant

Bedeutung der Faktorelemente und angenommene, zum Zeitpunkt der Abrechnung gültige Werte (bei Indexwerten: 1985 = 100):

73

Tab. 5: Elemente von Preisänderungsfaktoren (Beispiel)

Variable	Faktorelement	Wert (zum Abrechnungszeitpunkt, Stand Mai 2001)
IN	Investitionsgüterindex	128,80
SL	Stundenlohn eines Facharbeiters	26,82 DM/h
IKP	Importkohlepreis	93,41 DM/t SKE
EPI	Erdgaspreisindex	121,30
HPI	Heizölpreisindex	86,40

Werden die beispielhaft angenommenen aktuellen Werte der einzelnen Elemente für die Variablen IN/SL/IKP/EPI und HPI in die Preisänderungsfaktoren eingesetzt, erhält man:

74

$$F_{GP} = 1,0230$$

$$F_{AP} = 1,4183$$

- 75 Aus den oben aufgeführten Preiskomponenten ergeben sich für den Kunden folgende Jahresgesamtkosten:

Grundpreis	$200 \text{ kW} \times 50,- \text{ DM/kW/a} \times 1,0214$	= 10 230,- DM/a
Arbeitspreis	$300 \text{ MWh/a} \times 40,- \text{ DM/MWh}$ $\times 1,4183$	= 17 020,- DM/a
Messpreis		= 156,- DM/a
Jahresgesamtkosten		= <u>27 406,- DM/a</u>

Dividiert man die Gesamtkosten durch die jährlich Abnahmemenge in Höhe von 300 MWh, erhält man die durchschnittlichen spezifischen Fernwärmekosten. Sie betragen 91,35 DM/MWh.

- 76 Immer dann, wenn das Preissystem „fixe“ Anteile wie einen Grund- oder Messpreis enthält, hängt die Höhe der durchschnittlichen Kosten für den Fernwärmebezug von der jährlichen Fernwärmeabnahme durch den Kunden ab. Steigt im Beispiel die Jahresabnahme auf 330 MWh, ergeben sich jährliche Gesamtkosten in Höhe von 29.108,- DM. Die durchschnittlichen Kosten betragen dann 88,21 DM/MWh. Verringert sich der Jahresfernwärmeverbrauch dagegen auf 270 MWh, betragen die jährlichen Gesamtkosten 25.704,- DM. Die durchschnittlichen Kosten steigen auf 95,20 DM/MWh.

### 6.3 Anlegbarkeit von Fernwärmepreisen

- 77 Da es im Bereich der Fernwärmeversorgung keine gesetzlich festgelegte Tarifordnung gibt, sind die FVU bei der Kalkulation und Bemessung ihrer Preise grundsätzlich keinen Beschränkungen unterworfen. Die Grenzen setzt der Markt.
- 78 Wenn Kunden Entscheidungen darüber treffen, auf welche Art sie ihren Wärmebedarf decken, orientieren sie sich in erster Linie an den Kosten der auf dem örtlichen Wärmemarkt angebotenen Alternativen. Auch wenn der Fernwärme in Bezug auf das Preisniveau aus verschiedenen Gründen häufig ein „Präferenzzuschlag“ eingeräumt wird, leitet sich der von den Kunden akzeptierte, „**anlegbare Fernwärmepreis**“ aus den Kosten der jeweils preisgünstigsten Alternative ab. Die Wettbewerbsfähigkeit der Fernwärmeversorgung ergibt sich aus dem Wechselspiel zwischen diesem anlegbaren Preis und den Kosten eines FVU für die Bereitstellung und Lieferung von Fernwärme.

Aus der Sicht der FVU ist der örtliche oder regionale Wärmemarkt i. d. R. durch die konkurrierenden Angebote einer Erdgasversorgung und Wärmeversorgung mit Heizöl gekennzeichnet, das auf Grund der Erdgaspreisbindung an den Heizölmarkt nach wie vor fast überall die Rolle des Preisführers spielt. Ein FVU wird es sich bei seiner Preisgestaltung in erster Näherung an den Vollkosten einer Ölheizung orientieren. Dies ist im Übrigen auch die gängige Praxis bei der Preisbildung der Gasversorger.

79

Von den Kunden werden bei einem Vergleich der Heizkosten häufig nur die Energiepreise gegenübergestellt und es bedarf im Rahmen der Akquisition mehr oder weniger großer Überzeugungsarbeit, alle Kostenbestandteile in die Vergleichsbetrachtungen einzubeziehen. Neben dem Ölpreis setzen sich die Erzeugungskosten einer ölgefeuerten Wärmeerzeugungsanlage aus kapitalgebundenen, betriebsgebundenen und weiteren verbrauchsgebundenen Kosten zusammen.

80

Sie können in Anlehnung an das Berechnungsschema der **VDI-Richtlinie 2067** ermittelt und zusammengestellt werden. Dieses Schema dient auch der AGFW als Grundlage für die in regelmäßigen Abständen durchgeführten Heizkostenvergleiche zwischen Erdgas, Heizöl und Fernwärme. Die veröffentlichten Vergleichszahlen spiegeln allerdings nur die im Bundesdurchschnitt repräsentativen Heizkostenrelationen wider. Um die für den jeweiligen kommunalen oder regionalen Wärmemarkt maßgeblichen Vergleichszahlen zu erhalten, sind die Verhältnisse auf dem lokalen Wärmemarkt zu Grunde zu legen.

Diese oder auf ähnliche Art durchgeführte Vergleichsrechnungen können die Ausgangsbasis zur Bestimmung des anlegbaren Fernwärmepreises sein. Das anlegbare Preisniveau lässt sich dabei nicht punktgenau feststellen, sondern nur in einer gewissen Bandbreite annehmen. Es muss auch nicht exakt mit den Vollkosten einer Wärmeversorgung mit Erdgas oder Heizöl übereinstimmen. Der anlegbare Preis kann in dem Maße von diesen Kosten abweichen, wie der vom FVU gebotene Leistungsumfang sich von dem der konkurrierenden Energieversorger unterscheidet und es gelingt, den Kunden die besonderen Vorteile einer Fernwärmeversorgung deutlich zu machen. Der gezielte Einsatz von Absatzförderungsmaßnahmen und Kommunikationspolitik trägt dazu bei, dass die Kunden durchaus höhere

81

Preise für Fernwärme als bei einer Wärmeversorgung mit Heizöl oder Erdgas akzeptieren. Die in regelmäßigen Abständen von der AGFW und dem Bundesverband der Energieabnehmer e. V. (VEA) durchgeführten Fernwärmepreisvergleiche belegen dies.

- 82 In dem zum *Stichtag 1. April 2001* erstellten **Fernwärmepreisvergleich** der AGFW [11] beträgt der Durchschnittspreis der an der Umfrage beteiligten FVU aus den alten Bundesländern, bezogen auf ein Wohngebäude mit 200 kW Anschlusswert und einem Wärmeverbrauch von 300 MWh/a, beispielsweise *100,57 DM/MWh*. Der Durchschnittspreis der FVU aus den neuen Bundesländern beläuft sich in diesem Vergleich auf *116,60 DM/MWh*. Es gibt durchaus FVU, die ihren Kunden höhere Preise als die genannten Durchschnittswerte in Rechnung stellen. Und diese Preise liegen deutlich über den Vollkosten einer Wärmeversorgung mit Heizöl oder Erdgas.
- 83 Dennoch sind den Preisforderungen der FVU – auch unter dem Gesichtspunkt der finanziellen Belastbarkeit ihrer Kunden und aus Imagegründen – Grenzen gesetzt. Ausbleibende Akquisitionen neuer Kunden oder Kündigungen bestehender Fernwärmeversorgungsverträge durch „Altkunden“ sind nicht zu übersehende Warnsignale. Ist ein FVU auf Grund der Kostensituation gezwungen, sich mit seinen Preisforderungen weit oberhalb der Anlegbarkeitsgrenze zu bewegen, besteht die Gefahr, dass es von den konkurrierenden Energiedarbietungen aus dem Markt gedrängt wird.

## **7 Gestaltung von Fernwärmeversorgungsverträgen**

- 84 Ein Fernwärmeversorgungsvertrag wird in seinen wesentlichen Elementen nach den Kaufvorschriften des BGB und – sofern es sich nicht um einen Individualvertrag handelt – in Verbindung mit der AVBFernwärmeV abgewickelt. Die Hauptverpflichtung des FVU besteht im Anschluss des Kunden an die Fernwärmeversorgung und der Lieferung von Fernwärme. Dem FVU steht daraus das Recht zu, von dem Kunden Bezahlung zu verlangen.
- 85 Nach § 2 Abs. 1 AVBFernwärmeV soll der Fernwärmeversorgungsvertrag schriftlich abgeschlossen werden. Er kann jedoch auch durch

Entnahme von Fernwärme aus dem Verteilungsnetz des FVU zu Stande kommen (§ 2 Abs. 2 AVBFernwärmeV).

Eine besondere Form der Fernwärmeversorgungsverträge stellen die sog. Verträge mit **unterbrechbarer Versorgung** dar. Voraussetzung für einen derartigen Vertrag ist, dass der Kunde über eine eigene funktionsfähige und einsatzbereite Wärmeerzeugungsanlage verfügt. Liegt die Außentemperatur über einem bestimmten Wert wird der Kunde ganz oder teilweise vom FVU versorgt. In den Wintermonaten, bei Unterschreitung der vereinbarten Temperatur, versorgt sich der Kunde selbst. Da derartige Kunden die Versorgungskapazität der FVU an den kälteren Tagen, wenn die Kapazität für die übrigen Kunden benötigt wird, nicht beanspruchen, sind die FVU häufig bereit, diese Kunden zu günstigen Konditionen, beispielsweise zum Arbeitspreis (ohne Grundpreisberechnung) mit Fernwärme zu versorgen.

86

In einem Fernwärmeversorgungsvertrag können u. a. folgende Sachverhalte geregelt sein:

87

Tab. 6: Inhalt von Fernwärmeversorgungsverträgen

Zweck, Art und Umfang der Fernwärmeversorgung	Anwendungszweck, Wärmeträger, Wärmebedarf (Wärmemenge), Anschlusswert, bestellte Leistung, technische Parameter wie Drücke und Temperaturen
Lieferbedingungen, Transport und Übergabe	Technische Anschlussbedingungen des FVU, Transport und Übergabe von Wasser, Dampf, Kondensat, Definition der Übergabestellen, Zutrittsrecht, Regelungen für den Fall von Störungen und Unterbrechungen der Fernwärmelieferung
Preise	Anschlussbeitrag, Baukostenzuschuss, Grundpreis, Jahresbasispreis, Arbeitspreis, Messpreis, Preisänderungsklausel(n), Definition der Preisänderungsfaktoren und der Faktorelemente, Möglichkeit von Preisanpassungen, Grenzwerte, Preise bzw. Preisblatt für „Sonstige Leistungen“
Abrechnung	Abrechnungszeitraum, Abrechnungsjahr, Abrechnungsintervalle, Abschlagszahlungen, Umsatzsteuer, Verzugszinsen, Aufrechnung mit Gegenforderungen
Vertragsdauer, Kündigung	Vertragslaufzeit, Kündigungsfristen, Pönale bzw. Ausstiegsbetrag bei vorzeitiger Vertragsbeendigung, Vertragsverlängerung
Sonstiges	Rechtsnachfolge, Loyalitätsklausel, Schriftform bei Vertragsänderungen und Kündigung, Gerichtsstand

## 8 Vor- und Nachteile der Fernwärmeversorgung

- 88 Mit der Fernwärmeversorgung sind aus der Sicht der Kunden sowie der FVU eine Reihe von Vor- und Nachteilen verbunden. Einige wesentliche sind nachfolgend exemplarisch aufgeführt.

Tab. 7: Vor- und Nachteile der Fernwärmeversorgung

Vorteile	Nachteile
Der Kunde erhält die benötigte Energie in einer gebrauchsfertigen Darbietungsform.	Auf Grund der hohen Kapitalkosten für die Erzeugungs- und Verteilungsanlagen kein flächendeckendes Angebot sondern nur in Gebieten mit hoher Wärmebedarfsdichte.
Große Versorgungssicherheit durch wechselseitigen Einsatz mehrerer Kessel in den Erzeugungsanlagen, Vorhalten von Reserveleistung durch die FVU.	Inkrementelle Kapazitätsanpassungen in kleinen Schritten an Bedarfsveränderungen oft nur eingeschränkt möglich.
Keine Emissionen und Rauchgasbelastigung vor Ort. Keine Brennstoffbeschaffung und -lagerung, keine Entsorgung von Verbrennungsrückständen.	Sinkende spezifische Wärmelasten erzwingen zur Sicherung des Absatzvolumens fortlaufend den Anschluss weiterer Kunden, verbunden mit entsprechendem Investitionsbedarf.
Geringer Bedienungsaufwand, erhöhter Brandschutz. Raumersparnis: kein Brennstoffraum, kein Heizraum, kein Schornstein; hierfür muss kein Kapital gebunden werden.	Übertragungsverluste in den Fernwärmeleitungen von den Erzeugungsanlagen zu den Kunden zwischen ca. 5 und 15 % (nach AGFW-Angaben durchschnittlich 13% bezogen auf die Netzeinspeisung).
Bei Fernwärmeerzeugung in Heizkraftwerken: energetisch günstige Koppelproduktion von Strom und Fernwärme (Einsparung von Primärenergie und Verminderung von Emissionen gegenüber einer getrennten Strom- und Wärmeerzeugung).	Auf Grund ihres hohen Kapitaleinsatzes und der Kostenstruktur stellen die meisten FVU einen Grundpreis zur Deckung der Fixkosten in Rechnung. Einsparbemühungen der Kunden bzgl. des Wärmeverbrauches führen nur eingeschränkt zu einer Verringerung der Heizkosten.



## Literatur

- [1] AGFW (Hrsg.), Schnellbericht, Frankfurt/M. 2000
- [2] AGFW (Hrsg.), Hauptbericht der Fernwärmeversorgung, Frankfurt/M. 1999
- [3] AGFW (Hrsg.), Wärmemessung und Wärmeabrechnung, Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m. b. H. – VWEW, 3. Aufl., Frankfurt/M. 1991
- [4] Winkens, Hans Peter, Heizkraftwirtschaft und Fernwärmeversorgung, Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m. b. H. – VWEW, Frankfurt/M.
- [5] Klien, Jobst, Planungshilfe Blockheizkraftwerke, 1. Auflage, Verlag C. F. Müller, Karlsruhe 1991
- [6] AGFW (Hrsg.), Pluralistische Wärmeversorgung – Zeithorizont 2005 –, Frankfurt/M. 2000
- [7] Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Gesetz) vom 12. Mai 2000
- [8] AGFW (Hrsg.), Bau von Fernwärmenetzen, Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m. b. H. – VWEW, 5. Aufl., Frankfurt/M. 1993
- [9] Schramek, E.-R. (Hrsg), Recknagel, Sprenger, Hönnmann, Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik, 66. Auflage, R. Oldenbourg Verlag, München, Wien 1993
- [10] Hamburgische Electricitäts-Werke AG (Hrsg.), Die Fernwärme- und Fernkälteversorgung in der Freien und Hansestadt Hamburg durch die Hamburgische Electricitäts-Werke AG HEW, 2., überarbeitete Ausgabe, Hamburg 1994
- [11] AGFW (Hrsg.), Fernwärmepreisvergleich, AGFW Kurzumfrage zum Stichtag 1. April 2001, Frankfurt/M.



# Die energiewirtschaftliche Bedeutung der Fernwärme im Stromwettbewerb

*Hans-Jürgen Ebeling, Michael Kranz*

## Inhaltsübersicht

	Rn.		Rn.
1	1–2	4.2	44–48
2	3–15	5	49–98
2.1	5–6	5.1	49–56
2.2	7–8	5.2	57–61
2.3	9	5.3	62–68
2.4	10–12	5.4	69–81
2.5	13–15	5.5	82–84
3	16–37	5.6	85–98
3.1	21–26		
3.2	27–37		
4	38–48		
4.1	39–43		

## Schlagwortübersicht

	Rn.		Rn.
Abschreibungszeiten	51, 56	Entgelt für vermiedene	
Brennstoffdiversifizierung	19, 24	Netznutzung	40, 83f.
CO <sub>2</sub> -Einsparung	24ff.	Errechnung KWK-Strommenge	45ff.
Day-ahead-Strommarktpreise	85	Fernwärmeabsatz	9

	<b>Rn.</b>		<b>Rn.</b>
GuD-Anlagen	63 ff.	Multi-Utility-Konzept	10
Hochtemperatur-Brennstoffzellen	66	Strombörse	85
Internationale Konkurrenz	11 ff.	Terminmarkt	94
Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz	6, 38 ff.	Überkapazitäten	95, 97
KWK-Zuschlag	40 ff.		

## 1 Struktur der liberalisierten Strommärkte

- 1 Die im Jahre 1998 erfolgte Öffnung des Strommarktes hat erhebliche Veränderungen bei Marktstruktur und Preisentwicklung zur Folge gehabt. Die Entwicklung der letzten Jahre lässt sich als „Anpassungskrise“ verstehen. Die Frage lautet nun, was danach kommen wird: Ein von wenigen Spielern beherrschter Markt mit oligopolistischen Tendenzen oder ein offener Wettbewerb? Eine Energiepolitik, die die Entstehung dauerhafter wettbewerblicher Strukturen fördert und diese für die technologische Weiterentwicklung nutzt oder zugunsten von Einzelinteressen interveniert? Eine Stromerzeugung ausschließlich unter dem Gesichtspunkt betriebswirtschaftlicher Optimierung oder eine Ausgewogenheit zwischen ökologischen und ökonomischen Ansprüchen?
- 2 Die Liberalisierung der Energiemärkte und des Strommarktes im Besonderen ist eine fundamentale Änderung der Ordnung in den Marktbeziehungen in diesem Bereich. Vordergründig wird man den Erfolg am sichtbarsten Indikator, nämlich dem Strompreis messen. Jedoch stellt sich die Frage, wie die Marktöffnung auf längerfristige Ziele (Verringerung von Treibhausgasen und örtlichen Schadstoffemissionen), wirtschaftliche Ziele (Produktion und Beschaffung am Standort Deutschland) und wettbewerbspolitische Ziele (Effizienzsteigerung durch Wettbewerb auch bei starker Konzentrationstendenz) wirken wird.

## 2 Folgen der Liberalisierung

- 3 Bei der Struktur der Stromerzeugung nach den klassischen Versorgungsstufen (Nurerzeuger, Verbund-EVU, regionale EVU, lokale EVU) besteht folgende Situation: Bei den Nurerzeugern handelt es sich um Großkraftwerke, die mehreren Unternehmen gemeinsam ge-

hören bzw. um Unternehmen, die im Zuge der Deregulierung als selbständige Erzeugungsunternehmen ausgelagert wurden, die aber Tochtergesellschaften von anderen Unternehmen (insbesondere auch Verbundunternehmen) sind. Rechnet man die Anteile der Großkraftwerke ihren Müttern zu, so beträgt der Anteil der Unternehmen der Verbundstufe, die auch Übertragungsnetzbetreiber sind, an der öffentlichen Stromerzeugung über 80%. Die verbleibenden 20% teilen sich in etwa gleichmäßig auf die Bereiche der örtlichen und regionalen Unternehmen sowie die Nurerzeuger auf.

Eine Reihe der Energieversorgungsunternehmen haben in letzter Zeit fusioniert (**Bild 1**). Die Auswirkung dieser offensichtlichen Konzentration im Erzeugermarkt auf die Marktergebnisse muss allerdings an der internationalen Entwicklung gespiegelt werden. Zum einen sind z. B. bei den Unternehmen HEW, BEWAG und EnBW bedeutende internationale Unternehmen einbezogen. Zum anderen wird das Marktergebnis in der Zukunft wesentlich davon abhängen, inwieweit andere ausländische Spieler ohne größere Erzeugungsoptionen im Inland, auf dem Wege des Netzzugangs, Teile des inländischen Marktes für sich erschließen können. Hierbei spielen zwei Gesichtspunkte eine Rolle:

4

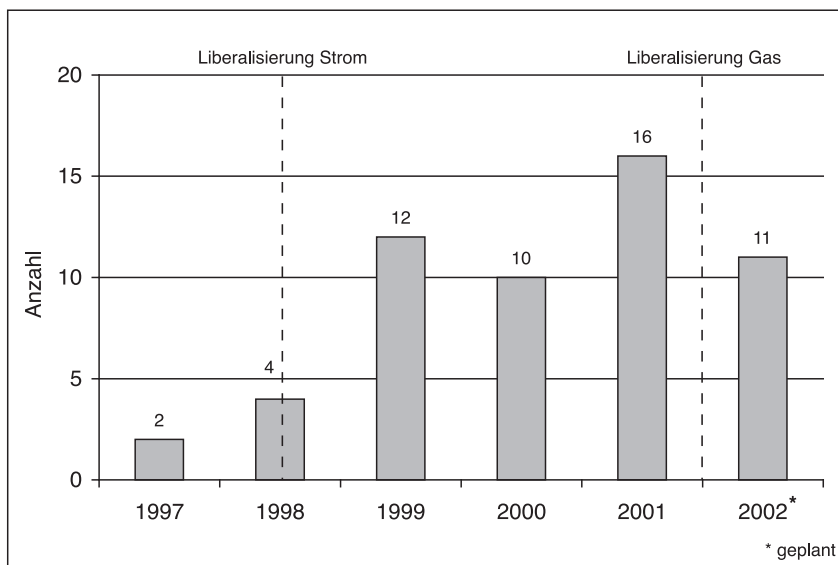


Bild 1: 55 Fusionen in der deutschen Elektrizitätswirtschaft, Quelle: [8]

1. Die Bedingungen des Netzzugangs in Deutschland und
2. die Verfügbarkeit internationaler Übertragungskapazität in einem solchen Umfang, dass sie für den deutschen Markt preisbeeinflussend sein kann.

## 2.1 Struktur der installierten Kraftwerkskapazitäten

5 **Bild 2** zeigt die nach Energieträgern aufgeteilte installierte Kraftwerkskapazität sowie den Anteil an Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. Wesentliche Grundlage ist die Erzeugung in thermischen Kraftwerken, die zu erheblichen Teilen mit fossilen Energieträgern betrieben werden. Neben einer Vielzahl von Kleinanlagen in Industrie, Gewerbe und der Nahwärmeversorgung von Wohnungen gibt es eine größere Anzahl von Heizkraftwerken bei Industriebetrieben und für die Fernwärmeversorgung von Wohngebieten. Im eigentlichen Sinne in Kraft-Wärme-Kopplung (d. h. mit parallelem Wärmeabsatz) sind derzeit in Deutschland etwa 10% der Engpassleistung installiert. Das Potential für Kraft-Wärme-Kopplung ist jedoch größer, kann aber wirtschaftlich erst dann ausgenutzt werden, wenn Erzeugungsengpässe den Neubau von Kraftwerken nahe legen. Der heutige

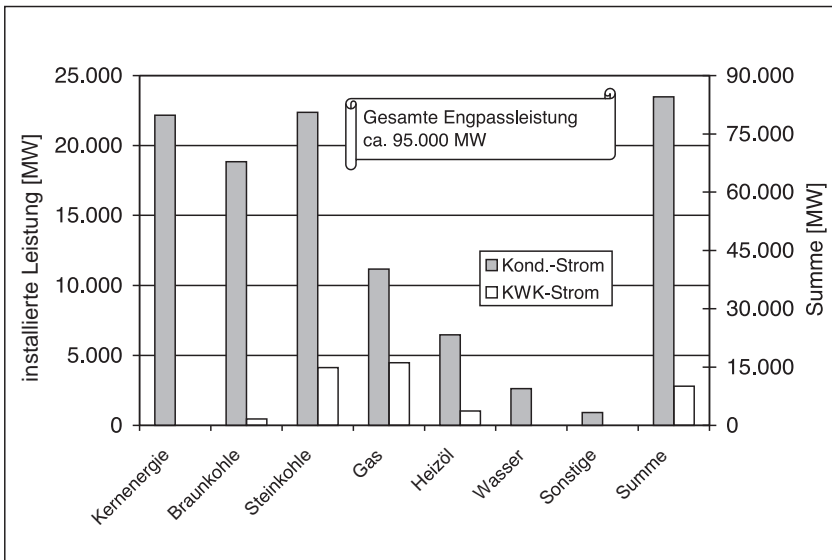


Bild 2: Gesamte Netto-Engpassleistung (ohne Pumpspeicher, Wind und kleine KWK), Quelle: [4]

technische Stand (Anlagen mit hoher Stromkennzahl) ermöglicht eine größere Stromerzeugung bei gleicher Wärmeauskopplung, so dass ein größerer Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung keine größere Wärmeversorgung aus solchen Anlagen voraussetzt.

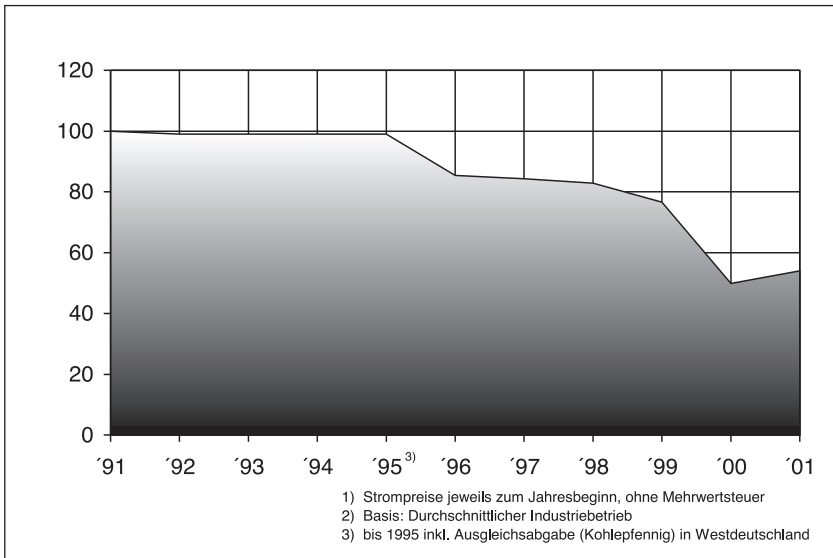
In Teilen der gegenwärtig eingesetzten KWK-Anlagen wurde die Wirtschaftlichkeit von der stürmischen Preisentwicklung am Erzeugungsmarkt überholt. Diese häufig kleineren Anlagen auf Kohlebasis mit relativ niedrigen Wirkungsgraden sind am derzeitigen Strommarkt nicht konkurrenzfähig (Erzeugungskosten werden auf beide Produkte Strom und Wärme umgelegt). Da auch Fernwärme im Wettbewerb mit Gas und Öl steht, können die Fernwärmepreise nicht beliebig angehoben werden. Der Gesetzgeber hat deshalb mit dem **Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz** vom 1. April 2002 feste Einspeisevergütungen für Strom aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen definiert (siehe Abschnitt 4). 6

## 2.2 Preisentwicklung Strom

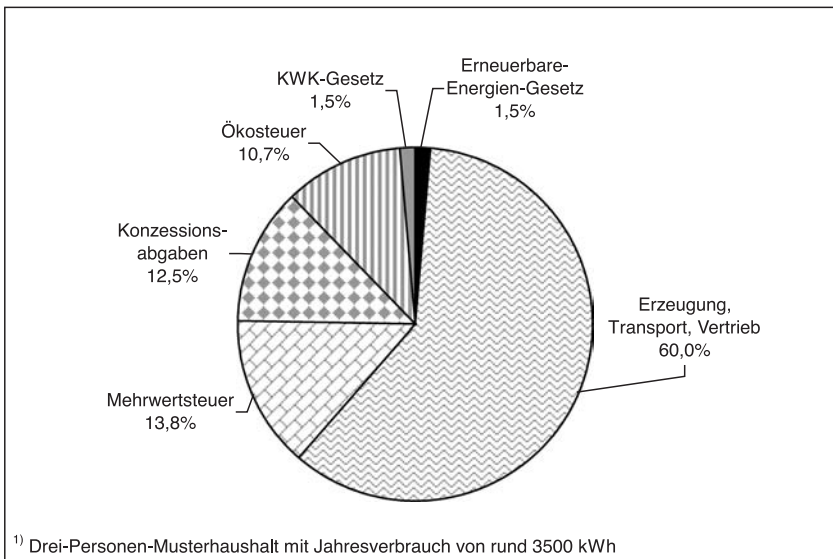
Die industriellen Strompreise für die größeren Verbraucher sind seit der Liberalisierung um etwa 30% gefallen, bei kleineren industriellen Kunden werden zum Teil Preissenkungen in gleicher Höhe, vor allem aber darunter berichtet (**Bild 3**). Insgesamt ist das Bild jedoch intransparent, weil Verträge individuell ausgehandelt werden und eine entsprechende Statistik auf der Basis dieser Verträge nicht existiert. Die wesentlichen Preissenkungen fanden im Jahr 1999 statt, seit der Mitte des Jahres 2000 haben die Preisbewegungen sehr stark nachgelassen. 7

Während zu Beginn der Liberalisierung bei den Unternehmen offensichtlich die Devise galt, Kunden um jeden Preis zu halten, hat sich diese Einstellung inzwischen geändert, nachdem man starke Ertragsinbußen hinnehmen musste. Dabei dürfte auch eine Rolle gespielt haben, dass die Verkäufer zum Teil wegen fehlender Kostentransparenz nicht immer genügend Informationen hatten, um zu beurteilen, ob eine Transaktion für das Unternehmen überhaupt noch zu einer auskömmlichen Marge führen würde. Bei den Tarifikunden verlief die Entwicklung wesentlich weniger stürmisch. Dies hängt u. a. damit zusammen, dass – wie bereits erwähnt – die staatlichen Abgaben im Stromsektor eine große Rollen spielen, so dass Preisveränderungen bei den reinen Energiepreisen (Erzeugung) prozentual nur gering ausfal- 8

len (**Bild 4**). Insgesamt ist über alle Zielgruppen derzeit – mit einzelnen Ausnahmen – ein Ansteigen des Strompreisniveaus festzustellen.



**Bild 3:** Strompreisentwicklung<sup>1)</sup> für die Industrie<sup>2)</sup> seit 1990 (Index 1990 = 100),  
 Quelle: [11]



**Bild 4:** Belastung des Haushalts-Strompreises<sup>1)</sup> mit Abgaben und Steuern,  
 Quelle: [11]



## 2.3 Entwicklung Fernwärme

Fernwärme genießt beim Verbraucher als moderne und saubere Nutzenergie ein sehr gutes Image. Fast 10 Jahre war die Fernwärme durch ihr hohes Preisniveau im Vergleich zu anderen Wärmeversorgungen am Markt einem starken Wettbewerbsdruck ausgesetzt. Dies ist für einen Verdrängungsmarkt mit sehr geringem Neubauzuwachs durchaus beachtlich und zeigt die Vorzüge und das positive Image der Fernwärmeversorgung auf. Ist jedoch in Zukunft das EVU auf Grund der Kostensituation gezwungen, sich mit seinen Preisforderungen weit oberhalb der Anlegbarkeitsgrenze zu bewegen, besteht die Gefahr, dass es von den konkurrierenden Energiedarbietungen aus dem Markt gedrängt wird. Ohne Förderung der KWK und bei gleichbleibend niedrigen Erlösstrukturen von Heizkraftwerken müssten zwangsläufig Kraftwerke stillgelegt werden. Erschwerend kommt hinzu, dass die Fernwärmepreise im Zuge der Gasmarktliberalisierung zusätzlich unter Druck geraten, da von den Kunden günstigere Preise erwartet werden und die Neigung, sich in langfristigen Verträgen an den Lieferanten zu binden, an Attraktivität verloren hat. Die Absatzentwicklung der Fernwärme in den 90er Jahren zeigt **Bild 5**.

9

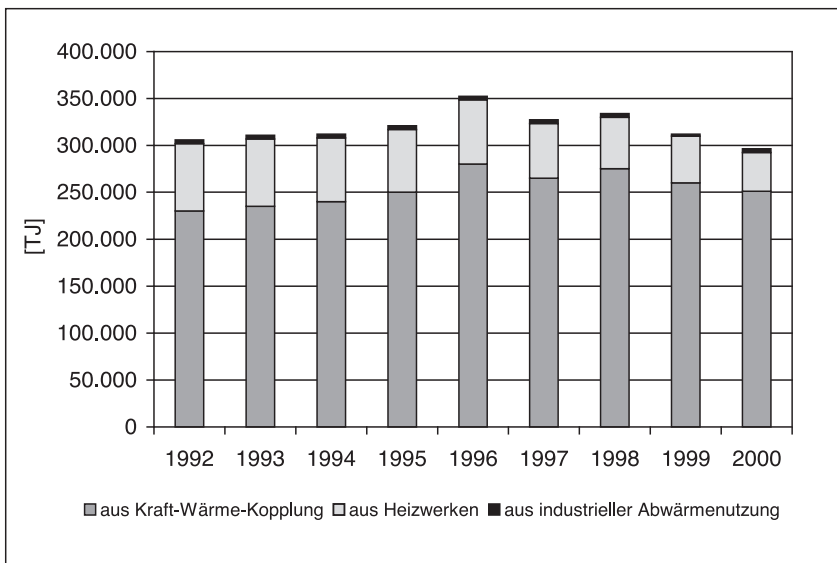


Bild 5: Entwicklung der Fernwärmeversorgung in Deutschland, Quelle: [8]

Der **Fernwärmeabsatz** stagniert bei rund 300 000 TJ/a, die Schwankungen sind auf Witterungseinflüsse zurückzuführen. So war, gespiegelt am langjährigen Mittel, das Jahr 1996 besonders kalt, das Jahr 2000 dagegen sehr warm.

### 2.4 Zukünftige Markttrends

- 10 Die Fusionen und Kooperationen der letzten Jahre werden sich voraussichtlich fortsetzen, so dass die Zahl der am Markt tätigen relevanten Gruppen abnimmt, obwohl auch neue Unternehmen entstehen. Die Realisierung der Synergien in den fusionierten Unternehmen braucht aber Zeit. Kurzfristig werden Vorteile durch Personalabbau realisiert, die die Verluste aus dem Strompreistrückgang kompensieren sollen. Längerfristig wird erwartet, dass die Vermarktung von Strom zunehmend in Kombination mit anderen Leistungen (Gas, Wasser, Abwasser und sonstige energienahe Dienstleistungen) erfolgen soll. Die Realisierung dieses „**Multi-Utility**“-Konzepts erfordert jedoch weit reichende organisatorische Änderungen. Der Markterfolg wird davon abhängen, wie weit es gelingt, hiermit tatsächlich Leistungen anzubieten, die auch vom Kunden monetär honoriert werden. Letztendlich ist auf dem Markt Platz sowohl für große multi-nationale Konzerne als auch für innovative mittelgroße und kleine Player, die ihre Stärke „Kundennähe“ im Kontext konsequent nachfragegesteuerter Aktivitäten ausspielen und dabei gezielt Beteiligungen erwerben und Partnerschaften/Kooperationen eingehen.
- 11 Die Tatsache, dass ausländische Spieler als Händler oder als inzwischen Direktbeteiligte weiter auf dem deutschen Markt Fuß fassen (auch wenn neueste Entwicklungen teilweise in eine andere Richtung gehen), spricht dafür, dass eine Oligopolisierung mit der Konsequenz steigender Preise auf dem Großhandelsmarkt gegebenenfalls nicht zu erwarten ist. Allerdings stellt die **internationale Konkurrenz** eine Herausforderung für die Energiepolitik dar. Der Rückbau kostengünstiger Kernkraftwerke sowie die Ansprüche, die die deutsche Politik an die Realisierung von erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung richtet, könnten Standortverlagerungen der Erzeugung ins europäische Ausland zur Folge haben. Auf der anderen Seite sind diesem Abwanderungsprozess durch eingeschränkte Transportmöglichkeiten des Stroms Grenzen gesetzt. Eine wichtige Deter-

minante der künftigen Entwicklung auf dem deutschen Strommarkt wird daher auch darin liegen, wie mit den Übertragungskapazitäten zum Ausland umgegangen wird bzw. wie durch Allokationssignale die Energieflüsse gesteuert werden. Dagegen ist der Zubau neuer KWK-Anlagen strikt an die Nähe von Ballungsgebieten mit Fernwärmenetzstrukturen gebunden.

Ferner schreitet die Internationalisierung auch in der anderen Richtung voran, da sich deutsche Unternehmen vermehrt im Ausland engagieren. Die zunehmende Marktöffnung der einzelnen Länder kann als ein Durchgangsstadium zur Schaffung eines europäischen Binnenmarktes für Energie angesehen werden. Die Zukunft des Wettbewerbs hängt sehr stark davon ab, inwieweit sich eine einheitliche Regulierungspraxis in Europa entwickeln wird. **12**

## **2.5 Einstellung der Kunden zur Kraft-Wärme-Kopplung**

Das EU-Parlament entspricht mit seinem neuen Gesetzesvorschlag zur Kennzeichnung des gelieferten Energie-Mixes den Wünschen der deutschen Bevölkerung. In seinem Vorschlag verlangt das europäische Parlament, dass künftig der Endverbraucher über den Energie-Mix, mit dem er beliefert wird, in allen Kommunikationsmitteln informiert wird. Gemäß dem aktuellen VDEW-Monitor (eine repräsentative Befragung in der deutschen Bevölkerung) ist es für 62% und damit fast 2/3 der Bevölkerung wichtig zu wissen, wie und wo der von Ihnen bezahlte Strom erzeugt wird. Völlig unwichtig ist dies lediglich 10% der Bevölkerung. **13**

Wenn man die Präferenzen für die einzelnen Arten der Stromerzeugung betrachtet, ist von großer Bedeutung, dass der Strom energieeffizient und kernenergiefrei erzeugt wird. Eine repräsentative Befragung (1999) in der hannoverschen Bevölkerung ergab, dass 89% energieeffiziente Erzeugung bevorzugen. 60% legen Wert darauf, dass ihr Strom nicht aus Kernenergie stammt, was die bundesweite Studie des VDEW noch bekräftigt. Erstaunlicherweise ist sogar 72% der hannoverschen Bevölkerung wichtig, dass Strom aus Wind, Wasser, Sonne und Biomasse erzeugt wird. Letzteres deckt sich allerdings nicht mit der tatsächlichen Nachfrage nach (teurerem) Strom aus re- **14**

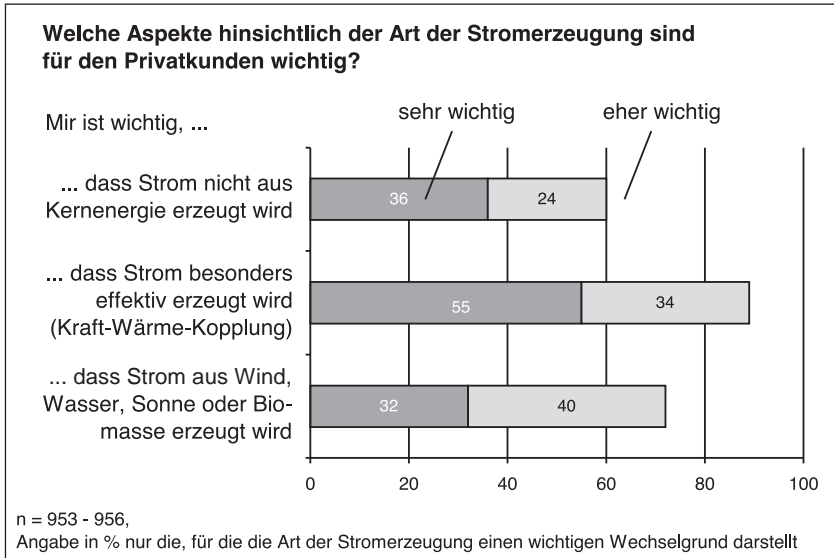


Bild 6: Kundeneinstellung zur Herkunft des Stromes bei Privatkunden, Quelle: [5]

generativen Quellen, der nur von ca. 1% der Kunden bezogen wird (Bild 6).

- 15 Die Lücke zwischen Anspruch und Realität wird umso größer je höher der Energieverbrauch wird. Bei Geschäftskunden, insbesondere größeren Geschäftskunden, spielt der Preis eine noch entscheidendere Rolle bei der Wahl des Anbieters und Produktes. Jedoch haben knapp 60% in dieser Gruppe Interesse an Strom aus KWK-Anlagen. Bei kleineren Gewerbekunden ist das Interesse noch größer. Allerdings sollte der Strom aus KWK-Anlagen zu einem ähnlichen Preis wie herkömmlicher Strom zu erhalten sein (Bild 7).

### 3 Die traditionelle Rolle von KWK und Fernwärme

- 16 Die heutige Situation der Fernwärme ist also durch hohe Benutzerakzeptanz und anerkannt wichtige ökologische Vorzüge einerseits und in vielen Fällen unbefriedigende betriebswirtschaftliche Ergebnisse bei den Betreibern andererseits gekennzeichnet. Der Markt bzw. die

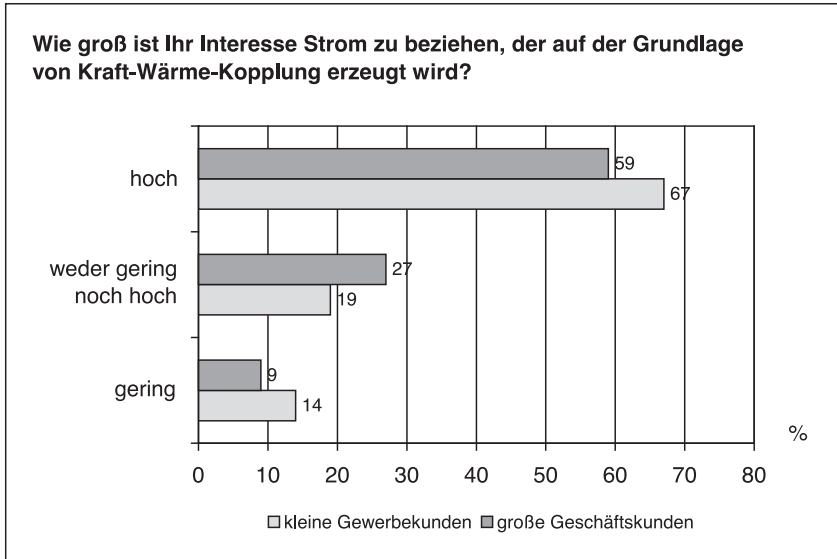


Bild 7: Kundeneinstellung zu Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung bei Geschäfts- und Gewerbetunden, Quelle: [5]

Verbraucher honorieren die offenkundigen Vorzüge des Energieträgers Fernwärme also nicht oder nicht ausreichend. In der Bundesrepublik Deutschland bedient die Fernwärme gegenwärtig einen Anteil von ca. 12% am gesamten Raumwärmemarkt, was bekanntlich mit starken regionalen Unterschieden, vor allem zwischen Ost und West, einhergeht. Dabei steht die Fernwärme in einem harten Konkurrenzkampf allen anderen Energieträgern, besonders dem Erdgas, dem Heizöl, aber auch dem Strom, in festgefügt Märkten gegenüber. Da die Erschließung von Neubaugebieten eher die Ausnahme darstellt, muss die Fernwärme ihren Platz in vorhandenen Siedlungsstrukturen bzw. Sanierungsgebieten behaupten.

**Tabelle 1** zeigt, wie die Fernwärme beispielsweise im Wärmemarkt der Landeshauptstadt Hannover positioniert ist. Es wird deutlich, dass in dieser Stadt das Erdgas eine dominierende Stellung einnimmt, so dass in dem Querverbundunternehmen Stadtwerke Hannover AG die Fernwärme gegen das eigene Produkt Erdgas konkurriert. Der erfreulich hohe Marktanteil von rund 75%, den das Unternehmen am Gesamtwärmemarkt bereits heute hält, zeigt die Grenzen für eine weitere Ausdehnung der Marktanteile auf. Zwar ist es das Ziel, diesen

17

Anteil auf mindestens 85 % zu erhöhen, gleichzeitig wird durch ökologisch wünschenswerte und vom Unternehmen geförderte Wärmesparmaßnahmen das Marktvolumen in absoluten Zahlen jedoch immer geringer.

*Tabelle 1:* Wärmemarktbilanz Hannover 1990 (100% = 10,6 Mrd. kWh)  
Endenergiebilanz für die Wärmeanwendungen

	%
Gas	50
Kohle	10
Öl	16
Fernwärme	9
Elektrowärme	15
Summe	100

- 18 Bild 8** zeigt, wie allein in den letzten zwei Jahrzehnten – durch Energieeinsparung bzw. Leistungsreduzierung der Kunden der Stadtwerke – der Anschlusswert der Fernwärme um **rund 300 MW** geringer ausgefallen ist als die Entwicklung der Neuanschlüsse.
- 19** Andererseits wird der Löwenanteil der hannoverschen Fernwärme in dem kohlegefeuerten Heizkraftwerk Stöcken gewonnen, so dass die Fernwärme hier wie andernorts den bekannten Beitrag zur **Brennstoffdiversifizierung** leisten kann. Die gegenwärtig allorts zu beobachtende Hinwendung der Energiewirtschaft, insbesondere der Elektrizitätswirtschaft, zum sauberen und problemlosen Energieträger Erdgas hat ohne Zweifel ökologische Vorteile, verstellt aber den Blick auf die Abhängigkeiten, die auf den Heizöl- und Erdgasmärkten weltweit herrschen. Es sei noch einmal daran erinnert, dass bereits in den 60er, 70er Jahren Erdgas und Heizöl als Brennstoff für die Stromwirtschaft ausgesprochen populär waren, um danach zur Bedeutungslosigkeit aus den bekannten Gründen verurteilt zu werden. Auch sei daran erinnert, dass entsorgungspflichtige Energieträger, wie beispielsweise Müll, vielerorts zur Deckung des Fernwärmebedarfs einen wichtigen Beitrag leisten.
- 20** Betrachtet man die Verteilung der Fernwärmetageshöchstlasten über der Außentemperatur an (**Bild 9**) so wird erkennbar, dass im Bereich

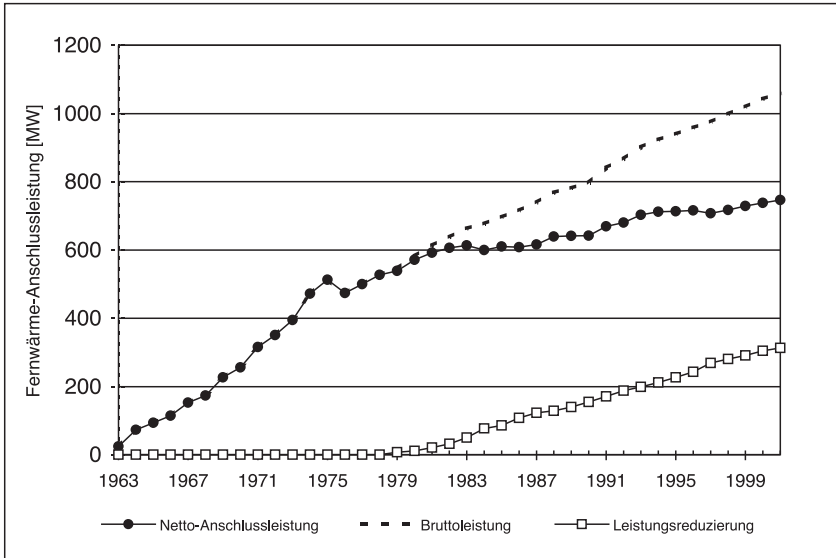


Bild 8: Entwicklung der Fernwärme-Anschlussleistung in Hannover

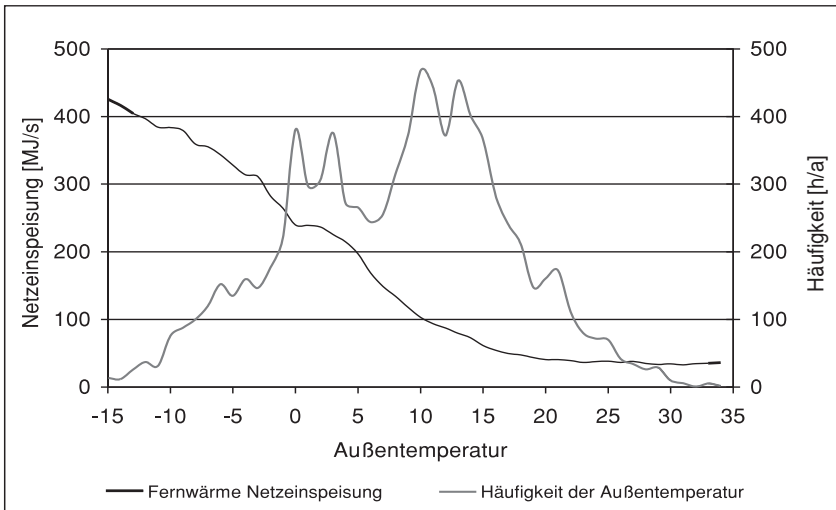


Bild 9: Fernwärme-Netzeinspeisung und Häufigkeitsverteilung, Außentemperatur, Fernwärmenetz Hannover 1996

Bild 9: Fernwärme-Netzeinspeisung und Häufigkeitsverteilung, Außentemperatur, Fernwärmenetz Hannover 1996

zwischen  $-15$  und  $+15^{\circ}\text{C}$  eine fast lineare Abhängigkeit von der Außentemperatur festzustellen ist. Die aus dem Bild ebenfalls erkennbare Häufigkeitsverteilung der Außentemperatur zeigt darüber hinaus die bekannte Problematik, dass in unseren Breiten vorwiegend gemäßigte Temperaturen anzutreffen sind, die mit mittleren Netzlasten verbunden sind. Gleichwohl müssen die selten auftretenden tiefen Temperaturen durch das Fernwärmenetz beherrscht und abgesichert werden, was entsprechende Vorinvestitionen der Betreiber erfordert.

### 3.1 Ökologische Vorteile

- 21 Die Apostrophierung der Fernwärme als Stromabfallprodukt ist eben-so populär wie falsch. In nüchternen Zahlen ausgedrückt erfordert die Fernwärmeproduktion in Kraft-Wärme-Kopplung einen Energiemehrbedarf von durchschnittlich 30–80%, nach der AGFW-Statistik. Bereinigt man diese Werte allerdings um thermodynamisch suboptimale Anlagen und Sonderfälle, so dürfte die tatsächlich relevante Zahl zwischen 30–50% liegen. Dieser Mittelwert wird überdies in den nächsten Jahren weiter sinken, da zunehmend thermodynamisch hochwertige Anlagen – soweit überhaupt – ans Netz gehen.
- 22 Dieses gilt sinngemäß allerdings auch für die meisten Konkurrenzenergien, da auch beispielsweise moderne Erdgaskessel, ob in Niedertemperatur- oder Brennwerttechnik, erheblich günstigere Wirkungsgrade als ihre Vorgängergenerationen aufweisen.
- 23 Eine besonders günstige Fernwärmeversorgungsstruktur wurde bei den Stadtwerken Hannover realisiert. Durch Nutzung industrieller Abwärme (emissionsfrei) sowie eine weitestgehende Fernwärme-Erzeugung in KWK ergeben sich  $\text{CO}_2$ -Emissionen von nur  $0,12 \text{ kg CO}_2/\text{kWh}$  nutzbare Abgabe (berechnet nach der Restwertmethode). Bei einer alternativen Bereitstellung der Heizwärme durch dezentrale Gas-Heizkessel würden dagegen spezifische  $\text{CO}_2$ -Emissionen von  $0,24 \text{ kg CO}_2/\text{kWh}$  Wärme verursacht.
- 24 Unbestritten ist also, dass die Fernwärme vor allem im Themenbereich  **$\text{CO}_2$ -Einsparung** beachtliche ökologische Vorteile bietet. Dieses ist umso mehr zu honorieren, als die bereits erwähnte Brennstoffdiversifikation zu berücksichtigen ist. Würde beispielsweise der Wärmemarkt in Deutschland vorzugsweise von Kohle, wie in den



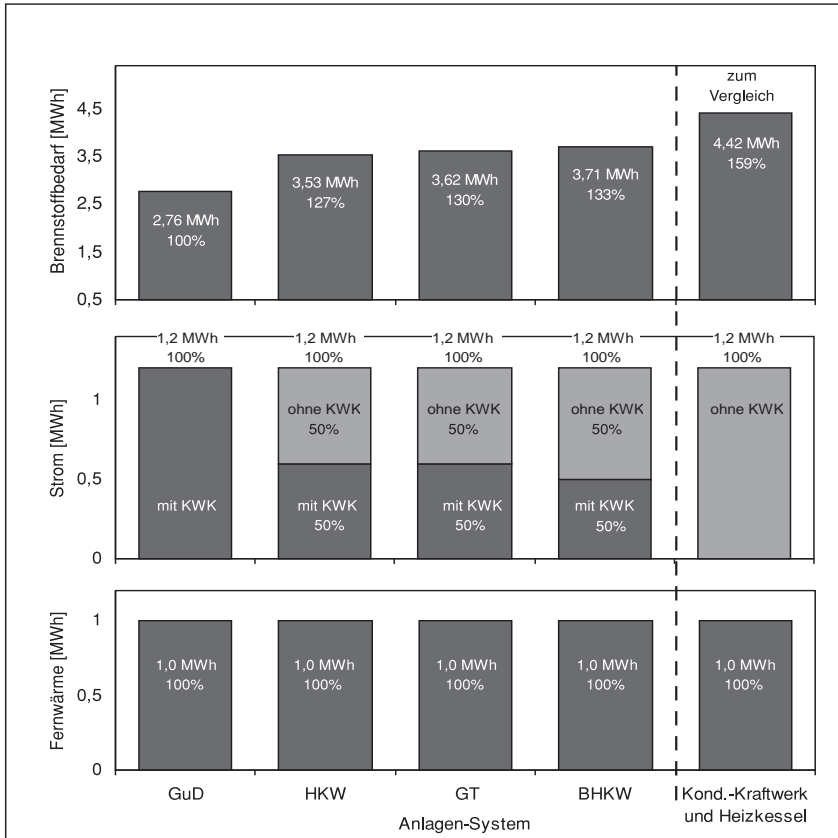


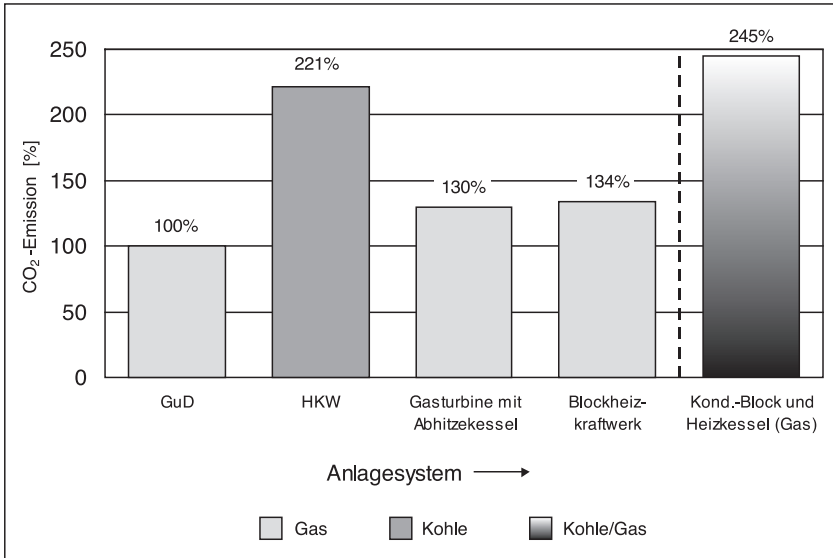
Bild 10: Brennstoffbedarf verschiedener Systeme der Kraft-Wärme-Kopplung, Quelle [2]

Bild 10: Brennstoffbedarf verschiedener Systeme der Kraft-Wärme-Kopplung, Quelle: [2]

Nachkriegsjahren geschehen, bedient werden, würden die Vorteile der Fernwärme wesentlich offenkundiger werden als bei dem heute oft anzutreffenden Vergleich mit reinen Erdgasanlagen.

In **Bild 10** sind einige typische KWK-Systeme mit einem Vergleichssystem aus Kondensationskraftwerk plus Heizkessel verglichen worden. Die dort zugrunde gelegten Betriebsparameter sind sehr konservativ angesetzt worden. Gleichwohl sind die dargestellten Unterschiede im Brennstoffbedarf offenkundig. So schneidet eine Gas- und Dampfturbinen(GuD)-Anlage mit KWK deutlich günstiger ab als der ungünstigste Konkurrent, nämlich ein Kondensations-

25



*Bild 11:* Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionen für die Strom- und Fernwärmeerzeugung der verschiedenen Systeme der Kraft-Wärme-Kopplung, Quelle: [2]

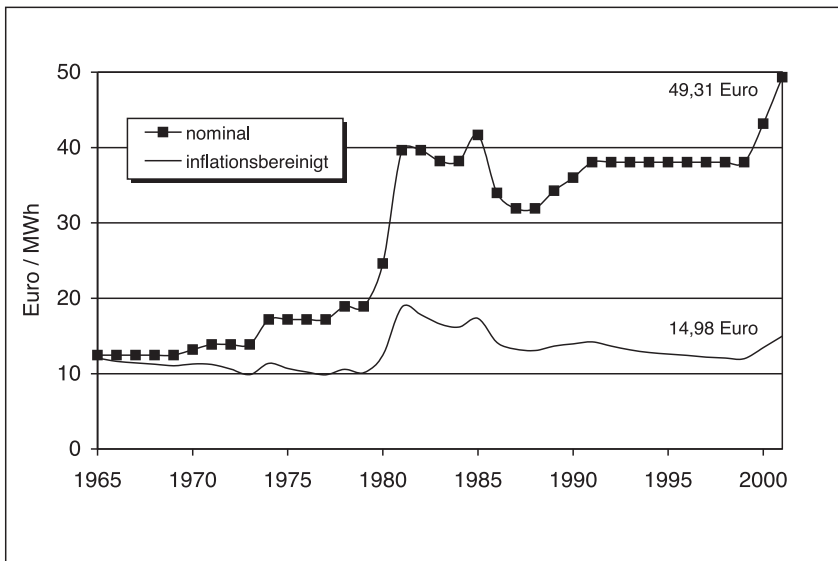
kraftwerk auf Kohlebasis mit getrennter Wärmeerzeugung in Heizkesseln. Berücksichtigt man darüber hinaus noch die unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Intensität von Kohle und Erdgas, ergeben sich daraus – wie **Bild 11** zeigt – erhebliche Differenzen im CO<sub>2</sub>-Emissionsverhalten, die bis zum Faktor 2,5 reichen. Diese bereits im Jahr 1991 im Rahmen des Energiekonzeptes für die Landeshauptstadt Hannover angestellten Überlegungen sind seit dem durch eine Vielzahl von Untersuchungen tendenziell bestätigt worden, auch wenn mittlerweile bei allen betrachteten Systemen Wirkungsgradverbesserungen erzielt wurden.

- 26 Da seitens der Bundesregierung und auch wichtiger internationaler Organisationen nach wie vor am Ziel der CO<sub>2</sub>-Absenkung festgehalten wird, ist auch deutlich auszumachen, dass die Fernwärme in diesen Diskussionen eine wichtige Rolle spielen wird. Da andererseits die finanziellen Mittel der Beteiligten zunehmend knapper werden, wird auch die CO<sub>2</sub>-Relevanz einzelner Maßnahmen zunehmend in den Fokus der Betrachtungen rücken.

### 3.2 Ökonomische Situation

Die Entwicklung der Fernwärmepreise in Hannover seit 1965 ist aus **Bild 12** zu ersehen (etwa repräsentativ für Deutschland). Nach dem rasanten Anstieg in den 70er Jahren, ausgelöst durch die seinerzeitigen Ölpreiskrisen, verharrten sie seit 1980 für fast 20 Jahre auf relativ gleichem Niveau. Erst seit dem Jahr 2000 sind maßvolle Erhöhungen am Markt durchsetzbar geworden, die deutlich zur Entspannung der finanziellen Situation der Fernwärme-Unternehmen beigetragen haben. 27

Da Fernwärme in Deutschland ganz überwiegend in KWK-Anlagen produziert wird, muss also zur Beurteilung der wirtschaftlichen Situation das Gesamtsystem KWK betrachtet und mit konkurrierenden Systemen verglichen werden. **Bild 13** zeigt den Kostenvergleich eines großen Kondensationsblockes (700 MW Kohle) mit einem kohlegefeuerten 150 MW-KWK-Block sowie den Vergleich zweier gasgefeuerter Blöcke mit und ohne Wärmeauskopplung. Dieser Größenvergleich ist sinnvoll, weil KWK-Anlagen wegen der begrenzten Wärmepotentiale sowie der energiewirtschaftlich gebotenen Maximalgröße 28



**Bild 12:** Entwicklung der Fernwärme-Durchschnittspreise, nominal und inflationbereinigt, Preisindex 1965 = 100 und 2001 = 30,4

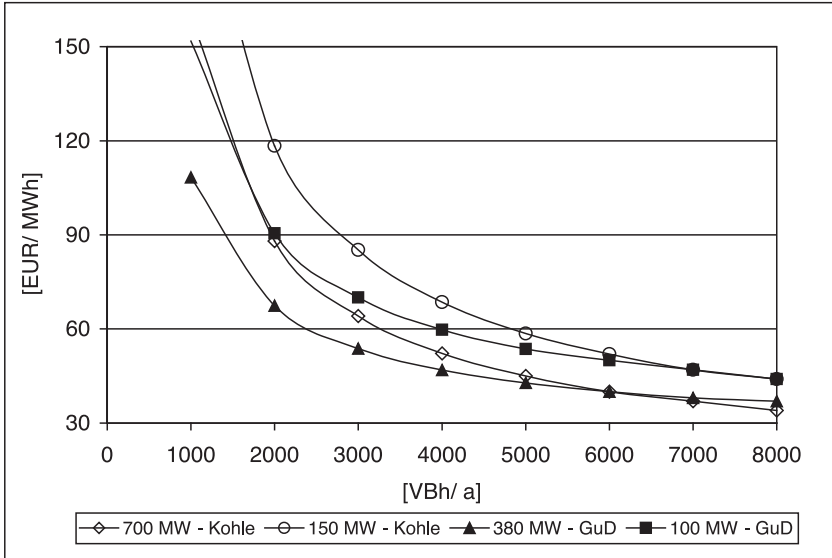


Bild 13: Kalkulatorische Vollkosten der Stromerzeugung, Neuanlagen

in städtischen Versorgungsgebieten – bis auf Ausnahmen in Metropolen – in dieser Leistungsklasse anzutreffen sind, stromseitig aber mit großen Kondensationsblöcken konkurrieren. Der Vergleich, dem übliche wirtschaftliche Prämissen und Kalkulationsverfahren zugrunde gelegt wurden, lässt einen Kostenvorteil von 0,5 bis 1,5 ct/kWh<sub>el</sub> der großen Anlagen erkennen, was zum einen auf die Kostendegression großer Anlagen allgemein, zum anderen auf den höheren investiven Aufwand zur Wärmeauskopplung zurückzuführen ist.

29 Andererseits erhält die KWK-Anlage eine Gutschrift für die ausgekoppelte Wärme. Im Folgenden soll daher anhand einer einfachen Rechnung geprüft werden, ob der erwähnte Kostennachteil der KWK-Anlagen dadurch kompensiert werden kann. Die Antwort könnte im liberalisierten Strommarkt zur *conditio sine qua non* für KWK-Systeme dieser Art werden. Der Überlegung liegt eine einfache Gleichung zugrunde:

$$30 \quad g_{\text{ges}} = g_w - g_s - k_{\text{kap}} - k_b$$

Hierin sind:

$g_{\text{ges}}$  = spez. Nutzenbeitrag der Fernwärme zur Kraft-Wärme-Kopplung

$g_W$  = spez. Wärmegutschrift für die ausgekoppelte Wärmemenge  
 $g_s$  = spez. Stromeinbuße im Vergleich zum Kondensationsprozess  
 $k_{\text{kap}}$  = spez. Kapitalkosten der fernwärmegebundenen Anlagen im Kraftwerk

$k_b$  = spez. fernwärmegebundene Betriebskosten

jeweils in Euro/MWh.

Dabei wird unterstellt, dass die Fernwärme-Erlöse zunächst die sonstigen Fernwärme-Kosten wie Netze, Overhead, Vertrieb etc. abdecken. Die verschiedenen Verfahren der Kraft-Wärme-Kopplungsbewertung (Stichworte: Opportunitätskosten, verdrängte Quellen u. a. m.) können individuell vorgenommen und durch Annahmen für die Wärmegutschrift berücksichtigt werden. 31

Bezieht man  $g_{\text{ges}}$  auf die aus KWK-Anlagen entfallenden Stromerlöse, ergibt sich ein Wert  $G$ , der in ct/kWh<sub>el</sub> angibt, wie stark das Produkt Strom durch den KWK-Prozess entlastet wird: 32

$$G = \frac{g_{\text{ges}} \times A_{\text{th}}}{A_{\text{el}}} \quad \text{mit} \quad \frac{A_{\text{th}}}{A_{\text{el}}} = W_z$$

$A_{\text{th}}$  = gesamte Jahres-Wärmeerzeugung

$A_{\text{el}}$  = gesamte Jahres-Stromerzeugung

Da  $G$  also von der Wärmekennzahl  $W_z$  abhängig ist, ergibt sich ein Zusammenhang wie in **Bild 14** dargestellt. Es wird erkennbar, dass sich für praxisnahe Fälle eine Entlastung der Stromsparte zwischen 0–0,7 ct/kWh errechnen lässt. Somit ergibt sich, dass energiewirtschaftlich richtig ausgelegte KWK-Anlagen den finanziellen Nachteil fehlender Kostendegression über die Wärmegutschrift annähernd ausgleichen können. 33

Gleichzeitig wird vielerorts versucht, die BHKW-Technik als dezentrale Variante der Kraft-Wärme-Kopplung zum Einsatz zu bringen. Auf die unterschiedliche Einschätzung der Sinnhaftigkeit von BHKW-Anlagen soll hier nicht weiter eingegangen werden, sofern diese Anlagen nicht in Fernwärmevorzugsgebieten geplant sind. In solchen Fällen muss allerdings konsequent versucht werden BHKW-Anlagen zu verhindern, da sonst ein weiterer unzumutbarer Nachteil für die Fernwärme entsteht. 34

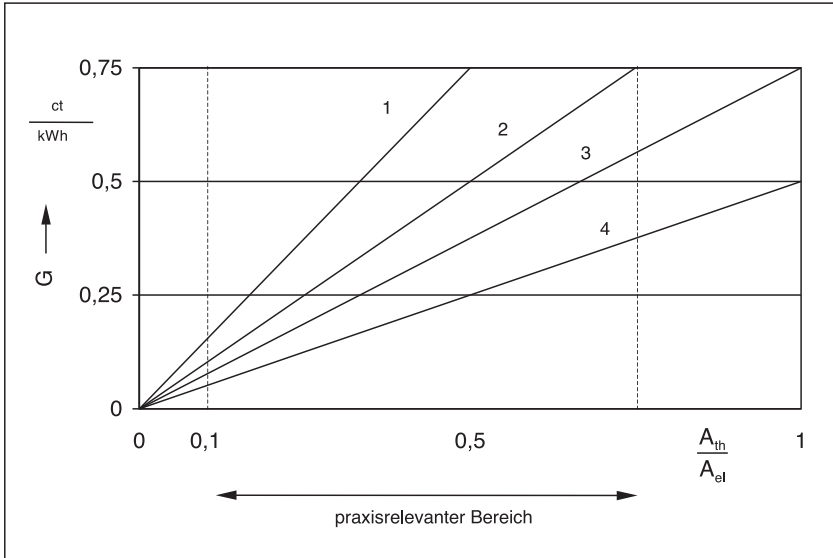


Bild 14: Möglicher Beitrag der Fernwärme zur Stützung der Stromsparte, Quelle: [3]

1 $g_{ges} = 15$ EUR/MWh	2 $g_{ges} = 10$ EUR/MWh
3 $g_{ges} = 7,50$ EUR/MWh	4 $g_{ges} = 5$ EUR/MWh

- 35 Insgesamt muss darauf geachtet werden, dass die ökologisch hochwertigen Fernwärmesysteme nicht eines Tages zu „Stranded-Investments“ werden. Eine solche Gefahr ist jedenfalls nicht von der Hand zu weisen, denn während in der Vergangenheit ggf. die lukrative Stromsparte genutzt werden konnte, um mindestens Anlaufverluste durch die Fernwärme zu kompensieren, wird dieses in einer reinen Preiskonkurrenzsituation des Stromes schwer fallen.
- 36 Wie die vorstehenden Überlegungen zeigen, haben richtig ausgelegte KWK-Systeme allerdings beste Chancen, sich in einem fairen Preiswettbewerb zu behaupten. Sobald ihre ökologischen Vorzüge stärkere Beachtung als in der Vergangenheit erhalten, dürften sie Kondensationsblöcken sogar überlegen sein.
- 37 Um zu verhindern, dass in der noch nicht vollendeten „Einschwingphase“ der Energiemarkt-Liberalisierung wertvolle KWK-Anlagen wegen beispielsweise vorhandener Überkapazitäten im Erzeugungsbereich vom Markt genommen werden müssen, hat die Bundesregierung erkannt, dass mindestens für einen Übergangszeitraum diesbe-

züglicher Handlungsbedarf besteht, zumal sie sich gleichzeitig erneut zur Reduzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen verpflichtet hat.

## 4 Die Förderung der KWK in Deutschland

Nachdem es im Jahr 2000 zu einem so genannten KWK-Vorschaltgesetz gekommen war, trat am 01. April 2002 das **KWK-Modernisierungsgesetz** (KWKModG) in Kraft, das entsprechende Förder- und Stützungsinstrumente für die verschiedenen Systeme der KWK festlegt. 38

### 4.1 Ziele und Inhalte des KWK-Modernisierungsgesetzes vom 01. 04. 2002

In Paragraph 1 sind die konkreten Ziele dieses Gesetzes, in der Hauptsache die Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen, genannt. Die drei Bereiche Erhaltung, Modernisierung und Ausbau sind bereits dort explizit beschrieben. Es wird deutlich, dass sich die Bereiche Erhaltung und Modernisierung auf bestehende Anlagen beziehen und der Bereich Ausbau lediglich für kleine Anlagen (< 2 MW) gedacht ist. Im Gegensatz zum KWK-Vorschalt-Gesetz bezieht sich das KWK-Modernisierungsgesetz auf alle Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung, insbesondere sind die Anlagen industrieller Betreiber mit eingeschlossen. 39

**Bild 15** zeigt die Grundsystematik des KWK-Modernisierungsgesetzes. Die Verteilnetzbetreiber sind verpflichtet, KWK-Anlagen an ihre Netze anzuschließen und den in den KWK-Anlagen erzeugten KWK-Strom abzunehmen. Der Verteilnetzbetreiber zahlt dem Betreiber der KWK-Anlage für den in das Netz eingespeisten KWK-Strom einen zu vereinbarenden Preis, das **Entgelt für die vermiedene Netznutzung** nach VV II+ sowie den gesetzlich geregelten **KWK-Zuschlag (Bild 16)**. 40

Für den KWK-Zuschlag erhält der Verteilnetzbetreiber vom vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber eine Erstattung. Die Übertragungsnetzbetreiber gleichen die an ihre unterlagerten Verteilnetzbetreiber gezahlten Erstattungen untereinander aus und geben sie als einheitlichen Belastungsausgleich (ct/kWh) an alle Endkunden weiter. 41

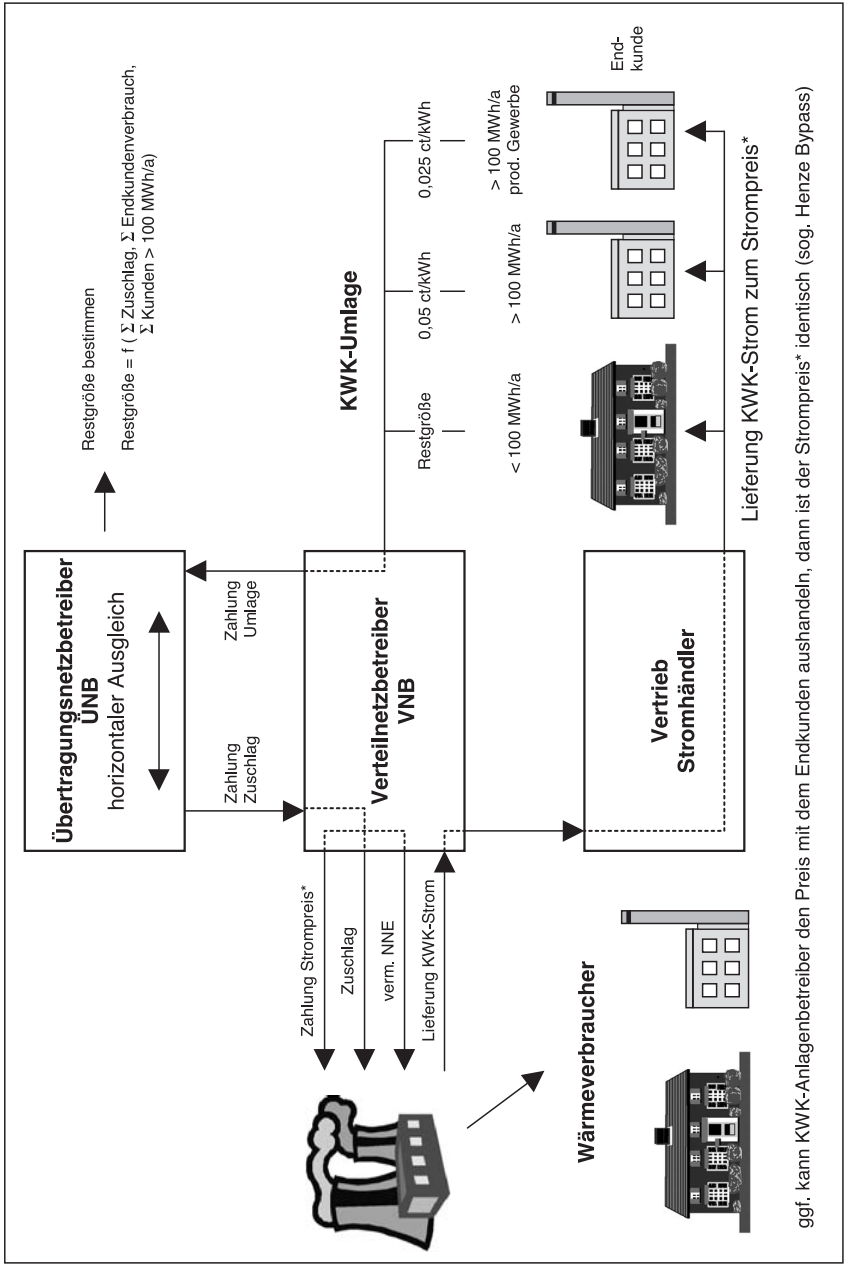


Bild 15: Systematik KWKModG



**Fünf Kategorien:**

- I) alte Bestandsanlagen, Beginn des kommerziellen Dauerbetriebs bis zum 31.12.1989
- II) neue Bestandsanlagen, Beginn des kommerziellen Dauerbetriebs ab dem 01.01.1990
- III) modernisierte alte Bestandsanlagen die nach Inkrafttreten des Gesetzes den kommerziellen Dauerbetrieb bis Ende 2005 wiederaufnehmen
- IV) kleine KWK-Anlagen (bis 2 MWe) die nach Inkrafttreten des Gesetzes in Dauerbetrieb gehen
- V) Brennstoffzellenanlagen die nach Inkrafttreten des Gesetzes in Dauerbetrieb gehen

		Förderung in Cent/kWh								
		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
I)		1,53	1,53	1,38	1,38	0,97	-	-	-	-
II)		1,53	1,53	1,38	1,38	1,23	1,23	0,82	0,56	-
III)		1,74	1,74	1,74	1,69	1,69	1,64	1,64	1,59	1,59
IV)		2,56	2,56	2,40	2,40	2,25	2,25	2,10	2,10	1,94
V)		5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11

Bisher vorbehaltliche Anpassung der Fördersätze ist jetzt bereits berücksichtigt

Bild 16: Anlagenkategorien und Zuschläge gemäß KWKG vom 19. 03. 2002

Der Verteilnetzbetreiber kann den vom KWK-Anlagenbetreiber aufgenommenen KWK-Strom entweder selbst nutzen, an einen Dritten verkaufen oder an den von dem Anlagenbetreiber vorgegebenen Dritten weiterleiten. Da sich KWK-Anlagenbetreiber und Verteilnetzbetreiber in den meisten Fällen nur schwer über einen sinnvoll festzulegenden Preis einigen werden können, ist es wahrscheinlich, dass der Weg über den vom Anlagenbetreiber vorgenannten Dritten die Regel sein wird.

42

Zur Finanzierung der gezahlten Zuschläge wird bei allen Endkunden eine Umlage erhoben. Die Höhe der Umlage ist abhängig vom jährlichen Verbrauch der Abnahmestelle. Damit es für die Industrie und insbesondere für das produzierende Gewerbe nicht zu Wettbewerbs- und Standort-Nachteilen kommt, ist die Höhe der Umlage für sie gedeckelt. Diese Deckelung sieht vor, dass für Abnahmestellen mit einem Jahresverbrauch höher 100 000 kWh pro Jahr die KWK-Umlage für Mengen oberhalb dieser Grenze auf 0,05 Cent je kWh begrenzt ist. Für das produzierende Gewerbe, deren Stromkosten im vorange-

43

gangenen Kalenderjahr 4 Prozent des Umsatzes übersteigen, ist die Höhe der Umlage auf 0,025 Cent je kWh gedeckelt. Alle anderen Endkunden haben die Restgröße zu tragen. Die Restgröße bestimmt sich aus der gesamten Umlage bezogen auf die gesamt endverbrauchten Kilowattstunden eines Jahres, abzüglich der bereits genannten Unternehmen, deren Verbrauch je Endabnahmestelle 100 000 Kilowattstunden übersteigt.

### 4.2 KWK-Strom

- 44 Im Gegensatz zum KWK-Vorschalt-Gesetz wird nach dem KWK-Modernisierungs-Gesetz nur noch der reine KWK-Strom aus einer KWK-Anlage gefördert. Bedingung ist, dass dieser KWK-Strom in ein Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist wird. Zur Bestimmung des KWK-Stroms führt das Gesetz lediglich aus: „KWK-Strom ist das rechnerische Produkt aus Nutzwärme und Stromkennzahl der KWK-Anlage“ (§ 3, Abs. 4, Satz 1). Darüber hinaus ist es unabdingbare Voraussetzung, dass es sich bei der KWK-Anlage um eine KWK-Anlage entsprechend dem Gesetz handelt.
- 45 Um diese Voraussetzung nachzuweisen, muss der Anlagenbetreiber beim BAfA (Bundesamt für Außenwirtschaft und Ausfuhrkontrolle) einen Zulassungsantrag stellen. *In diesem Antrag* sind die wesentlichen bestimmenden Merkmale der KWK-Anlage und die Anschlussbedingungen an die jeweiligen Netze (Strom und Wärme) niedergelegt. Für Anlagen > 2 MW ist darüber hinaus ein Gutachten beizufügen, mit welchem dokumentiert wird, wie sich die **KWK-Strommenge** aus der jeweiligen KWK-Anlage errechnet. Dieses Gutachten muss nach den anerkannten Regeln der Technik erstellt werden. Dem Gesetz zufolge gelten als anerkannte Regeln der Technik die in den Abschnitten vier bis sechs des Arbeitsblattes FW 308 „Zertifizierung von KWK-Anlagen – Ermittlung des KWK-Stroms“ enthaltenen Grundlagen und Rechenmethoden.
- 46 Durch diesen Verweis macht der Gesetzgeber deutlich, dass die von ihm selbst getroffene Definition zur Bestimmung der KWK-Strommenge, das Produkt aus Stromkennzahl und Nutzwärme, bei der Ermittlung der KWK-Strommenge nicht ohne nähere Definition angewendet werden kann.

Das Arbeitsblatt FW 308 der AGFW hat demnach zwei wesentliche Aufgaben. Zum einen dient es zur Klassifizierung der Anlagen, zum anderen stellt es ein Verfahren bereit, mit dem die KWK-Strommenge ermittelt werden kann. Vorteil dieses Verfahrens ist es, dass auch bei komplizierten Fällen, insbesondere bei Entnahmekondensations-Kraftwerken, bei denen gleichzeitig der so genannte KWK-Strom und der Kondensationsstrom erzeugt wird, die KWK-Strommenge rechnerisch bestimmt werden kann. Da in solchen Fällen die KWK-Strommenge nicht messbar bestimmbar ist, ist es erforderlich, diese aus messbaren Größen abzuleiten. Mit Hilfe von Energiebilanzen kommt ein Mengenvergleichsverfahren zur Anwendung, mit dem der Anteil des KWK-Stroms in Abhängigkeit von drei wesentlichen Kennzahlen bestimmt werden kann. Bei diesen Kennzahlen handelt es sich um den Brennstoffnutzungsgrad, der unmittelbar aus Messwerten errechnet werden kann, sowie den Nutzungsgrad der reinen Kondensationsstrom-Erzeugung und den Nutzungsgrad der KWK-Scheibe. Die beiden letztgenannten können nicht aus Messwerten ermittelt werden. Für ihre Bestimmung sind in der FW 308 geeignete Rechenverfahren beschrieben. 47

Der Betreiber der KWK-Anlage hat dem Netzbetreiber monatlich Mitteilung über die in das Netz eingespeiste KWK-Strommenge zu machen. Diese KWK-Strommenge errechnet sich über das im Gutachten niedergelegte Rechenverfahren. 48

## **5. Die Situation der Kraft-Wärme-Kopplung und Fernwärme in Deutschland**

### **5.1 Vergleich zu anderen EU-Staaten**

Ein objektiver Vergleich der gesamten Situation der Kraft-Wärme-Kopplung in den einzelnen EU-Staaten ist nur unter großen Schwierigkeiten möglich, da es bisher an einer verbindlichen statistischen Vergleichsbasis fehlt. Am ehesten lassen sich noch die Fernwärme-Erzeugungsmengen vergleichen. Diese spielen jedoch nur in den nördlichen Ländern der EU eine bedeutende Rolle. Hier nimmt Skandinavien naturgemäß eine Spitzenstellung ein. In den südlichen Ländern spielt die Fernwärme aus klimatischen Bedingungen nur eine sehr untergeordnete Rolle. Ein sauberer Vergleich der industriell- 49

len Kraft-Wärme-Kopplung in den einzelnen Mitgliedsstaaten ist nahezu unmöglich. Im Rahmen der bereits beschriebenen Bemühungen zu einer CO<sub>2</sub>-Reduzierung auch im europäischen Maßstab wird zur Zeit an einem Aufbau einer sauberen Statistik gearbeitet. Dies ist nicht unproblematisch, da im industriellen Bereich häufig die erzeugten Mengen nicht bekannt sind, da lediglich der Brennstoffverbrauch bekannt ist, die Prozesswärme und der Strom häufig direkt in der Produktion verbraucht und nicht gemessen werden. Im Folgenden soll von daher im Wesentlichen auf die öffentliche FW-Versorgung und hier insbesondere auf die kommunale Fernwärme eingegangen werden.

- 50 In Deutschland waren im Jahr 1998 rund 25 Gigawatt an KWK-Anlagen-Leistung installiert (incl. der Kondensationsanteile bei EK-Anlagen), die Stromerzeugung betrug zirka 73 TWh. Die industriellen Anlagen waren mit einer Leistung von zirka 9 GW und einer Stromproduktion von zirka 40 TWh beteiligt, der Rest entfällt auf die Anlagen der öffentlichen Versorgung. Ein genauer Abgleich der unterschiedlichen Statistiken ist zurzeit kaum möglich, genauere Erkenntnisse wird das Monitoring im Rahmen des KWKModG bringen.
- 51 Die zum Einsatz kommende Technik sowohl im industriellen als auch im kommunalen Fernwärme- oder Industrierwärme-Bereich unterliegt gewissen Unterschieden. Bereits zu Beginn einer Investitionsentscheidung treten diese Unterschiede deutlich hervor. Während im Bereich der Fernwärmewirtschaft mit **Abschreibungszeiten** von bis zu 15 Jahren kalkuliert wird, orientieren sich die ROI (Return of Investment) in der Industrie auf einen Zeitraum von maximal fünf Jahren. Dies hat zur Folge, dass hochintensive Investitionsentscheidungen, z. B. eine Investitionsentscheidung zugunsten eines Dampfkraftwerkes, in der Regel unterbleiben. Im industriellen Bereich dominieren daher die Gasturbinen, zumal häufig auch nur kleine Leistungseinheiten gefragt sind (einige wenige MW bis maximal 10 bis 20 MW).
- 52 Eine typische Grundschaltung, die im industriellen Bereich häufig anzutreffen ist, ist eine erdgasbefeuerte Gasturbine mit einem nachgeschalteten Abhitzeessel zur Dampfproduktion. Die Investitionen sind gering, die kurzfristigen variablen Kosten aufgrund des begrenzten Wirkungsgrades und der life-cycle-costs der Gasturbine allerdings

höher. Dies wiederum wird wettgemacht durch spezifisch günstige Gaspreise aufgrund der guten Beschäftigung (die Industriebetriebe erreichen 7.000 Volllast-Benutzungsstunden und mehr), so dass die Vollkosten der Strom- und Wärmeerzeugung auf einem für die Industrie vertretbaren Niveau liegen. Dies ist ohnehin bei jeder Entscheidung sichergestellt, da ein Industriebetrieb in der Regel die Investitionsentscheidung auf Basis des Vergleichs eines vorliegenden Strompreisangebotes mit den Dampferzeugungskosten aus einer direkt befeuerten Kesselanlage trifft.

Eine weitere häufig auftretende Schaltungsvariante im Bereich der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung sind so genannte Sammelschienen-Anlagen, wo auf unterschiedlichen Druckniveaus verschiedene Prozessdampfstufen angeboten werden und zwischen diesen Dampfstufen Entspannungsturbinen das Gefälle abbauen. In seltenen Fällen sind auch kohlebefeuerte Anlagen anzutreffen. Diese sind in der Regel jedoch älter, da heutzutage derart kapitalintensive Entscheidungen nur noch in Ausnahmefällen getroffen werden. **53**

In der Fernwärme-Erzeugung der kommunalen Unternehmen ist die technologische Bandbreite der Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen größer. Sie reicht vom kleinen BHKW mit einigen wenigen Kilowatt bis zur großen kohlebefeuernten Entnahmekondensations-Anlage mit einigen hundert Megawatt. **54**

Bei den vor der Liberalisierung entstandenen Altanlagen ließen sich Investitionsentscheidungen in die teurere Dampftechnologie auf Kohlebasis durchaus rechtfertigen. Darüber hinaus halfen in den achtziger Jahren die ZIP 1 und 2-Programme (Zukunfts-Investitions-Programme) des Bundes den Unternehmen, durch Investitionszulagen derartige Bauentscheidungen zu treffen. Flankiert wurde diese Maßnahme durch das dritte Verstromungsgesetz, durch welches ebenfalls Investitionszulagen für Heizkraftwerke mit der Brennstoffbasis deutsche Steinkohle gewährt wurden. Diese Anlagen bilden noch heute zum großen Teil das Rückgrat von großen Fernwärmeversorgungssystemen in der Bundesrepublik Deutschland. **55**

Vergleicht man die Gesamtwirtschaftlichkeit der Fernwärme mit industrieller Wärme, so muss in jedem Fall das Fernwärmenetz mit einbezogen werden, da das Netz als wesentlicher Teil der Infrastruktur zu dem mit Abstand größten Teil der Fixkosten beiträgt. Die kommu- **56**

nale Kraft-Wärme-Kopplung ist damit immer unmittelbar mit dem Fernwärmenetz verkoppelt und als eine Einheit zu betrachten. Die deutlich höheren Abschreibungszeiten der kommunalen Fernwärme gegenüber der industriellen lassen diese sehr kapitalintensiven Investitionen ohnehin erst zu. So geht man bei Fernwärmenetzen von einer technischen Lebensdauer von 40 Jahren und länger aus, und die kalkulatorischen **Abschreibungszeiten** betragen 20 Jahre und mehr.

### 5.2 Erzeugte Mengen der kommunalen Fernwärme

- 57 Bei einer Betrachtung der Erzeugungssituation kommunaler Fernwärme [6] sind alte und neue Bundesländer zu unterscheiden. Dies ist dadurch begründet, dass die Versorgungssituation der Fernwärme sich nach der Wiedervereinigung in den neuen Bundesländern grundlegend geändert hat. Historisch bedingt war die Fernwärme in den neuen Bundesländern, zumindest in den größeren Städten, sehr gut ausgebaut. Die Erzeugung der Fernwärme erfolgte allerdings zum überwiegenden Teil in braunkohle-befeuerten Kesselanlagen. Die Leitungsnetze waren veraltet und durch extreme Verluste gekennzeichnet.
- 58 Durch die Wiedervereinigung war es nach langen Jahren erstmals möglich, durch gezielte Neu- und Ersatz-Investitionen die bestehenden Verhältnisse zu verbessern. An einigen Stellen wurden die Netze stillgelegt, saniert oder auch erneuert. Es ist somit davon auszugehen, dass sich sowohl im Bereich der Netze als auch insbesondere im Bereich der Erzeugung seit Beginn der neunziger Jahre in den neuen Bundesländern ein tief greifender Wandel vollzogen hat.
- 59 Bezüglich der eingesetzten Technologie kommt es in den neuen Bundesländern aufgrund der beschriebenen Neustrukturierung nach der Wende zu deutlichen Veränderungen gegenüber den alten Bundesländern. Betrug der Anteil der Braunkohle an der Brennstoffbasis der Fernwärmeerzeugung in der ehemaligen DDR vor 1990 nahezu 100 Prozent, ist dieser im Jahr 2000 bis auf 33 Prozent reduziert worden. Es fand eine komplette Substitution durch den Brennstoff Erdgas statt. Neben der Braunkohle und dem Erdgas werden keine anderen Brennstoffe zur Fernwärmeerzeugung in den neuen Bundesländern eingesetzt, wobei der Anteil des Erdgases mit 66 Prozent vorwiegend in GuD-Anlagen deutlich überwiegt.

60 Etwas anders stellt sich die Situation in den alten Bundesländern dar. Die Braunkohle spielt mit vier Prozent nahezu keine Rolle. Das Erdgas trägt mit 30 Prozent zur Fernwärmeerzeugung bei und die Steinkohle dominiert mit einem Anteil von 55 Prozent an der Brennstoffbasis zur Fernwärmeerzeugung deutlich. Darüber hinaus tragen mit zirka 10 Prozent der Müll und sonstige Brennstoffe zur Fernwärmeerzeugung bei.

61 Der hohe Anteil der GuD-Anlagen an der Fernwärmeerzeugung in den neuen Bundesländern drückt sich auch in der mittleren Stromkennzahl der Fernwärmeerzeugung aus. Die mittlere Stromkennzahl beläuft sich in den neuen Bundesländern auf 0,64 und ist eindeutig geprägt durch die hohe Stromkennzahl der GuD-Anlagen, die bei zirka 1 liegt. In den alten Bundesländern wird die mittlere Stromkennzahl eindeutig durch den hohen Anteil der Dampfturbinen bestimmt. Die mittlere Stromkennzahl der Dampfturbinen liegt bei 0,38. Die mittlere Stromkennzahl über die gesamte Fernwärmeerzeugung in den alten Bundesländern liegt bei 0,45.

### 5.3 Erzeugungstechnologien mit hoher Stromkennzahl

62 Wie die vorangegangenen Erläuterungen gezeigt haben, ist in den neuen Bundesländern in den vergangenen 10 Jahren eine deutliche Umstrukturierung der Fernwärmeerzeugung in Richtung Erdgas-basierte Erzeugungstechnologien erfolgt. Von einigen Sonderfällen abgesehen sind ausschließlich GuD-Anlagen gebaut worden. Dies gilt auch für die Vorhaben in den alten Bundesländern.

63 Die **GuD-Anlagen** zeichnen sich durch niedrige Investitionskosten in der Größenordnung von zirka 500 EURO pro kW sowie exzellente elektrische Wirkungsgrade aus. Diese liegen im Bereich von zirka 50 Prozent und mehr, Tendenz steigend. Möglich geworden ist dies durch einen Technologieschub im Bereich der Gasturbine. Durch moderne Fertigungsverfahren ist es gelungen, filmgekühlte, beschichtete Schaufeln in der hochgefährdeten ersten und zweiten Schaufelreihe der Gasturbine zu produzieren. Damit konnten die Eintrittstemperaturen der Gasturbine auf über 1.300 °C gesteigert werden. Diese hohe Eintrittstemperatur erhöht als obere Prozesstemperatur zum einen den Wirkungsgrad des Gasturbinenprozesses, zum ande-

ren wirkt sich dies ebenso deutlich und positiv auf den Wirkungsgrad des gesamten GuD-Prozesses aus. Mit der hohen Eintrittstemperatur in die Gasturbine korreliert auch eine hohe Austrittstemperatur aus der Gasturbine. Diese wiederum kann zu einer effektiveren Dampferzeugung am Abhitzeessel genutzt werden und verbessert damit eindeutig den nachgeschalteten Dampfturbinenprozess.

- 64 Seit Mitte der neunziger Jahre findet die beschriebene Technologie bei der Schaufelherstellung von Gasturbinen auch in der 60/70 MW-Klasse Anwendung. Damit ist es für eine Vielzahl kommunaler Unternehmen möglich geworden, in der Größenklasse bis 100 MW GuD-Anlagen zur kommunalen Fernwärme- und Stromerzeugung einzusetzen.
- 65 Bei den genannten GuD-Anlagen handelt es sich überwiegend um Entnahmekondensations-Anlagen, d. h. die Stromerzeugung kann gänzlich von der Fernwärmeerzeugung entkoppelt werden. Die Anlagen werden typischerweise in der Mittellast, d. h. mit zirka 3.500 bis 5.000 Volllastbenutzungsstunden pro Jahr eingesetzt.
- 66 Von den technischen Kennzahlen wie Wirkungsgrad und Stromkennzahl her vergleichbar mit den GuD-Anlagen sind die **Hochtemperatur-Brennstoffzellen**. Die beiden Typen MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell) und SOFC (Solid Oxide Fuel Cell) erreichen bereits heute mit gut 40 Prozent Wirkungsgrade, die deutlich über denen der reinen Gasturbinen liegen. Bedingt durch technologische Fortentwicklung wie Schaltungen mit kleinen Gasturbinen sollen die Wirkungsgrade in einigen Jahren auf bis zu 60 Prozent gesteigert werden können. Die Leistungsgröße liegt zurzeit bei einigen hundert kW.
- 67 Inwieweit es dieser Technologie gelingen wird, im Bereich der Heizkraftwerke in einer Größenordnung von 20 bis 200 MW den GuD-Anlagen Konkurrenz zu machen, ist noch nicht absehbar. Die größte Hürde für die Brennstoffzellen liegt derzeit in den extrem hohen Investitionskosten. Diese betragen zur Zeit ein Vielfaches einer GuD-Anlage. Aus heutiger Sicht ist eher davon auszugehen, dass die Brennstoffzelle im Bereich der Nahwärme oder auch der Einzelobjekt-Versorgung zum Einsatz kommen wird.
- 68 Erzeugungstechnologien mit hoher Stromkennzahl passen gut in das Konzept zur Fernwärmeerzeugung, da seit einigen Jahren die Neuan-



schlusswerte der Fernwärme eher rückläufig sind und ein weiterer forcierter Ausbau von Fernwärmenetzen bedingt durch die hohen Investitionskosten wirtschaftlich nur schwer machbar ist.

## **5.4 Brennstoffproblematik**

Wie bereits ausgeführt, sind neue Anlagen im Bereich der Fernwärmeerzeugung überwiegend erdgasbefeuert. Das Gleiche gilt auch für neue Anlagen zur Stromerzeugung. Es ist somit ein deutlicher Anstieg des Anteiles von Erdgas an der Strom- und Fernwärmeerzeugung zu verzeichnen und dieser Trend wird sich in den kommenden Jahren verstärkt fortsetzen. Diese massive Erhöhung des Anteils des Erdgases an der Strom- und Fernwärmeerzeugung ist durchaus als kritisch zu betrachten. Zum einen stellt sich die Frage, ob nicht irgendwann die Grenze erreicht ist, wo der Begriff der Versorgungssicherheit wieder neu diskutiert werden müsste. Mit steigendem Erdgaseinsatz steigt die Importabhängigkeit bezogen auf sehr wenige Lieferanten. **69**

Zum anderen besteht beim Erdgas nach wie vor eine Bindung an die Ölpreise, von der auch in Zukunft die Lieferländer wie die GUS-Staaten oder auch Norwegen nicht abweichen werden. Die Ölpreise sind hoch volatil und geben diese Volatilität nahezu unbegrenzt an die Erdgaspreise weiter. Inwieweit sich durch die Liberalisierung des Gasmarktes hier Veränderungen ergeben, bzw. durch andere Preismechanismen wie Kohle- oder Strompreisindizes, wird die Zukunft zeigen. **70**

Während bei der reinen Stromerzeugung die Brennstoffpreisvolatilitäten ein extremes Risiko darstellen, ist dieses Risiko im Bereich der Fernwärmeerzeugung auf Basis von Kraft-Wärme-Kopplung deutlich abgemildert. Die gekoppelte Erzeugung von Fernwärme und Strom stellt im Vergleich zur reinen Wärmeerzeugung in Heizkesseln in der Regel die deutlich wirtschaftlichere und damit effizientere Variante dar. Damit ist der Einsatz einer bestehenden KWK-Anlage, zumindest für den wärmegeführten Teil, auch bei stark schwankenden Brennstoffpreisen nicht gefährdet. **71**

Zusätzlich zu den stark steigenden Volatilitäten bei den Erdgaspreisen sind aufgrund des stark steigenden Erdgasverbrauchs auch Verknappungstendenzen nicht unwahrscheinlich. **72**

- 73 Das Szenario von steigenden Erdgaspreisen führt bei der reinen Stromerzeugung auf Erdgas-Basis zu ernststen Konsequenzen. Die Wettbewerbsfähigkeit der Fernwärme wird durch stark steigende Brennstoffpreise hingegen weiter verbessert.
- 74 Die Fernwärme steht im Wettbewerb zur direkt befeuerten Einzelheizung. In den Ballungszentren, in denen die Fernwärme am Markt ist, ist in der Regel die Penetration des Erdgases ebenfalls hoch, so dass das Erdgas die anlegbaren Nutzenergiepreise bestimmt.
- 75 Die Bereitstellung von Nutzenergie auf Basis einer Erdgasheizung fordert relativ geringe Investitionskosten. Die Kosten für Kapitaldienst und Wartung und Instandhaltung belaufen sich auf zirka 50 Prozent der Kosten der bereitgestellten Nutzenergie. Der verbleibende Anteil der weiteren 50 Prozent entfällt auf die Brennstoffkosten.
- 76 Bei der Fernwärmebereitstellung stellen sich diese Verhältnisse gänzlich anders dar. Bedingt durch die extrem hohen Investitionskosten, insbesondere für das Fernwärmenetz, beläuft sich der Anteil des Kapitaldienstes mit Wartung und Instandhaltung auf nahezu 90 Prozent der Kosten für die bereitgestellte Nutzenergie. Der Anteil der Brennstoffkosten beträgt mithin nur zirka 10 Prozent.
- 77 In der hier beschriebenen Konstellation ist als Fernwärmeeerzeugungsquelle ein GuD-Heizkraftwerk unterstellt mit einem elektrischen Nutzungsgrad von zirka 50 Prozent und einer Stromverlustkennzahl von 0,15. Diese beiden Parameter führen auf eine Energiemehrbedarfszahl von zirka 0,3. Damit sind für jede erzeugte Megawattstunde Fernwärme nur zirka 0,3 Megawattstunden Brennstoff aufzuwenden.
- 78 Unterstellt man bei der Gasheizung einen Brennwertkessel, kann man davon ausgehen, dass für jede bereitgestellte Megawattstunde Nutzenergie mehr als 1 Megawattstunde Brennstoffenergie aufgewendet werden muss. Aus diesem Zahlenvergleich wird deutlich, dass sich eine Veränderung der Brennstoffpreise im Falle der Erdgasheizung auf die Kosten der bereitgestellten Nutzenergie zirka dreimal stärker auswirkt als bei der Fernwärmeeerzeugung. Dieser Sachverhalt ist beispielhaft in **Bild 17** dargestellt.
- 79 Die Bereitstellungskosten der Nutzenergie sind über dem Brennstoffpreis dargestellt. Die beiden Geraden zeigen einmal die Verhältnisse für eine Erdgasheizung und einmal die Entwicklung der Verhältnisse

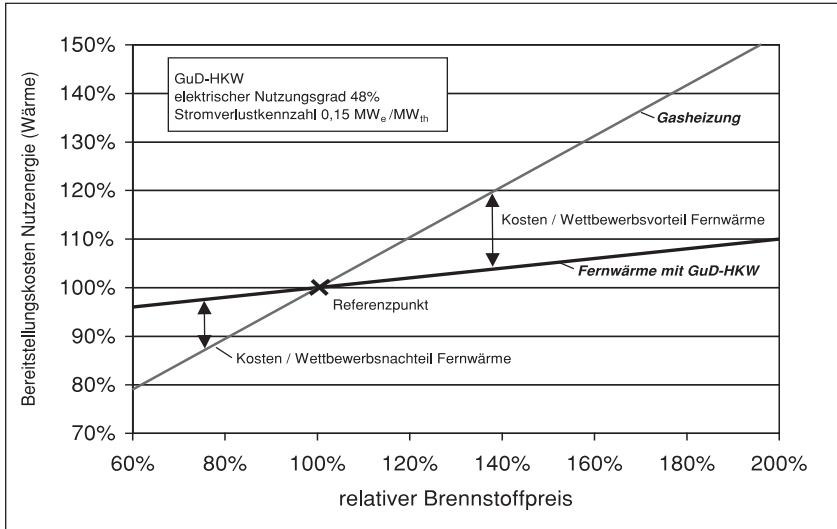


Bild 17: Einfluß der Brennstoffpreise auf die Wettbewerbsfähigkeit der Fernwärme

Bild 17: Einfluss der Brennstoffpreise auf die Wettbewerbsfähigkeit der Fernwärme

für ein GuD-Heizkraftwerk mit den beschriebenen Kennzahlen. Im Referenzpunkt kann davon ausgegangen werden, dass aufgrund der Anlegbarkeit die Kosten der Fernwärme bzw. die aus ihnen resultierenden Preise mit den Kosten der Gasheizung im Wettbewerb stehen und damit als annähernd gleich zu setzen und zu betrachten sind. Sinkende Brennstoffpreise führen zu einem deutlichen Wettbewerbsnachteil der Fernwärme, da diese, wie beschrieben, deutlich weniger von sinkenden Preisen profitieren kann.

Genau umgekehrt liegen die Verhältnisse im Falle steigender Brennstoffpreise. Hier steigt der Wettbewerbsvorteil der Fernwärme deutlich an, da, wie beschrieben, ein Anstieg der Brennstoffpreise die Kosten der Fernwärme nur unwesentlich erhöht. Im Falle der Erdgasheizung hingegen bewirkt ein Anstieg der Brennstoffpreise einen ebenso deutlichen Anstieg der Kosten der bereitgestellten Nutzenergie.

80

- 81 Das eben Beschriebene gilt natürlich für Fernwärmeerzeugung auf Kohlebasis in weit verstärktem Maße, da die Kohlepreise von den Volatilitäten der Erdgaspreise weitgehend entkoppelt sind und auch langfristige Anstiege mit den Erdgaspreisen nicht korrelieren werden.

## **5.5 Die Kraft-Wärme-Kopplung als Faustpfand für kommunale Stromerzeugung**

- 82 Fernwärmeerzeugung erfolgt, wie bereits beschrieben, zu zirka 80 Prozent auf Basis von Kraft-Wärme-Kopplung. Damit ist Fernwärmeerzeugung auch immer Stromerzeugung. Der Umfang der Stromerzeugung hängt unmittelbar von der eingesetzten Erzeugungstechnologie ab und ist entweder über die Höhe der Stromkennzahl oder über die Fähigkeit der Anlage, auch entkoppelt von der Wärmeerzeugung Strom zu erzeugen, bestimmt. Dies ist bei den überwiegend anzutreffenden Entnahmekondensations-Anlagen der Fall.
- 83 Bedingt durch die Verbändevereinbarung II+ und die in ihr beschriebene Bewertung der Rolle der dezentralen Stromerzeugung gibt es eine zusätzliche Erlösquelle für Strom aus KWK-Anlagen, die in dezentrale Netze einspeisen. Es handelt sich hierbei um die **vermiedenen Netznutzungsentgelte**, die der Verteilnetzbetreiber an den KWK-Anlagenbetreiber dafür zahlt, dass er das Übertragungsnetz nicht in dem vollen Umfang nutzen muss, wie es der Fall wäre, wenn es keine dezentrale Einspeisung in das Verteilnetz geben würde.
- 84 Die vermiedenen Netznutzungsentgelte sind für die Betreiber von KWK-Anlagen von besonderer Bedeutung, da durch sie auch der Kondensationsstrom zusätzliche Erlöse erwirtschaftet. Aus heutiger Sicht hat eine KWK-Anlage insgesamt drei Produkte mit insgesamt vier Erlösquellen. Bei den Produkten handelt es sich um die Fernwärme, den Strom sowie die Bereitstellung einer äquivalenten Netzsubstanz. Die äquivalente Netzsubstanz umfasst den Teil der Wertigkeit der KWK-Anlage, den sie für das Verteilnetz bereitstellt.

## 5.6 Die Kraft-Wärme-Kopplung im liberalisierten Strommarkt

Einhergehend mit der Liberalisierung des Strommarktes ist es zu einem starken Wettbewerb im Erzeugungsbereich gekommen. Mit dem Inkrafttreten der Verbändevereinbarung II im Dezember 1999 ist es für die Belieferung eines Kunden mit elektrischer Energie gleichgültig, wo diese erzeugt wird. Im Juni des Jahres 2000 hat die **Strombörse** in Leipzig (LPX, Leipzig Power Exchange) den operativen Betrieb aufgenommen. Seitdem werden täglich für alle Marktteilnehmer die kurzfristigen **Strommarktpreise** für Lieferungen heute für morgen (**day-ahead**) im Internet veröffentlicht. Diese Transparenz der kurzfristigen Strommarktpreise beeinflusst seitdem nahezu alle Kraftwerkseinsatz-Entscheidungen der Betreiber von Stromerzeugungsanlagen. Dies gilt ebenso für die Betreiber von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. 85

Parallel zu der Einführung der Strombörse haben sich in vielen Energieversorgungsunternehmen Energiehandelsabteilungen etabliert. Dies gilt sowohl für die großen Verbundunternehmen als auch für große kommunale Unternehmen. Bei der Entscheidung der Kraftwerkseinsatzplanung über die Frage „make or buy“ sind damit der aktuelle day-ahead-Strompreis sowie die kurzfristigen Erzeugungsgrenzkosten der eigenen Anlagen von entscheidender Bedeutung. 86

Für die Einsatzentscheidung bezüglich der eigenen Anlagen steht die Kraftwerkseinsatzplanung vor der Aufgabe, die gesamten Systemkosten zu minimieren. In der Vergangenheit war die Einsatzplanung der Kraftwerke im Wesentlichen durch die Stromnetzlastprognose geprägt, wobei gleichzeitig die Prognose des Fernwärmebedarfs sowie mögliche Stromfremdbezüge eingeplant werden mussten. Die Einsatzentscheidung für Anlagen zur reinen Stromerzeugung ist heutzutage im kurzfristigen Bereich rein marktpreisgesteuert und erfolgt lediglich durch einen Abgleich der kurzfristigen Erzeugungsgrenzkosten zum kurzfristigen Strompreis. Bei den Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung sorgt, sofern vorhanden, der Fernwärmebedarf für eine Grundeinlastung. Sollte dieser Wärmebedarf nicht für eine Vollastfahrweise ausreichen, sind es im Wesentlichen die zuwachsenden Grenzkosten, die über den weiteren Einsatz entscheiden. 87

- 88 In **Bild 18** ist die Preisbildung für day-ahead-Strompreise schematisch dargestellt. Es stellt sich, wie in Wettbewerbsmärkten üblich, ein Gleichgewichtspreis zwischen Angebot und Nachfrage ein. Auf der Abszisse ist das Leistungsgleichgewicht aus Angebot und Nachfrage dargestellt. Auf der Ordinate der sich ergebende Marktpreis, der im Falle des Gleichgewichts mit den kurzfristigen Erzeugungsgrenzkosten identisch ist.
- 89 Der sich ergebende Marktpreis orientiert sich an den kurzfristigen Grenzkosten der jeweils teuersten Erzeugungsanlage, die noch einen Zuschlag erhält. Diejenigen Anlagen, deren kurzfristige Grenzkosten unterhalb dieses Marktpreises liegen, sind in der Lage, zusätzlich zu ihren Grenzkosten weitere Deckungsbeiträge zu erwirtschaften. Anlagen mit Grenzkosten, die oberhalb des sich einstellenden Marktpreises liegen, werden nicht zur Stromerzeugung genutzt, da bei der Einsatzplanung auf ihren Einsatz zugunsten des Stromkaufes verzichtet wird.
- 90 Im Falle der Leistungsnachfrage 1 reicht die vorhandene Kapazität in kohlebefeuerten Anlagen aus. Dies führt zu einem Marktpreis, der

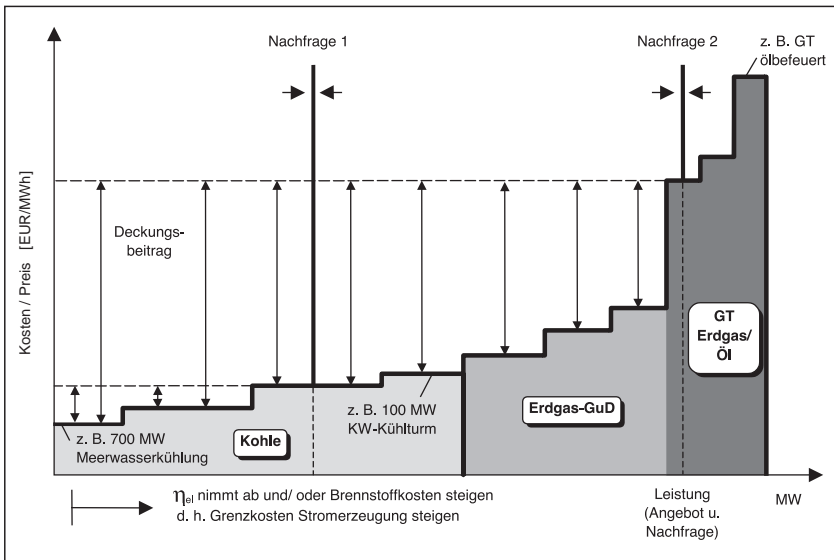


Bild 18: Preisbildung für day-ahead-Strompreise im liberalisierten Strommarkt

sich an der dritten Stufe der kurzfristigen Grenzkosten orientiert. Dies bedeutet im vorliegenden Beispiel, dass nur die Anlagen mit den kurzfristigen Grenzkosten der ersten beiden Stufe in der Lage sind, Deckungsbeiträge zu erwirtschaften. Die Anlagen der dritten Stufe sind am Netz, erzeugen allerdings den Strom zu Grenzkosten und erhalten nur eine minimale Marge. Alle weiteren Anlagen mit höheren Grenzkosten tragen nicht zur Erzeugung bei.

Im Falle der Nachfrage 2, einem Beispiel mit einer deutlich größeren Leistungsnachfrage, bestimmen die Gasturbinen mit den niedrigsten Grenzkosten den gesamten Strommarktpreis. Von diesem hohen Marktpreisniveau profitieren die kohlebefeuernden und die Erdgas-GuD-Anlagen erheblich. Sie sind in der Lage, nennenswerte Deckungsbeiträge zu erwirtschaften. **91**

Bei der Ermittlung der Grenzkosten der Stromerzeugung einer speziellen Anlage sind nicht nur der elektrische Wirkungsgrad des Nennpunktes und der aktuelle Brennstoffpreis zu berücksichtigen. Wichtig ist es vielmehr, den Verlauf der Zuwachswirkungsgrade über der Last zu berücksichtigen sowie alle weiteren Systembestandteile, die die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung beeinflussen. **92**

Aus **Bild 18** wird deutlich, dass allein die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung über den Einsatz einer Stromerzeugungsanlage entscheiden. **93**

Ergänzend zur oben beschriebenen Preisbildung im liberalisierten Strommarkt muss angeführt werden, dass hier lediglich auf den kurzfristigen day-ahead-Markt Bezug genommen wurde. Ein **Terminmarkt** ist im Sommer 2002 an der Strombörse aufgenommen worden. Inwieweit sich nun auch langfristig mögliche Geschäfte auf das Angebot und/oder die Nachfrage im kurzfristigen Markt auswirken, bleibt abzuwarten. Darüber hinaus bestehen neben den kurzfristigen Geschäften jeweils auch längerfristige bilaterale Vereinbarungen zwischen den Anlagenbetreibern und möglichen Händlern. Dadurch ist es, zumindest theoretisch, sehr wohl möglich, dass eine Anlage ausreichend Deckungsbeiträge erwirtschaftet, ohne eine einzige Kilowattstunde erzeugt zu haben. Auf diese besonderen Mechanismen der Energiehandelsmärkte soll an dieser Stelle jedoch nicht weiter eingegangen werden. **94**

- 95 Zurzeit sind die Verhältnisse im Stromwettbewerbsmarkt gekennzeichnet durch nach wie vor bestehende **Überkapazitäten** bei der Stromerzeugung. Die vorhandenen Überkapazitäten haben sich jedoch in den letzten Jahren verkleinert, wie **Bild 19** zeigt. Es ist für die Jahre 1999 bis 2001 jeweils die Summe der Nettoengpassleistung der jeweiligen Jahreshöchstlast gegenüber gestellt. Es ist erkennbar, dass sich die Nettoengpassleistung kontinuierlich verringert, wohingegen die Jahreshöchstlast stärker gestiegen ist.
- 96 Das aus der Abbildung ableitbare Delta von 27,6 Gigawatt im Jahr 2001 ist jedoch nicht zu verwechseln mit einer Überkapazität. Der größte Teil dieses Deltas wird ausgefüllt durch nicht einsetzbare Leistung, durch Revisionen, Kraftwerksausfälle, Reserven für Systemdienstleistungen, Regelenenergie.
- 97 Die schließlich verbleibende freie Leistung, die als Leistungsreserve oder auch als **Überkapazität** bezeichnet werden kann, beläuft sich auf einige wenige tausend Megawatt. Nicht berücksichtigt sind an dieser Stelle Austauschreserven mit anderen EU-Staaten. Da dort jedoch ähnliche Verhältnisse herrschen, kann an dieser Stelle auf einen Abgleich verzichtet werden.

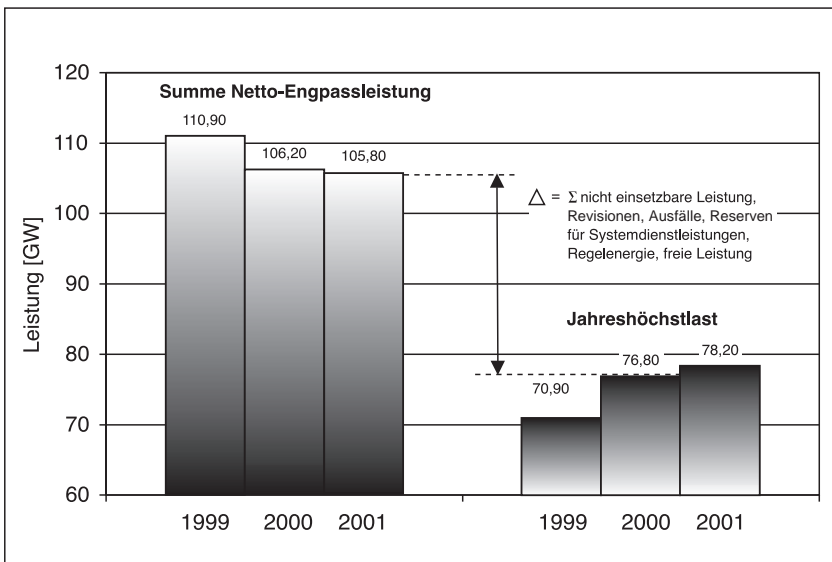


Bild 19: Entwicklung der Leistungsbilanz der öffentlichen Versorgung



Es ist somit erkennbar, dass ein weiterer Anstieg der Jahreshöchstlast bereits in wenigen Jahren einen Neubau oder auch Zubau von Kraftwerkskapazitäten erforderlich machen wird. Darüber hinaus gibt es, bedingt durch die Altersstruktur der Kraftwerke, EU-weit in den nächsten beiden Dekaden einen erheblichen Erneuerungsbedarf. Auf dem Weg dorthin wird sich, gekennzeichnet durch eine Verknappung des Angebotes bei gleichzeitigem Anstieg der Nachfrage, das Strommarktpreisniveau stabilisieren. Denn nur ein Strommarktpreisniveau, das die kalkulatorischen Vollkosten der Stromerzeugung trägt, ist geeignet, eine langfristige Versorgung sicherzustellen. Hiervon wird der gesamte Bereich der Stromerzeugung profitieren, insbesondere aber auch der Bereich der Stromerzeugung auf Basis der Kraft-Wärme-Kopplung. Im Bereich der kommunalen Unternehmen wird die Stromerzeugung in Zukunft eng verbunden sein mit der gleichzeitigen Fernwärmeezeugung, da aufgrund der fehlenden Kostendegression und mangelnder Skaleneffekte eine Stromerzeugung in kleinen Kondensationsanlagen mit innerstädtischer Lage nicht wirtschaftlich darstellbar ist.

## Literatur

- [1] *Ebeling, H.-J.*: Möglichkeiten und Grenzen der Fernwärme im neuen Energiekonzept in Hanover. Fernwärme International Jg. 23 (1994), Heft 7/8
- [2] Energiekonzept für die Landeshauptstadt Hannover
- [3] *Ebeling, H.-J.*: Die energiewirtschaftliche Bedeutung der Fernwärme in künftigen Stromwettbewerb Elektrizitätswirtschaft, Zeitschrift der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – VDEW, JJ. 97 (1998)
- [4] VDEW – Jahrbuch 1997
- [5] imug 1999, Umfrage in Auftrag der Stadtwerke Hannover AG, 1999
- [6] Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 2000, Arbeitsgemeinschaft Fernwärme – AGFW – e. V.
- [7] Pluralistische Wärmeversorgung, Band 1, KWK-Studie der AGFW

- [8] VDEW, diverse Mitgliederinformationen
- [9] Verband der Netzbetreiber – VDN – e. V. beim VDEW diverse Mitgliederinformationen
- [10] Statistisches Bundesamt
- [11] Strommarkt Deutschland, 2002, VDEW

# Bedeutung, Aufbau und Entwicklung elektrischer Netze

*Johannes Schmiesing*

*Die Informationen zu Bedeutung, Aufbau und Entwicklung elektrischer Energieversorgungsnetze – im Folgenden kurz elektrische Netze genannt – bilden den einführenden Abschnitt einer Gesamtdarstellung über Stromversorgungsnetze im Rahmen des Abschnitts 7300 des HbE. Im Sinne des Ziels, Basisinformationen für Handlungsfelder zu liefern, liegt der Schwerpunkt der bewusst kompakt gehaltenen Darstellung nicht darin, technisches Spezialwissen zu vermitteln – auf weiterführende Literatur wird an geeigneter Stelle immer wieder verwiesen. Vielmehr wird die vorwiegend technisch geprägte Darstellung den Blick auf die Verknüpfung relevanter Begriffe richten und aufzuzeigende Handlungsmöglichkeiten technischer Art unter dem bewussten Fokus ihrer wirtschaftlichen Auswirkungen betrachten.*

## Inhaltsübersicht

	Rn.		Rn.
1	1	Rahmen	26
2	2-14	4 Topologischer Netzaufbau	27-53
2.1	5-7	4.1 Netztopologie von Niederspannungsnetzen	40-43
2.2	8-10	4.2 Netztopologie von Mittelspannungsnetzen	44-45
2.3	11	4.3 Netztopologie von Hochspannungsnetzen	46-47
2.4	12-13	4.4 Netztopologie von Höchstspannungsnetzen	48-50
2.5	14	4.5 Schlussfolgerungen zur Netztopologie	51-53
3	15-26	5 Netzentwicklung	54-94
3.1	17-21	5.1 Grundlagen der Netzentwicklung	61-79
3.2	22-24	5.1.1 Anschlusspflicht	62-63
3.3	25	5.1.2 Versorgungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit	64-72
3.4			

	<b>Rn.</b>	<b>Rn.</b>	
5.1.3 Wirtschaftlichkeit und preiswerte Versorgung	73	5.3.2 Wirtschaftlichkeitsberechnungen	85-87
5.1.4 Umweltverträglichkeit elektrischer Netze	74-77	5.3.3 Netzinzustandhaltungs- und Netzveränderungsregeln	88
5.1.5 Bewertung der Grundlagen der Netzentwicklung	78-79	5.4 Instandhaltung elektrischer Netze	89-91
5.2 Operative und strategische Netzentwicklung	80-81	5.4.1 Begriffe der Netzinzustandhaltung	90
5.3 Werkzeuge der Netzentwicklung	82-88	5.4.2 Instandhaltungsstrategie	91
5.3.1 Netzberechnungssoftware	83-84	5.5 Netzveränderung	92-94
		5.5.1 Begriffe der Netzveränderung	93
		5.5.2 Veränderungsstrategie	94

## 1 Bedeutung elektrischer Netze

- 1 Elektrische Netze sind über 100 Jahre nach ihren ersten Anfängen zu einem substanziellen Bestandteil unserer Infrastruktur geworden und wirken als Transportmedium elektrischer Energie zwischen den verschiedensten Erzeugern einerseits und andererseits den Verbrauchern mit einer nahezu unbegrenzten Anzahl von Prozessen.

## 2 Funktionen elektrischer Netze

- 2 Elektrische Netze dienen dazu, dem Nutzer elektrischer Energie jederzeit die von ihm gewünschte Energiemenge in einer definierten Qualität<sup>1)</sup> zur Verfügung zu stellen. Die Qualität wird dabei von Erzeugern, vom Netz und von den Verbrauchern selbst beeinflusst. Anders als z.B. in Gasversorgungsnetzen muss eine Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch gewährleistet sein<sup>2)</sup>. Da der Verbrauch

1 Bzgl. Spannung, Frequenz, Oberschwingungsgehalt u.a., s. Kap. 5.1.2.

2 Das tatsächlich vorhandene, geringfügige Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch verändert die Netzfrequenz dahin gehend, dass bei einem Erzeugungsüberschuss die Frequenz steigt, bei einem Verbrauchsüberschuss die Frequenz fällt. Das Einhalten des vorgegebenen Frequenzbandes steuern die Übertragungsnetzbetreiber.

nicht steuerbar ist<sup>3)</sup>, muss die Erzeugung elektrischer Energie jederzeit dem Verbrauch folgen<sup>4)</sup>.

Seit dem Beginn der elektrischen Energieversorgung zum Ende des 19. Jahrhunderts wurde – nach anfänglich rasantem Zubau – etwa 100 Jahre lang die Anzahl der Erzeugungsanlagen immer weiter reduziert<sup>5)</sup>. Diese Reduktion geschah zu Gunsten von Erzeugungsanlagen mit immer größerer Leistungsfähigkeit. Damit ging der Ausbau der elektrischen Netze bzgl. Netzzumfang und Leistungsfähigkeit einher. Einem im internationalen Verbund gefahrenen Übertragungsnetz, das dem weiträumigen Transport elektrischer Energie dient und in das alle Großerzeuger einspeisen, sind mehrere Spannungsebenen unterlagert<sup>6)</sup>. Diese unterlagerten Spannungsebenen haben bisher bei zunehmend konzentrierter Erzeugung eine überwiegend regionale und lokale Verteilfunktion und werden deshalb als Verteilnetze bezeichnet. In logischer Konsequenz ist in Verteilnetzen die Anzahl der Einspeisungen aus dem überlagerten Netz <sup>7), 8)</sup> und die Anzahl der Erzeuger klein im Verhältnis zur Anzahl der Ausspeisungen ins unterlagerte Netz und der Anzahl der Verbraucher.

- 
- 3 Lastmanagement – das Abschalten größerer Kunden vom Netz, mit denen entsprechende Abschaltverträge bestehen – als gezielte Verbrauchsbeeinflussung sei hier ausgenommen, da es der Bezugsoptimierung gilt, die hier nicht betrachtet werden soll. Betrachtungsgegenstand an dieser Stelle sind netztechnische Zusammenhänge.
  - 4 Pumpspeicherkraftwerke seien hier nicht als Speicher, sondern als Erzeuger betrachtet.
  - 5 In den 1880er Jahren begann man in Deutschland im innerstädtischen Bereich mit dem Aufbau von Blockanlagen, die einzelne Straßenzüge versorgten; ausführlich s. [1], S. 29 ff.
  - 6 Unter einer unterlagerten Spannungsebene versteht man im Sinne der folgenden Abb. 2.1 die über einen Transformator verbundene Spannungsebene mit der nächsttieferen Nennspannung.
  - 7 Das überlagerte Netz bezeichnet die über Transformatoren verbundene Netzebene mit der nächsthöheren Nennspannung.
  - 8 In MS- und NS-Netzen ist häufig nur eine Einspeisung aus dem jeweils überlagerten Netz vorhanden.

4 Der beschriebene historische Effekt einer Erzeugungskonzentration kehrt sich seit dem letzten Jahrzehnt des 20. Jahrhunderts in Deutschland um. Ursachen hierfür sind:

- Anschluss von KWK<sup>9)</sup>-Anlagen (z.B. BHKW<sup>10)</sup>)
- Anschluss regenerativer Erzeuger (insbesondere WEA<sup>11)</sup>).

Diese Einspeisungen erfolgen i.d.R. in das MS-Netz, bei WEA teilweise auch in das HS-Netz. Wenn sich die Brennstoffzellen-Technologie auf Erdgasbasis in breiterem Umfang in der Wohnbebauung durchsetzt, so ist langfristig davon auszugehen, dass selbst in NS-Netzen die Anzahl der Erzeuger in nennenswerte Größenordnungen im Vergleich zu den Verbrauchern vordringen wird<sup>12)</sup>. Generell wird durch dezentrale Erzeugung der klassische Charakter elektrischer Netze deutlich verändert, was umfangreiche Strategieänderungen in Netzauslegung<sup>13)</sup> und Betriebsführung zur Folge hat<sup>14)</sup>. Unverändert bleibt die grundsätzliche Anforderung an das Vorhandensein elektrischer Netze mit dem Ziel einer Frequenz- und Reservehaltung<sup>15)</sup>. Im Folgenden werden die charakteristischen Netzfunktionen unter dem Fokus der Situation in Deutschland beschrieben.

---

9 Kraft-Wärme-Kopplung: Erzeugung von Strom unter Nutzung des „Abfallprodukts“ Wärme als Heizenergie, an deren Bedarf die KWK-Anlagen in ihrer Fahrweise normalerweise ausgerichtet werden. Diese Betriebsform bezeichnet man als „wärmegeführt“.

10 Blockheizkraftwerke: Erdgasbetriebene KWK-Anlage zur Versorgung von – je nach Größe – Einzelgebäuden, Häuserblocks bis hin zu Stadtteilen mit Strom und Wärme.

11 Windenergieanlagen; sie werden gegenwärtig vorzugsweise in Windparks aus mehreren WEA errichtet.

12 Nach dem Ablauf des beschriebenen 100jährigen Konzentrationsprozesses in der Erzeugung war dieser Zustand nur im Höchstspannungsnetz als dem Übertragungsnetz der Fall; inzwischen ist er auch in einzelnen Hoch- und Mittelspannungsnetzen gegeben, wenn regional in großem Umfang WEA vorhanden sind.

13 Unter Netzauslegung soll die Verknüpfung von Netztopologie und Netzdimensionierung verstanden werden.

14 Die gegenwärtige Diskussion fokussiert stark auf das Erzeugungsmanagement, also die Steuerung beeinflussbarer Erzeuger im Zusammenspiel mit stochastischer Erzeugung. Hier soll aber der Schwerpunkt auf die Betrachtung elektrischer Netze gelegt werden.

15 Eine lokale oder gar Eigen-Erzeugung muss einerseits gegen Ausfall abgesichert sein (Reservehaltung), andererseits Frequenzstabilität beim Zuschalten größerer Verbraucher gewährleisten (Frequenzhaltung). Beides verlangt das Vorhandensein weitläufig verbundener elektrischer Netze.

## 2.1 Übertragungsnetze (380 und 220 kV)

Übertragungsnetze<sup>16)</sup> dienen dem großräumigen Transport von elektrischer Energie zum Zwecke des Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch durch Übertragungsnetzbetreiber<sup>17)</sup>. Das deutsche Übertragungsnetz besteht aus den Höchstspannungsebenen 380 kV und 220 kV und ist mit den Übertragungsnetzen des benachbarten Auslands verbunden<sup>18)</sup>. Übertragungsnetzfunktionen nehmen auch die über See verlegten HGÜ<sup>19)</sup>-Kabel wahr, die z.B. zwischen Deutschland und dem skandinavischen Raum existieren. 5

Übertragungsnetze weisen regionale Verdichtungen auf, die in der Regel mit großflächigen Ballungsräumen korrelieren, sind aber nicht auf einen oder wenige zentrale Punkte konzentriert. 6

Grundsätzlich haben Übertragungsnetze keine überlagerte Netzebene. In Deutschland bestehen viele Trassen des Übertragungsnetzes noch in 220 kV; die Umstellung auf 380 kV wird angestrebt. 7

## 2.2 Verteilnetze (110 bis 0,4 kV)

Verteilnetze<sup>20)</sup> dienen dem Transport der elektrischen Energie von einer oder wenigen zentralen Einspeisestellen aus der überlagerten Netzebene zu vergleichsweise vielen Verbrauchern und/oder Ausspeisestellen in die unterlagerter Netzebene. Verteilnetze werden in unterschiedlichen Spannungen zwischen 110 und 0,4 kV betrieben. 8

Charakteristisch für Verteilnetze ist, dass sie sich in ihrer Leistungsfähigkeit, resultierend aus Netzdichte und Transportkapazitäten einzelner Strecken, auf einen oder wenige zentrale Punkte konzentrie- 9

---

16 Die deutschen Übertragungsnetze 380 kV und 220 kV haben eine Gesamt-Stromkreislänge von 36.800 km. Im HöS-Netz und zum HS-Netz existieren 1.100 Transformatoren mit einer Nennleistung von 311.000 MVA ([2], S. 39).

17 Zur gesamten Thematik s. [1], S. 37 ff.

18 Zur aktuellen räumlichen Ausdehnung europäischer Verbundnetze s. [2], S. 29.

19 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung.

20 Die deutschen Verteilnetze umfassen 76.500 km Stromkreislänge in der HS (110 kV bis 60 kV), 480.200 km in der Mittelspannung (unter 60 kV bis 6 kV) und 993.300 km in der unterlagerten Niederspannung. Im HS-Netz und ausspeisend ins MS-Netz sind 7.400 Transformatoren mit einer Nennleistung von 257.00 MVA vorhanden, im MS-Netz und ausspeisend ins NS-Netz 557.500 Transformatoren mit 268.000 MVA ([2], S. 39).

ren. Das Verteilnetz ist nicht zwingenderweise flächendeckend und weist, je tiefer die Spannungsebene ist, ausgeprägte räumliche Verdichtungen auf: Im Hochspannungsnetz existieren teilweise sehr großflächige Teilnetze; das Niederspannungsnetz existiert im Wesentlichen nur noch in bebauter Lage (schematisch angedeutet in Abb. 2.1).

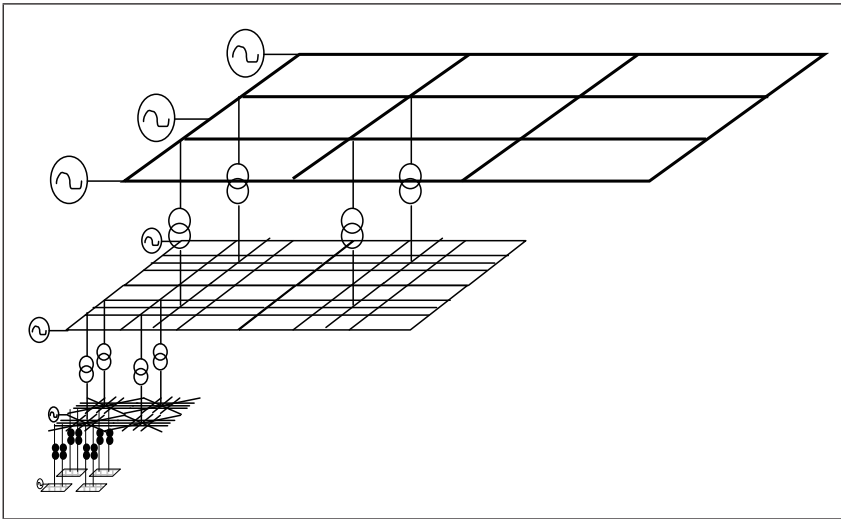


Abb. 2.1: Schematische Darstellung der zunehmenden Netzdicke vom Höchstspannungsnetz (oben) über Hoch- und Mittel- zum Niederspannungsnetz (unten) mit Erzeugern und Verknüpfungen (Transformatoren), aber ohne Verbraucher. Vereinfachend ist die Darstellung nach unten hin auf eine immer kleinere Fläche bezogen. Das Niederspannungsnetz ist nicht flächendeckend vorhanden (s. Kap. 2.2).

- 10 Verteilnetze können dabei durchaus einige weitere, kleinere Einspeiser enthalten, z.B. bei Kunden mit Eigenerzeugungsanlagen. Ihre Zahl ist aber klein im Vergleich zur Zahl der Verbraucher und/oder Ausspeisestellen.

## 2.3 Sammelnetze

- 11 Werden mehrere Einzelerzeugungsanlagen räumlich nebeneinander betrieben – z.B. in Form eines Windparks – und wird die von ihnen



erzeugte Energie über ein separates Netz und einen alle Anlagen bedienenden Transformator in eine überlagerte Netzebene eingespeist, so spricht man bei diesen Netzen von Sammelnetzen. Sie sind nicht gewachsen, sondern klar strukturiert errichtet worden. Ihre räumliche Ausdehnung ist eng begrenzt. Sie laufen im Verknüpfungspunkt zur überlagerten Netzebene zusammen. Bei Sammelnetzen ist der Verknüpfungspunkt zur überlagerten Netzebene der Ausspeisepunkt im Sinne der Energieflussrichtung.

## **2.4 Mischfunktionen früherer Verteilnetze**

In Regionen mit umfangreicher dezentraler Erzeugung haben die dem Übertragungsnetz unterlagerten Netzebenen keine reine Verteilfunktion mehr, sondern sie nehmen gleichzeitig Eigenschaften von Sammelnetzen an, denn aus ihnen wird in erzeugungsstarken und gleichzeitig lastschwachen Zeiten Energie entgegen dem klassischen Lastfluss rückwärts in das vorgelagerte Netz transportiert. Charakteristisch ist für diese Netze – insbesondere bei einem hohen Anteil stochastischer Erzeugung<sup>21)</sup> – die zeitlich wechselnde Lastflussrichtung über den Verknüpfungspunkt zur überlagerten Netzebene. Die Rückspeisung in überlagerte Netze kann insbesondere in Schwachlastzeiten über mehrere Spannungsebenen hinweg bis in die Höchstspannung erfolgen.

Ist also der Verknüpfungspunkt zur überlagerten Netzebene zeitabhängig Ein- oder Ausspeisepunkt, so nimmt dieses Netz eine Mischfunktion zwischen Verteil- und Sammelnetz wahr.

## **2.5 Inselnetze**

Unter Inselnetzen versteht man – häufig zeitlich begrenzt – nicht mit dem Übertragungsnetz verbundene Netze. Die Inselnetzbildung erfolgt meist störungsbedingt zeitlich befristet und setzt eine ausreichend leistungsfähige lokale Erzeugung mit der Fähigkeit zur Frequenzhaltung und damit dem Abfedern von Lastveränderungen voraus.

---

21 Die Erzeugung insbesondere von Strom aus WEA schwankt stark und ist nicht steuerbar.

### 3 Langfristcharakter elektrischer Netze

- 15 Elektrische Netze sind auf langfristige Nutzung angelegte Wirtschaftsgüter. Die Einsatzdauer der Anlagen und Betriebsmittel umfasst normalerweise mehrere Jahrzehnte. Dieser Charakter elektrischer Netze resultiert aus der hohen Kapitalbindung einerseits und der geringen Mobilität der Betriebsmittel andererseits. Basis ihres Aufbaus ist der großräumig sich nur langfristig verändernde und grundsätzlich auch prognostizierbare Verbrauch elektrischer Energie  $W_{ges}$ . In Abhängigkeit von der Benutzungsdauer  $T_m$  eines elektrischen Netzes resultiert daraus die grundsätzlich langfristig prognostizierbare Netzhöchstlast  $P_{max}$  als Dimensionierungsgrundlage elektrischer Netze <sup>22), 23)</sup>:

$$P_{max} = \frac{W_{ges}}{T_m}$$

- 16 Da die Verbrauchsentwicklung sowie die technischen und wirtschaftlichen Einflussgrößen langfristiger Natur sind, muss der politisch-rechtlichen Ordnungsrahmen des Netzbetriebes ähnlich gestaltet sein.

#### 3.1 Lastentwicklung und sozioökonomische Faktoren

- 17 Der Gesamtverbrauch elektrischer Energie  $W_{ges}$  in einem räumlich begrenzten Netzgebiet ist abhängig von der Anzahl der versorgten Verbraucher  $n_V$  und ihrem mittleren Verbrauch  $W_{mittel}$ : Dabei ergibt sich die Anzahl der versorgten Verbraucher wiederum aus der Gesamtzahl aller potenziellen Verbraucher  $n_{ges}$  und dem Versorgungsgrad  $g_V$ . Da elektrische Netze in Deutschland seit mehreren Jahrzehnten einer räumlichen Vollversorgung von Privathaushalten, Gewerbe, Industrie und anderen Verbrauchern mit elektrischer Energie dienen, kann man die Anzahl der versorgten Verbraucher etwa gleich der Gesamtzahl aller potenziellen Verbraucher setzen:

$$n_V = g_V \cdot n_{ges} \approx n_{ges}$$

22 Natürlich wird nicht jedes Netzelement auf die Netzhöchstlast dimensioniert. Die grundsätzliche Vorgehensweise lässt sich aber über Teilnetze bis auf einzelne Betriebsmittel herunterbrechen und anwenden.

23 Begriffe angelehnt an [3], S. 300 ff; dort findet sich eine wesentlich ausführlichere Darstellung der Thematik.

Daraus ergibt sich für die Netzhöchstlast folgende Beziehung:

$$P_{\max} \approx n_{\text{ges}} \cdot \frac{W_{\text{mittel}}}{T_m(n_{\text{ges}})}$$

Diese Beziehung lässt sich auch als Summenfunktion über Gruppen gleichartiger Verbraucher (z.B. Privathaushalte, Kleingewerbe etc.) darstellen. Durch eine solche Gruppierung können bekannte langfristige Einflussfaktoren mit dem Ziel einer langfristigen Netzentwicklung in ihren Auswirkungen auf die dimensionierungsrelevante Netzhöchstlast bewertet werden. Für die abstrakte Betrachtung können die Gruppen mit  $i = 1 \dots j$  bezeichnet werden, die jeweils  $n_i$  Gruppenmitglieder enthalten. Damit ergibt sich für die Netzhöchstlast bei Einbeziehung des Gleichzeitigkeitsgrades<sup>24)</sup>  $g_{G,i}$  für eine genügend große Anzahl  $n_i$  gleicher Verbraucher, also aus der Summe der gewichteten Einzelhöchstlasten:

$$P_{\max} = \sum_{i=1}^j g_{G,i} \cdot n_i \cdot \frac{W_{\text{mittel},i}}{T_{m,i}(n_i)}$$

Grundsätzlich sind zwei Einflussfaktoren relevant: **19**

- (1) Bevölkerungs-, Gewerbe- und Industrieveränderungen beeinflussen die gruppenspezifische Gesamtzahl aller Verbraucher  $n_i$ <sup>25)</sup>
- (2) Veränderungen in Art und Umfang der Nutzung elektrischer Energie beeinflussen den gruppenbezogenen spezifischen Absatz  $W_{\text{mittel},i}$  und die gruppenbezogene Benutzungsdauer  $T_{m,i}$ .

Aus der Sicht der Langfristentwicklung ist dabei neben den Augenblickswerten der einzelnen Parameter ihre langfristige Entwicklung nach Ort und Zeit relevant. Über viele Jahrzehnte hinweg stand dabei die Frage im Mittelpunkt, mit welcher Geschwindigkeit der Gesamtverbrauch elektrischer Energie – und damit die Netzhöchstlast – ansteigen wird. Die gegenwärtige Situation ist gekennzeichnet von einer auf Gesamtdeutschland bezogen konstanten Verbrauchssituation, die natürlich, den Bevölkerungsverschiebungen angepasst und gleichzeitig industriellen Wanderungsbewegungen folgend, Räume unter-

24 zu Details s. [3], S. 306 ff.

25 Der Einfluss auf  $T_{m,i}$  kann bei relativ kleinen Änderungen von  $n_i$  vernachlässigt werden.

schiedlicher Entwicklung der Netzlast kennt. Nach gegenwärtigem Prognosestand wird es mittelfristig mit wenigen Ausnahmen in allen Regionen Deutschlands zu einem Rückgang der Bevölkerung kommen<sup>26</sup>). Davon werden städtische Regionen einerseits und stadtferne ländliche Regionen andererseits stärker betroffen sein als das Umland größerer Städte. Großräumig wird der Osten Deutschlands überdurchschnittlich betroffen sein, der Süden Deutschlands unterdurchschnittlich. Diese demografische Entwicklung begleiten gewerblich – industrielle Verschiebungen. Bei Großunternehmen kommt es zu Wechselwirkungen mit demografischen Entwicklungen. Die genaue Entwicklung kann nur lokal abgeschätzt werden. Der Prognose dieser sozioökonomischen Daten<sup>27</sup>) wird aber zukünftig eine hohe wirtschaftliche Bedeutung zukommen: Es ist davon auszugehen, dass mittelfristig aus einem demografisch bedingten Absatz- und Leistungsrückgang eine große Anzahl überdimensionierter Netze entstehen wird, sofern die Netzentwicklung diesem Trend nicht frühzeitig angepasst wird.

- 21 Begrenzend für eine durch Netzzrückbau geprägte Netzentwicklung wirkt sich jedoch das Anwachsen der dezentralen Erzeugung aus. War die bisherige Betrachtung an die Lastentwicklung angelehnt, so muss jetzt die Entwicklung dezentraler Erzeuger einbezogen werden. Diese Entwicklung sinnvoll abzuschätzen ist derzeit allerdings sehr schwierig, wie zahlreiche, teilweise widersprüchliche Veröffentlichungen, z.B. zum zukünftigen Einsatz von Kleinst-Brennstoffzellen, belegen.

### 3.2 Technische Faktoren

- 22 Dem Langfristcharakter der Verbrauchsentwicklung stehen elektrische Netze als Instrument der Bedürfnisbefriedigung gegenüber, die auf langfristige Nutzung ausgerichtet sind. Ihrer Errichtung gehen teilweise umfangreiche Trassengenehmigungs- und Grund-

---

26 Hierzu existieren zahlreiche Prognosen des Statistischen Bundesamtes und der Statistischen Landesämter. Aktuell siehe auch eine Studie des Berlin-Instituts [12].

27 Zu den sozioökonomischen Daten zählen beispielsweise Bevölkerungsdichte und Bevölkerungsentwicklung, aber auch Größen wie die Kaufkraft pro Einwohner oder die Anzahl der Betriebe je km<sup>2</sup>.

stücksverhandlungen voraus. Insbesondere gilt dies für höhere Spannungsebenen, größere Anlagen und oberirdische Betriebsmittel<sup>28)</sup>.

Andererseits sind auch die eingesetzten Betriebsmittel auf langfristige Nutzung ausgelegt. Beispielsweise kann man bei neuen MS- und NS-Kabeln von Lebensdauern zwischen 50 und 100 Jahren ausgehen. Freileitungen haben kürzere Lebensdauern, können aber über Instandsetzungsmaßnahmen bedarfsbezogen nahezu beliebig lang erhalten werden. Auch Gebäude, Stationen oder Transformatoren sind auf Lebensdauern von mehreren Jahrzehnten ausgelegt. **23**

Diesen langen Lebensdauern steht in der Regel eine geringe räumliche Mobilität der Anlagen und Betriebsmittel gegenüber. Transformatoren und Schaltanlagen sind davon ausgenommen. Sie können – natürlich für höhere Spannungsebenen mit zunehmendem Aufwand – versetzt werden. Freileitungsseile und -masten in Nieder- und Mittelspannung können bedingt wieder verwandt werden. Kabel sind immobil. **24**

### **3.3 Wirtschaftliche Faktoren**

Elektrische Netze weisen eine hohe Kapitalbindung auf<sup>29)</sup>. Wirtschaftlich kann deshalb nur eine langfristige Nutzung der Betriebsmittel sein, da andernfalls sehr hohe, kurzfristige Erlöse erzielt werden müssten. Diese Situation ist nur in Einzelfällen gegeben, die eine schnelle Refinanzierung erlauben (z.B. Baustromanschlüsse). **25**

### **3.4 Politisch-rechtlicher Rahmen**

Da elektrische Netze langfristig genutzt werden, aber auch von ihrem technischen Aufbau und ihrer wirtschaftlichen Modellierung auf Langfristigkeit hin angelegt sind, existiert ein entsprechender rechtlicher Ordnungsrahmen, der den wirtschaftlich sinnvollen Aufbau, Betrieb und die Entwicklung der Netze aus Investorensicht ermöglicht. Fragen zum Rechtsrahmen elektrischer Netze werden im Ab- **26**

---

28 Die aktuelle Diskussion um den Ausbau der Windenergie zeigt auf, dass für neue HS-/HöS-Freileitungsstrassen in der Größenordnung eines Jahrzehnts geplant werden muss.

29 In elektrische Netze werden in Deutschland derzeit jährlich etwa 3 Mrd. € investiert; s. [2], S. 39.

schnitt 5000 des HbE, die Rechtsprechung im Abschnitt 12000 behandelt.

### 4 Topologischer Netzaufbau

- 27 Unter topologischem Netzaufbau oder Netztopologie versteht man den schematischen Aufbau von Netzen einer Spannungsebene im Sinne einer reinen Knoten-Strecken-Darstellung. Der Betrachtung der Netztopologie kommt in der Analyse von Netzen eine ähnliche hohe Bedeutung zu wie der Analyse z.B. der Altersstruktur der Betriebsmittel. Zweck netztopologischer Analysen können z.B. folgende Fragestellungen sein:
- Entspricht das Netz den Netzauslegungsregeln?
  - In welchem Umfang sind Ring- und Maschenleitungen<sup>30)</sup> vorhanden?
  - Gibt es unsystematisch aufgebaute Netzteile, ohne dass dies in der geografischen Darstellung oder im Übersichtsschaltplan (s. Abb. 4.1a) auffällt?
- 28 Die Netztopologie wird abgeleitet aus der geografisch lagerichtigen Dokumentation der Betriebsmittel, wie sie z.B. zum Zwecke der Planauskunft genutzt wird. Ein erster Abstrahierungsschritt von der geografischen Lage zur topologischen Darstellung ist der Übersichtsschaltplan, der sich zwar näherungsweise an der geografischen Lage orientiert, aber netztechnische relevante Parameter hervor hebt (z.B. Art des Betriebsmittels) und größere Mindestabstände von elektrotechnisch nicht verbundenen Betriebsmitteln einhält (s. Abb. 4.1a).

---

30 Zu den Begriffen s.u.

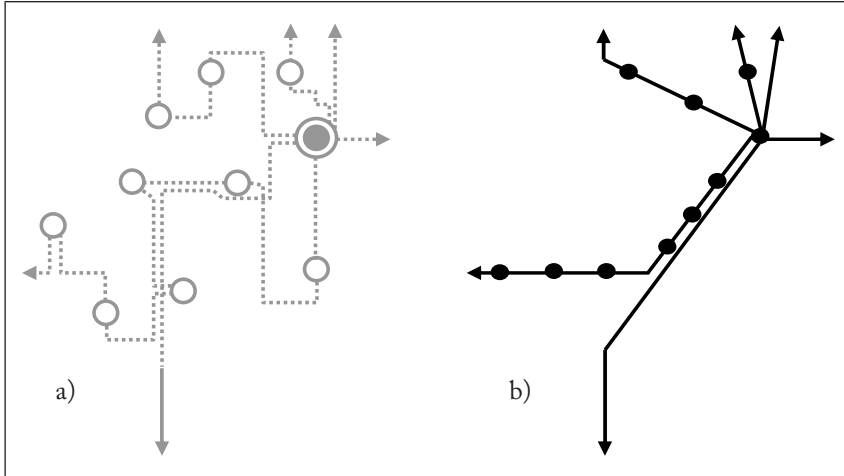


Abb. 4.1: Übersichtsschaltplan (links) und daraus abgeleiteter, an der Netztopologie orientierter schematischer Netzplan (rechts).

Der schematische Netzplan, der sich an der Netztopologie orientiert, wird in einem weiteren Abstraktionsschritt entwickelt (s. Abb. 4.1b). Ziel ist es, den elektrischen Aufbau des Netzes korrekt und übersichtlich wiederzugeben (vielfach wird eine grobe Lageähnlichkeit beibehalten). Zweck dieser Darstellungsform ist es, vor allem die Funktionsweise einer Netzebene darzustellen. Die Netztopologie einer Netzebene besteht aus folgenden Elementen (mit Funktionsbeispielen aus der Mittelspannung):

29

Tabelle 4.1: Elemente der Netztopologie

Typ	Funktion	Funktionsbeispiel MS-Netz
Knoten	Verbindung zum überlagerten Netz	Umspannwerk
Knoten	Verbindung zum unterlagerten Netz	Trafostation
Knoten	Einspeisepunkt	Einspeisestation einer Windenergieanlage
Knoten	Ausspeisepunkt	Abgabestation an einen MS-Kunden
Knoten	Abzweigpunkt	Abzweigmast in einer Freileitung
Knoten	Endpunkt	Mit einer Kappe abgeschlossenes Kabel
Strecke	Verbindung zweier Knoten	Freileitung oder Kabel

- 30** In dieser Systematik besteht jedes Netz aus  $k$  Knoten und  $s$  Strecken sowie, wenn die Darstellung mehrere, in der jeweiligen Spannungsebene unverbundene Teilnetze umfasst, zusätzlich aus  $i > 1$  Inseln (s. Abb. 4.2).

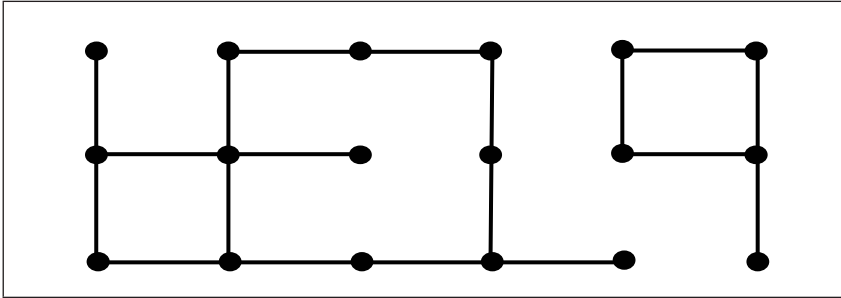


Abb. 4.2: Netztopologie mit  $k = 18$  Knoten,  $s = 19$  Strecken und  $i = 2$  Inseln

- 31** Eine Notwendigkeit, die Netztopologie zu betrachten, ist deren erheblicher Einfluss auf die langfristigen Netzkosten. Grund hierfür ist die Tatsache, dass bei gegebener Versorgungsaufgabe die strategische Netzentwicklung einen erheblichen Einfluss hat auf die spezifische Netzlänge (Netzlänge/Absatz in der Einheit  $\text{km}/(\text{MWh/a})$ ) und damit auf die spezifischen Netzkosten (jährliche Netzkosten/Absatz in der Einheit  $(1000 \text{ €/a})/(\text{MWh/a})$ ).<sup>31)</sup> In Abbildung 4.2 wird deutlich, dass die Frage, ob jeder dargestellte Knoten mit möglichst nur einem oder aber mit jedem Nachbarknoten durch Strecken verbunden wird, einen erheblichen Einfluss auf die notwendige Netzlänge als Summe aller Strecken hat.
- 32** Die klassischen Netztypen, nämlich das Strahlen-, Ring- und Maschennetz (wie es im Folgenden beschrieben wird), treten in elektrischen Netzen in aller Regel nicht in Reinform auf. In der Praxis kommen in Abhängigkeit von Spannungsebene, Lastdichte, historischer Entwicklung, aktueller Strategie und weiteren Einflussfaktoren die verschiedensten Mischformen vor. Dafür wird ebenfalls im Folgenden eine Systematisierungsmöglichkeit vorgestellt.

<sup>31</sup> Zur detaillierteren Untersuchung des Zusammenhangs für die Mittelspannung s. z.B. [13].



Die Netzkosten steigen grundsätzlich bei ansonsten gleichen Rahmenparametern (versorgte Fläche in km<sup>2</sup>, Bevölkerungsdichte in Einw./km<sup>2</sup> und spez. Absatz in (MWh/a)/Einw.) mit einem steigendem Vermaschungsgrad. Gleichzeitig steigen mit einem wachsendem Vermaschungsgrad die Versorgungsqualität/Versorgungszuverlässigkeit (s. Kap. 5.3.2) und die Transportkapazität des Netzes<sup>32</sup>). Deshalb ist der Vermaschungsgrad näher zu betrachten. 33

Die Verbindung von Knoten mit ihren Nachbarn über ein minimal notwendiges Maß hinaus wird mit den Begriffen „Vermaschung“ oder „Vermaschungsgrad“ eines Netzes beschrieben. Der Vermaschungsgrad  $g_M$  eines Netzes wird hier definiert als die Anzahl der Maschen eines Netzes, bezogen auf die Anzahl der zuvor systematisch fest gelegten Knoten. Dafür bestimmt sich zunächst die Anzahl der Maschen mit den o.g. Variablen zu: 34

$$m = s - k + i$$

Das führt auf einen Vermaschungsgrad von:

$$g_M = \frac{m}{k}$$

Wie sich leicht abschätzen lässt, läuft ein so definierter Vermaschungsgrad für große Netze aus quadratisch angeordneten Knoten, in denen jeder Knoten über Strecken mit allen seinen nächsten Nachbarn verbunden ist, gegen den Grenzwert  $g_M = 100\%$ . Dieser Aufbau entspricht der klassischen Darstellung eines Maschennetzes (s. Tab. 4.2). Werden diagonale Verbindungen hinzugenommen oder sind mehrere parallele Strecken zwischen zwei benachbarten Knoten vorhanden, so wird der Vermaschungsgrad größer als 100%. In der Praxis kommt dies besonders in Höchstspannungsnetzen vor. 35

Aus der Perspektive der Versorgungssicherheit werden elektrische Netze häufig darauf hin betrachtet, wie viele Knoten „im Stich“ angeschlossen sind. Ein Knoten ist im Stich angeschlossen, wenn alle 36

---

32 Ein Vermaschungsgrad, der so hoch ist, dass er zur Unübersichtlichkeit des Netzaufbaus oder zu schutztechnisch schwer zu beherrschenden Zuständen führt, kann die Versorgungszuverlässigkeit auch verringern. Die Transportkapazität hängt ebenso nicht allein am Vermaschungsgrad eines Netzes. Sie kann auch bei ansonsten gleichen Parametern, z.B. durch Trafoleistungen, limitiert werden.

möglichen Wege vom Verbindungsknoten zum überlagerten Netz mindestens eine bestimmte Strecke immer berühren. Dies ist zwangsläufig bei allen Endknoten  $k_1$  der Fall, die mit nur einer Strecke verbunden sind. Darüber hinaus gibt es Knoten, die zwar mit mehreren anderen Knoten verbunden sind, netztopologisch aber Teil eines Stiches sind ( $k_{n,S}$ ). Definiert man nun die Anzahl der Stichknoten  $k_S$  eines Netzes zu:

$$k_S = k_1 + k_{n,S}$$

so kann der Stichknotengrad  $g_{k_S}$  mit Hilfe der Summe aller im Stich angeschlossenen Knoten eines Netzes  $k_S$  folgendermaßen bestimmt werden:

$$g_{k_S} = \frac{k_S}{k}$$

Ohne aufwendige Analyse der Netztopologie ist  $k_S$  nicht bestimmbar. Vereinfachend kann die Anzahl der Endknoten von Stichen betrachtet werden, also die Anzahl derjenigen Knoten  $k_1$ , die nur mit einem weiteren Knoten verbunden sind<sup>33</sup>). Dieser Wert lässt sich leicht erheben und für einen Endknotengrad  $G_{k_1}$  in Beziehung zu der Gesamtheit aller Knoten  $k$  setzen:

$$g_{k_1} = \frac{k_1}{k}$$

- 37** Beginnend mit Abb. 4.3 werden in den Grafiken die Knotensymbole verändert, um die Anzahl der von einem Knoten abgehenden Strecken zu verdeutlichen. Gem. Abb. 4.3 stellt ein Kreis einen Endknoten dar ( $k_1$  mit einer abgehenden Strecke), ein Rechteck einen Linienknoten ( $k_2$  mit zwei abgehenden Strecken), ein Dreieck einen Abzweigknoten ( $k_3$  mit drei abgehenden Strecken), und ein Knoten

<sup>33</sup> Die Aussagekraft dieses Wertes ist allerdings geringer. Man stelle sich dazu eine P-förmige Topologie aus 20 Knoten vor: Hier könnten einerseits 19 Knoten einen Ring und ein Stich mit einem Knoten den Fuß des „P“ bilden ( $g_{k_S} = 5\%$ ;  $g_{k_1} = 5\%$ ). Andererseits könnten auch 4 Knoten im Ring und 16 weitere als Fuß des „P“ im Stich angeschlossen sein. Das ergibt einen wesentlich höheren Stichknotengrad ( $g_{k_S} = 80\%$ ), aber denselben Endknotengrad ( $g_{k_1} = 5\%$ ). Letzteres ist aber kein repräsentativer Aufbau elektrischer Netze, so dass die Unschärfe beim Endknotengrad vertretbar ist.

mit 4 und mehr abgehenden Strecken wird über zwei konzentrische Kreise symbolisiert. Unter Anwendung dieser Darstellungsweise ergeben sich in Abb. 4.4 für den zuvor dargestellten Musterfall die folgenden Werte:

$$m = s - k + i$$

$$m = 19 - 18 + 2 = 3$$

$$g_M = \frac{m}{k} = \frac{3}{18} = 0,1\bar{6}$$

$$g_{k1} = \frac{k_1}{k} = \frac{4}{18} = 0,2\bar{2}$$

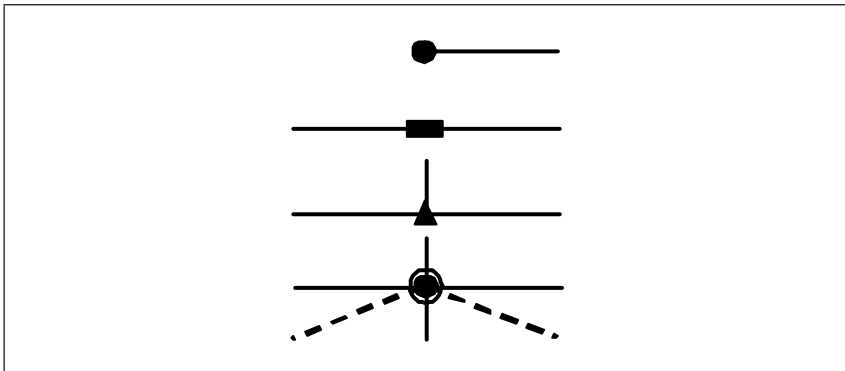


Abb. 4.3: Symbole für die Knotentypen gem. oben stehendem Text

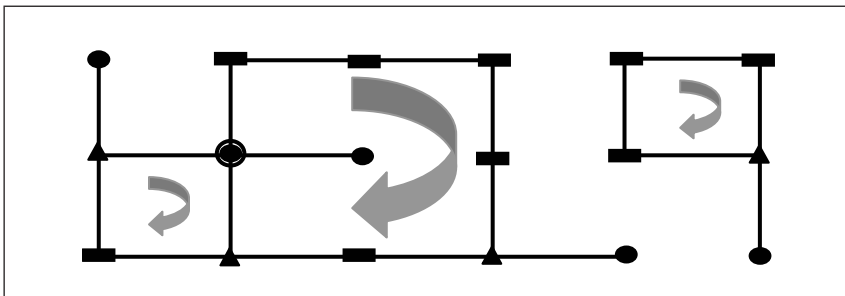


Abb. 4.4: Darstellung von Knotentypen und Maschen (graue Pfeile) zu Abbildung 4.2

In diesem einfachen Fall würde sich  $g_{ks} = g_{kl}$  ergeben; im Normalfall ist der Stichnetenanteil aber teilweise erheblich größer als der Endknotenanteil.

38 Aus diesen Vorüberlegungen resultiert zu der Darstellung in Tab. 4.2. die folgende Systematik der drei topologischen Grundtypen<sup>34)</sup>

- Strahlennetze
- Ringnetze
- Maschennetze

Tabelle 4.2: Grundtypen der Netztopologie

Netztyp	Strahlennetz	Ringnetz	Maschennetz
Systematik	Das ideale Strahlennetz entspricht dem Aufbau eines Baumes: Jeder Knoten kann von jedem anderen Knoten auf genau einem Weg erreicht werden.	Idealerweise ist jeder Knoten eines Ringnetzes mit jeweils zwei anderen Knoten verbunden.	Im idealen Maschennetz ist jeder Knoten mit allen seinen nächsten Nachbarknoten verbunden. Die Darstellung erfolgt anhand eines quadratischen Rasters ( $\Rightarrow$ 4 nächste Nachbarn)
Ausnahme	keine	$v$ Verknüpfungen zu einer überlagerten Spannungsebene (soweit vorhanden) haben insgesamt $w$ Abgänge, wobei gilt: $w/v > 2$	keine
Vorteile <sup>35)</sup>	Netzlänge ist minimal, geringer Aufwand für Projektierung und Betriebsführung, Investitionsaufwand gering	Übersichtlicher Aufbau, schnelle Störungsbeseitigung	hohe Versorgungszuverlässigkeit, geringe Netzverluste, gute Spannungshaltung

34 Strangnetze werden hier nicht genannt, da sie die Definition von Versorgungsbereichen zu ihrer Beschreibung benötigen, die hier bewusst ausgeklammert sein soll. Für eine detailliertere, aber anders strukturierte Darstellung s. [4], S. 3./3 ff; kurz auch in [5], S. 3 f.

35 Teilweise in Anlehnung an [4], S. 3./18 und 3./27.

Netztyp	Strahlennetz	Ringnetz	Maschennetz
Nachteile <sup>36)</sup>	Längere Unterbrechungen im Störfall	Ringlänge durch Forderung nach beidseitiger Versorgbarkeit begrenzt	unübersichtlich, hoher Projektierungsaufwand, Investitionsaufwand hoch
Knoten im Stich	$k_S = k - i$	$k_S = 0$	$k_S = 0$
Endknoten	$0 < k_I << k$	$k_I = 0$	$k_I = 0$
Streckenanzahl	$s = k - i = k_S$	$s = k + (w - 2 \cdot v)/2$	$s \rightarrow 2k - i$
Maschenanzahl	$m = 0$	$m > 0$	$m \rightarrow k$
Vermaschungsgrad	$g_M = 0 \%$	$0 \% < g_M << 100 \%$	$g_M \rightarrow 100 \%$
Stichknotengrad	$0 \% << g_{kS} \leq 100 \%$	$g_{kS} = 0 \%$	$g_{kS} = 0 \%$
Endknotengrad	$0 \% < g_{kI} << 100 \%$	$g_{kI} = 0 \%$	$g_{kI} = 0 \%$

In elektrischen Netzen treten diese in der Literatur beschriebenen Reinformen nicht auf<sup>37)</sup>. Über alle Spannungsebenen mit Ausnahme der Höchstspannung handelt es sich um Kombinationen von zwei oder drei Formen, die, historisch gewachsen, den lokalen Bedürfnissen unter Berücksichtigung finanzieller Ressourcen und netztopologischer Strategien angepasst wurden. Deshalb eignen die Reinformen sich nicht zu einer Beschreibung der Netzebenen. Hier müssen vielmehr die typischen Kombinationen für Nieder-, Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetze (Kap. 4.1 – 4.4) beschrieben werden.

39

#### 4.1 Netztopologie von Niederspannungsnetzen

Insbesondere städtische Niederspannungsnetze werden gerne mit der Darstellung von Maschennetzen verglichen. Der Eindruck intensiver Vermaschung stimmt, wenn man die Anzahl der Maschen pro km<sup>2</sup> Fläche betrachten würde. Im Sinne der vorherigen Definition ist ihr Vermaschungsgrad dabei aber der bei weitem geringste aller Spannungsebenen. Ursache hierfür sind die im Stich angeschlossenen Hausanschlussleitungen, die in einer systematischen Betrachtung be-

40

36 Teilweise in Anlehnung an [4], S. 3./18 und 3./27.

37 Bei der nicht betrachteten Hausinstallation handelt es sich im Regelfall um ein reines Strahlennetz ( $g_M = 0 \%$ ).

rücksichtigt werden müssen, zumal sie einen erheblichen Anteil der Niederspannungsnetzlänge darstellen.

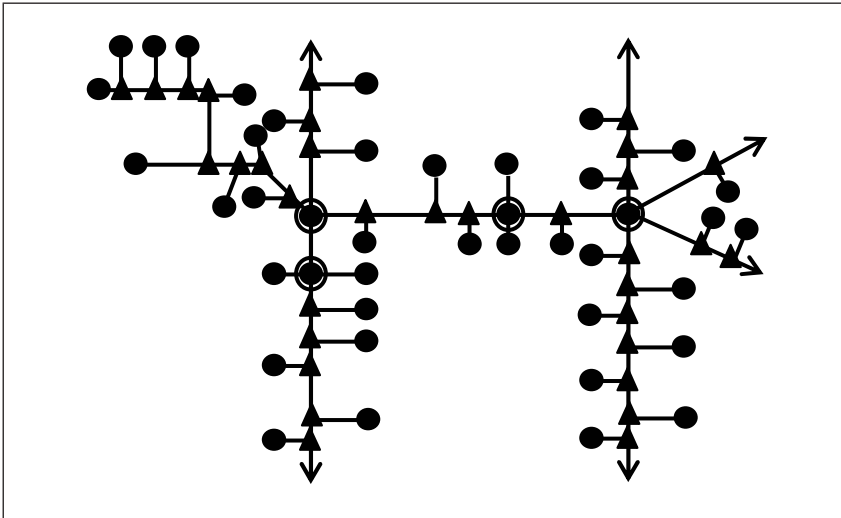


Abb. 4.5: Topologiebeispiel Niederspannungsnetz (mit Hausanschlüssen; die Knotensymbolik ist vorstehend erläutert); Pfeile zeigen Verbindungen zu nicht dargestellten Netzteilen

- 41 Die dem Straßenverlauf angepasste, ring- und maschenförmige Struktur von Niederspannungsnetzen wird im Regelfall an Kreuzungspunkten in Kabelverteilerschränken (Kabelnetze) bzw. über Trennmesser oder Freileitungssicherungen (Freileitungen) gebildet. Das vermaschte Niederspannungsnetz kann als Strahlennetz betrieben werden, sofern an den Trennstellen Ringe aufgetrennt und nur im Störfall in anderer Form verbunden werden. Viele Äste des Netzes, die zu den Bebauungsrändern hin liegen, sind nicht ringförmig angeschlossen.
- 42 Der Vermaschungsgrad von Niederspannungsnetzen liegt bei  $g_M < 5\%$ ; für den Endknotengrad lassen sich Werte um  $30\% < g_{kl} \leq 50\%$  nennen<sup>38</sup>). Dieser hohe Wert entsteht durch die Hausanschlussleitungen.

38 Der Stichknotenanteil liegt bei  $g_{ks} > 50\%$ .

Niederspannungsnetze existieren nicht flächendeckend, sondern nur innerhalb der bebauten Ortslage sowie zum Anschluss benachbarter Außenlieger, soweit sie sich niederspannungsseitig versorgen lassen. 43

## 4.2 Netztopologie von Mittelspannungsnetzen

Die Topologie von Mittelspannungsnetzen variiert stark und ist lageabhängig. In Gebieten mit hoher Bevölkerungsdichte, z.B. im städtischen Raum, herrschen Ring- und Maschennetze vor. In dünn besiedelten ländlichen Räumen mit hohem Freileitungsanteil wird man neben Ringen in größerem Umfang Stiche finden, da der netztechnische Aufwand, jede Station in einen Ring bringen zu wollen, hier viel zu hoch wäre<sup>39)</sup>. Andererseits kann die Vermaschung auch hier nicht beliebig reduziert werden, da der Störungsfall beherrschbar bleiben muss<sup>40)</sup> (s. Kap. 5.1.2). 44

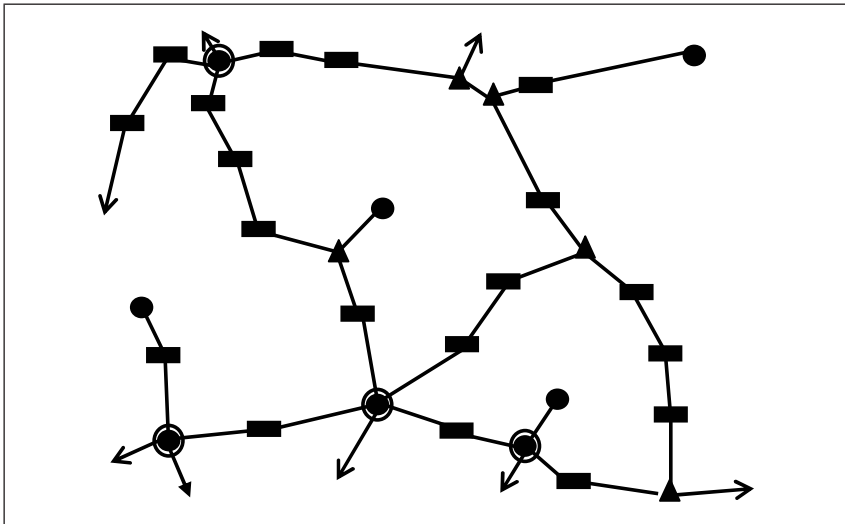


Abb. 4.6: Topologiebeispiel Mittelspannungsnetz

39 Dabei ist zu berücksichtigen, dass in dünn besiedelten Gebieten selbst bei einer geringen Vermaschung des Netzes die spezifische Netzlänge in km/(MWh/a) Absatz bereits sehr hoch ist. Der Betrieb von Mittelspannungsnetzen ist dort also relativ teuer.

40 Gleichwohl werden Mittelspannungsnetze bei einem kombinierten Bevölkerungs- und spezifischen Erlösrückgang dem höchsten Rationalisierungsdruck hinsichtlich der Netzlänge und damit auch ihrer Vermaschung unterliegen.

- 45 Die Ringe in Mittelspannungsnetzen werden unterschiedlich gefahren, teils offen (Strahlennetz-Betrieb), teils geschlossen. In der Regel offen sind die Kuppelstellen, die innerhalb der Mittelspannungsnetze eines Netzbetreibers zu einem benachbarten Umspannungsbereich hin existieren. Der Vermaschungsgrad von Mittelspannungsnetzen liegt bei  $5\% < g_M < 15\%$ ; der Endknotengrad in ähnlichen Größenordnungen. Das Mittelspannungsnetz existiert zusammenhängend innerhalb des Netzgebietes eines Mittelspannungs-Netzbetreibers. In Einzelfällen gibt es mittelspannungsseitige Notverbindungen zu anderen Netzbetreibern (i.d.R. historisch bedingt aus dem Wechsel von Konzessionsverträgen, z.B. wegen Neugründungen von Stadtwerken, Gebietsreformen, sonstigen Konzessionswechseln).

### 4.3 Netztopologie von Hochspannungsnetzen

- 46 Hochspannungsnetze werden meistens als Doppelsystem ausgeführt, d.h., zwei Drehstromsysteme liegen auf einem Mast. Damit ist selbst ein nur über eine HS-Leitung angeschlossenes Umspannwerk netztopologisch im Ring an seinen oder seine Nachbarn angeschlossen. Anschlüsse einzelner Umspannwerke über ein Drehstromsystem kommen aber im Gegensatz zur Höchstspannungsebene vor, z.B., um das Umspannwerk eines Einspeisers erneuerbarer Energien anzuschließen.

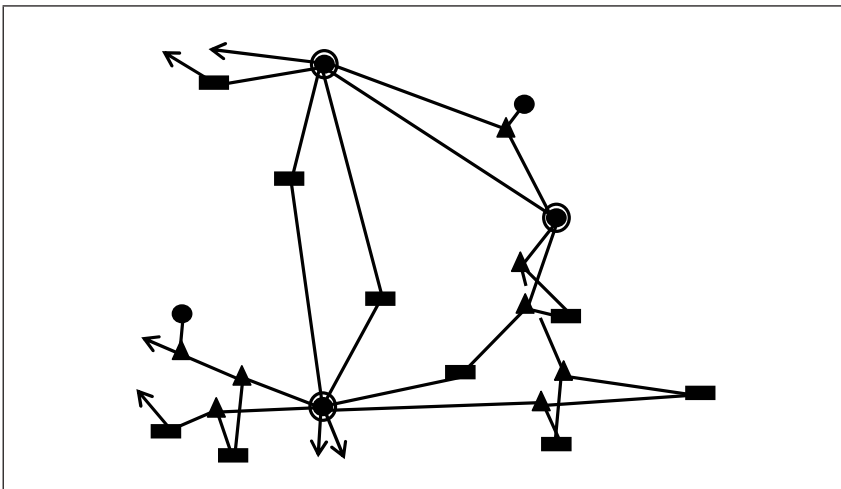


Abb. 4.7: Topologiebeispiel Hochspannungsnetze



Zwischen den Kreuzungspunkten mehrerer Hochspannungstrassen liegen – anders als im Höchstspannungsnetz – meistens mehrere Umspannwerke, die entweder in ein System einer Trasse eingebunden sind (Einschleifung) oder aber im Doppelstich<sup>41)</sup> bedient werden. In beiden Fällen sind sie damit im Ring angeschlossen. Hochspannungsnetze werden vermascht betrieben, was nicht ausschließt, dass ein System eines Umspannwerkes im Normalbetrieb offen gefahren wird, insbesondere, wenn das Umspannwerk im Doppelstich angebunden ist. Der Vermaschungsgrad von Hochspannungsnetzen liegt im Bereich  $20\% < g_M < 50\%$ . Der Endknotengrad lag bisher bei  $0\% \leq g_{kl} \ll 10\%$ , könnte aber mit zunehmenden Einsystem-Anschlüssen für Erzeuger erneuerbarer Energien auf höhere Werte ansteigen. Das Hochspannungsnetz existiert zusammenhängend im Versorgungsbereich eines Hochspannungsnetzbetreibers, teilweise auch darüber hinaus.

47

#### 4.4 Netztopologie von Höchstspannungsnetzen

Das Höchstspannungsnetz in Deutschland ist hochgradig vermascht. Von den meisten Umspannwerksstandorten 380 (220) kV/110 kV führen mehr als zwei Trassen mit jeweils zwei Drehstromsystemen zu den nächst gelegenen Umspannwerken, die wiederum mit mehreren Standorten ebenso verknüpft sind. Meistens liegt maximal ein nur zweiseitig angeschlossenes Umspannwerk dazwischen.

48

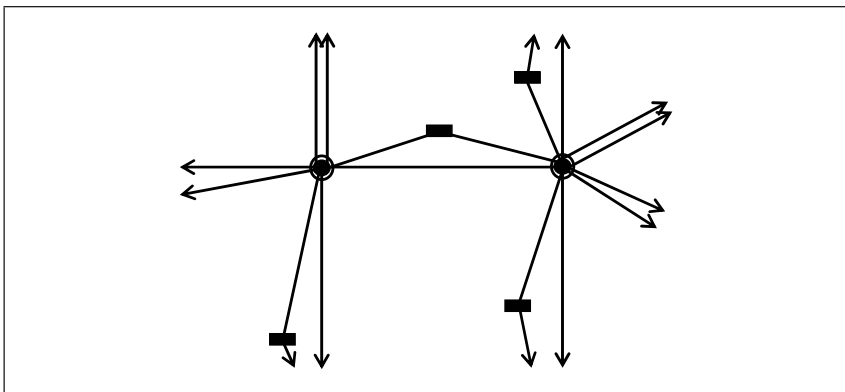


Abb. 4.8: Topologiebeispiel Höchstspannungsnetz

41 Als Doppelstich wird die Anbindung eines Umspannwerkes an zwei Systeme einer durchgehenden Trasse jeweils im Stich verstanden.

- 49 Die Berechnung des Vermaschungsgrades führt auf einen Wert von  $g_M > 100\%$  (gäbe es im quadratischen Modell eine vollständige, doppelsystemige Vermaschung großer Netze, so würde als Grenzwert gelten:  $g_M \rightarrow 300\%$ ). Der Endknotengrad ergibt sich zu  $g_{kl} = 0\%$ .
- 50 Das Höchstspannungsnetz existiert mit internationalen Verknüpfungen (z.B. UCTE<sup>42</sup>)-Netz) über die Grenzen einzelner Übertragungsnetzbetreiber<sup>43</sup>) hinweg.

### 4.5 Schlussfolgerungen zur Netztopologie

- 51 Die systematische Betrachtung des Aufbaus elektrischer Netze führt auf einen mit der Höhe der Spannung ansteigenden Vermaschungsgrad, der von einem gleichzeitig abfallenden Endknotengrad der Netze gekennzeichnet ist. Beide Ausrichtungen gemeinsam – steigender Vermaschungsgrad und sinkender Endknotengrad – deuten auf eine wachsende spezifische Netzlänge innerhalb der Gegebenheiten des jeweiligen Netzgebietes hin, die kostenintensiv ist und damit technisch-wirtschaftlicher Rechtfertigung bedarf.
- 52 Der Zusammenhang zwischen Vermaschungsgrad und Netzlänge lässt sich einfach nachbilden, solange man sich auf Modellverteilungen bezieht, z.B. also ein quadratisches Raster mit vielen<sup>44</sup>) Knoten zu Grunde legt. Im Strahlennetz sind – je nach Lage des Knotens – 1 bis 4 Strecken an jedem Knoten möglich, im Maschennetz mit doppelsystemiger Vermaschung analog 2 bis 8 Streckenanbindungen je Knoten. Im Sinne eines reinen Strahlennetzes definiert sich die minimal notwendige Streckenanzahl gem. Tab. 4.2 zu:

$$s_{\min} = k - i$$

Damit erhält man einen Netzaufwandsfaktor  $F_{NA}$  in Abhängigkeit vom Vermaschungsgrad  $g_M$  als

$$F_{NA}(g_M) = \frac{s(g_M)}{s_{\min}}$$

---

42 UCTE = Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity; Zusammenschluss mehrerer kontinentaleuropäischer Übertragungsnetzbetreiber.

43 Die Betreiber von Höchstspannungsnetzen werden als Übertragungsnetzbetreiber bezeichnet. Zur aktuellen Darstellung s. [2], S. 29.

44 100 Knoten liefern bereits hinreichend genaue Werte.

Für Netze mit einer hohen Knotenzahl gilt näherungsweise der in Abb. 4.9 dargestellte Zusammenhang. Im idealtypischen Netz mit quadratisch angeordneten Knoten verdoppelt sich also die Netzlänge beim Übergang von einem reinen Strahlen- zu einem vollständigen Maschennetz. Auch für allgemeine Fälle gilt analog: Mit dem Vermaschungsgrad steigt die Netzlänge deutlich an. Umgekehrt reduziert sich die absatzbezogene spezifische Netzlänge, was wirtschaftlich kritisch ist. Diesem Tatbestand muss eine strategische Netzentwicklung innerhalb der jeweiligen Gestaltungsspielräume Rechnung tragen.

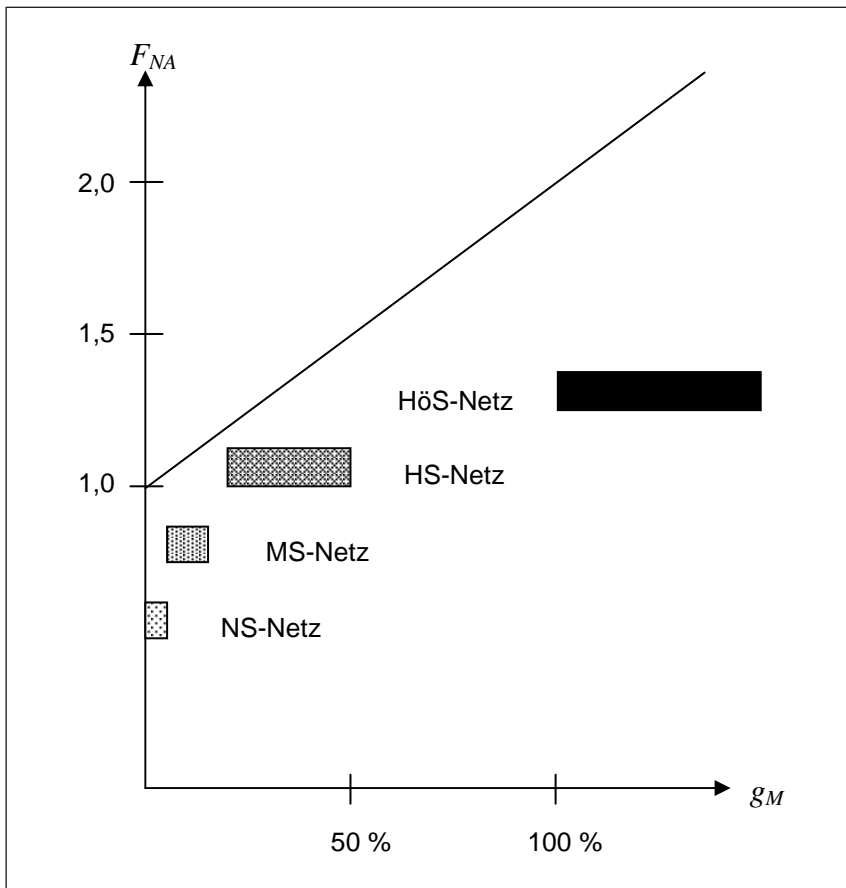


Abb. 4.9: Die Abhängigkeit des Netzaufwandsfaktors vom Vermaschungsgrad im idealtypischen Netz. Die Balken stellen die Wertebereiche der Netzebenen dar.

## 5 Netzentwicklung

- 54 Unter dem Oberbegriff Netzentwicklung wird die Weiterentwicklung eines gewachsenen elektrischen Netzes verstanden. Der Weiterentwicklung muss die Prognose langfristiger Entwicklungen zu Grunde liegen. Nur so kann ein wirtschaftlich sinnvolles Handeln sichergestellt werden. Es vermeidet einerseits augenblicksbestimmtes Handeln im Sinne eines schon mittelfristig nicht ausreichenden Ausbaus elektrischer Netze und andererseits den Bau von schon jetzt überdimensionierten oder perspektivisch nicht ausgelasteten Netzen. Wirtschaftlich kritisch sind darüber hinaus auf langfristigen Erhalt ausgerichtete Instandsetzungsmaßnahmen an perspektivisch nicht mehr benötigten Betriebsmitteln. Zu bedenken ist, dass die Netzerweiterung durch Neukundenanschlüsse quasi „selbsttätig“ vonstatten geht, man aber bei insgesamt sinkender Netzlast eine aktive, natürlich wirtschaftlich sinnvolle Netzzrationalisierung<sup>45)</sup> im Interesse einer preiswerten Versorgung betreiben muss. Die Abb. 5.1 und 5.2 verdeutlichen diese Problematik.
- 55 Abb. 5.1. stellt in der linken Bildhälfte eine Ausgangssituation dar, die oben eine versorgte Fläche, bestehend aus zwei Dörfern, zeigt. Die Balken zeigen normiert den gegenwärtigen Absatz. Damit korrespondiert die untere Bildhälfte, die links ebenso schematisch die bestehende Netzsituation darstellt (ohne Unterscheidung MS/NS). Hier zeigen die Balkenhöhen normiert Netzlängen an.

---

45 Eine der Netzlast angepasste Neubeseilung einer Freileitung mit einem dünneren Querschnitt oder gar der topologisch gleichwertige Ersatz eines Kabels durch ein weniger leistungsfähiges ist wirtschaftlich nicht sinnvoll. Favorisiert werden muss natürlich die Reduzierung der Betriebsmittelmengen.

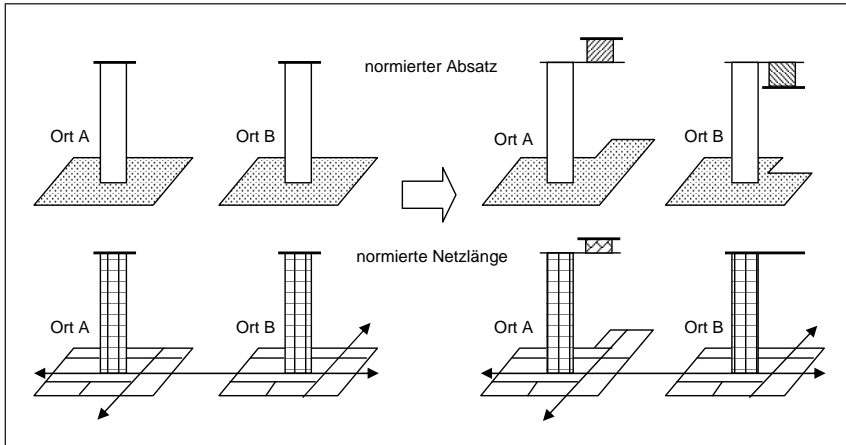


Abb. 5.1: Netzveränderung unter Fokussierung auf den Netzausbau (weitere Erläuterungen im Text)

Nun verändert sich in der rechten Bildhälfte die versorgte Fläche in den beiden Dörfern. Im linken Dorf soll angedeutet ein Neubaugebiet hinzu kommen; rechts dagegen entfällt beispielsweise eine bisher gewerblich genutzte Fläche. Die Absatzveränderungen sind nun über die schraffierten Balken symbolisiert; der dicke Strich zeigt die Mengen nach der Veränderung gegenüber der Ausgangssituation links. 56

Das Neubaugebiet wird durch Netzausbau erschlossen. Damit steigt im linken Ort die Netzlänge an, und zwar typischerweise nicht so stark, wie es der Absatzveränderung entspricht. Rechts bleibt ohne Netzveränderung das Netz im Ist-Zustand erhalten. Ergebnis ist, dass bei insgesamt konstantem Gesamtabsatz die Netzlänge wächst – ein wirtschaftlich grundsätzlich nicht wünschenswerter Vorgang. 57

Abb. 5.2 gleicht der vorherigen Darstellung mit der einen Ausnahme, dass in dem Ort, wo es zu einem Absatzrückgang kommt, Netzurückbau betrieben wird. Ursache könnte sein, dass man nicht davon ausgehen kann, dass die Gewerbefläche mittelfristig wieder genutzt werden wird. Gleichzeitig wird eine Leitung zu einem Nachbarort zurückgebaut (entfallender Pfeil nach rechts oben), was der verminderten Bedeutung des Ortes Rechnung trägt. Somit sinkt die Netzlänge auf dem Gebiet des zweiten Ortes – natürlich ebenfalls nicht so stark, wie der Absatz zurück geht (durch grauen Ring markiert). Insgesamt aber – und das ist der Unterschied zu Abb. 5.1 – hält 58

eine auf Netzaus-, -um- und -rückbau ausgerichtete Netzveränderung die spezifische Netzlänge (in der Einheit km/(MWh/a)) konstant.

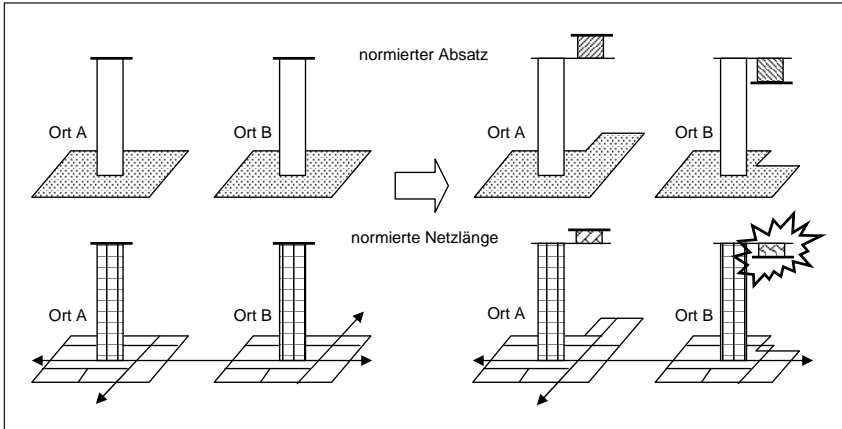


Abb. 5.2: Netzveränderung mit Netzausbau, Netzzumbau und Netzzrückbau (Erläuterungen im Text)

- 59 Mit Blick auf die beschriebenen Mischfunktionen elektrischer Netze (s. Kap. 2.4) muss die gesamte Vorgehensweise dabei strategisch der Entwicklung dezentraler Erzeuger angepasst sein.
- 60 Die Netzentwicklung besteht aus zwei Bausteinen:
- Netzinstandhaltung vorhandener Betriebsmittel, die zumindest kurzfristig noch in dieser Form benötigt werden
  - Netzveränderung durch netzplanerische Maßnahmen für zusätzlich benötigte, anders benötigte oder nicht mehr benötigte Betriebsmittel (Netzausbau, Netzzumbau, Netzzrückbau)

Zunächst sollen die Grundlagen der Netzentwicklung betrachtet werden.

## 5.1 Grundlagen der Netzentwicklung

- 61 Das Energiewirtschaftsgesetz verlangt die „möglichst sichere, preisgünstige, verbaucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität

und Gas“ (§ 1 (I) EnWG vom 7. Juli 2005). § 18 EnWG regelt die allgemeine Anschlusspflicht für Netzbetreiber<sup>46</sup>). Selbstverständlich ergibt sich zwischen diesen verschiedenen, auf die Netzentwicklung einwirkenden Faktoren ein Spannungsfeld, dass in den folgenden Abschnitten knapp dargestellt und bewertet werden soll.

### **5.1.1 Anschlusspflicht**

Wo eine Anschlussverpflichtung zu einheitlichen Konditionen für einen Netzbetreiber besteht, ist dem Netzbetreiber die Entscheidungsmöglichkeit genommen, ob ein solcher Anschluss wirtschaftlich sinnvoll ist. Wählt man das Beispiel eines Forsthauses, das 2 km entfernt von einer kleineren Ortschaft in einem Wald liegt, so kann sich die Netzlänge in der Mittelspannung auf dem Gebiet dieses Ortes wegen eines einzigen zusätzlichen Netzkunden um beispielsweise 30 % erhöhen. **62**

Aus der heutigen Sicht einer vorhandenen, flächendeckenden Stromversorgung<sup>47</sup>) spielt die Frage des Neuanschlusses eine untergeordnete Rolle. Wesentlich wichtiger ist aus Sicht der Netzentwicklung, „Netzlängentreiber“<sup>48</sup>) zu kennen und die Dauerhaftigkeit ihrer Versorgung zu prognostizieren. Nur so können Netzinstandhaltung und Netzveränderung optimal durchgeführt werden. **63**

### **5.1.2 Versorgungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit**

Unter dem Begriff Versorgungssicherheit wird allgemein das Ziel verstanden, „eine möglichst unterbrechungsfreie Belieferung zu jeder Zeit und in jedem gewünschten Umfang mit guter Qualität zu ge- **64**

---

46 „... haben Betreiber von Energieversorgungsnetzen für Gemeindegebiete, in denen sie Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung von Letztverbrauchern betreiben, allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss von Letztverbrauchern in Niederspannung oder Niederdruck und für die Anschlussnutzung durch Letztverbraucher zu veröffentlichen sowie zu diesen Bedingungen jedermann an ihr Energieversorgungsgesetz anzuschließen und die Nutzung des Anschlusses zur Entnahme von Energie zu gestatten. Diese Pflichten bestehen nicht, wenn der Anschluss oder die Anschlussnutzung für den Betreiber des Energieversorgungsnetzes aus wirtschaftlichen Gründen nicht zumutbar ist.“ (§ 18 I EnWG) – Das komplette EnWG ist im HbE abgedruckt unter Nr. 11311.

47 s. Kap. 3.1.

48 als Analogiebegriff zu den häufig verwandten „Kostentreibern“ im kaufmännischen Bereich.

währleisten“ ([4], S. 2./25). Hier sind also einerseits die Qualität des Stromes und andererseits seine unterbrechungsfreie Lieferung relevant.

- 65 Unter dem Begriff „gute Qualität“ ist hier die Einhaltung qualitativer Vorgaben zur Frequenz und zur Versorgungsspannung zu verstehen. Sie beziehen sich bei MS- und NS-Netzen auf:
- Frequenz ( $f$  zwischen 49,5 und 50,5 Hz)
  - Versorgungsspannung: Hier unterscheidet man Kenngrößen zu langsamen Spannungsänderungen (bezogen auf 10 Minuten-Intervalle einer Woche), schnellen Spannungsänderungen (Ursache: Laständerungen/Schalthandlungen) und Spannungseinbrüchen (für max. 10 ms bis 1 min  $U < 90 \% \times U_n$ )
  - Flickerstärke: Die Kurz- und Langzeit-Flickerstärke bildet ein Maß für die Unstetigkeit visueller Empfindungen
  - Oberschwingungsgehalt: Die Oberschwingungsspannungen (ganzzahlige Vielfache der Grundfrequenz von 50 Hz) sind sowohl einzeln wie auch in ihrem Gesamterschwingungsgehalt begrenzt.
- 66 Die Größen sind in DIN EN 50160 fest gelegt [6]. Die Norm gibt Erwartungswerte für die Spannung an, „aber beschreibt nicht die typische Situation im Netz für einen an ein öffentliches Energieversorgungsnetz angeschlossenen Kunden“ (siehe [6], Anwendungsbereich).
- 67 Für die unterbrechungsfreie Lieferung ist die Versorgungszuverlässigkeit bestimmend. Sie kann über zwei Ansätze bestimmt werden<sup>49</sup>):
- Deterministischer Ansatz (z.B. „n-1-Kriterium“; Ergebnis: Ja/Nein-Entscheidung)
  - Probabilistischer Ansatz (Zuverlässigkeitsrechnung; Ergebnis: statistisch ermittelte Menge der netztopologisch zukünftig nicht zeitgerecht gelieferten Energie)
- 68 Klassischerweise wurde in der Netzentwicklung der einfache deterministische Ansatz verwandt, der mit dem bekannten „n-1-Kriterium“ auf die Frage abzielt, ob beim Einfachausfall jedes beliebigen Betriebsmittels das elektrische Netz seine Funktion weiterhin mit der vorgegebenen Qualität ausführen kann.

---

49 Siehe hierzu detaillierter in [14], S. 1 ff.



Maßstab der Zuverlässigkeitsrechnung ist dagegen die nicht zeitgerecht gelieferte Energie (in kWh/a). Bewusst einfach dargestellt, wird sie in Simulationsrechnungen knotenmittelbezogen über die Netztopologie, Betriebsmitteltypen und Schutzkonzepte ermittelt. Basis ist dabei die betriebsmittelspezifische Nichtversorgungswahrscheinlichkeit  $d_0$ , die sich aus jährlicher Unterbrechungshäufigkeit  $h_0$  und jährlicher mittleren Ausfalldauer  $t_0$  bestimmt:

$$d_0 = h_0 \cdot t_0$$

Mittels Wahrscheinlichkeitsrechnung lassen sich auch für komplexe Netzgebilde und detaillierte Topologien – z.B. unterschiedliche Aufbauformen eines Umspannwerkes (eingeschleift oder im Doppelstich, ein oder zwei Transformatoren etc.) – Aussagen über die jährliche Ausfalldauer treffen<sup>50</sup>.

Multipliziert man die Nichtversorgungswahrscheinlichkeit  $d_0$  mit der mittleren Ausfalleistung  $P_0$ , die zur Verfügung gestanden hätte, wenn keine Unterbrechung erfolgt wäre, so erhält man die nicht zeitgerecht gelieferte Energie  $W_0$ :

$$W_0 = P_0 \cdot d_0$$

Sie wird in der probabilistischen Zuverlässigkeitsrechnung als Maß der Versorgungszuverlässigkeit benutzt.

Das Thema Netzschutz, das für die Versorgungszuverlässigkeit ebenfalls hohe Bedeutung hat, wird im Abschnitt 7340 des HbE ausführlich dargestellt.

### **5.1.3 Wirtschaftlichkeit und preiswerte Versorgung**

Das EnWG fordert eine preiswerte Versorgung mit elektrischer Energie. Nachhaltig preiswert kann der Betrieb elektrischer Netze nur dann sein, wenn der Netzbetreiber in seinem Handeln wirtschaftlich vorgeht. Im Rahmen dieser Darstellung wird immer wieder aufgezeigt, wo Handlungsvarianten wirtschaftlich relevante Fragen betreffen.

---

50 zur Herleitung der hier verwandten Größen und ausführlicher s. [4], S. 2./26 ff.

### **5.1.4 Umweltverträglichkeit elektrischer Netze**

- 74 Die Forderung des § 1 EnWG nach möglichst umweltverträglicher leitungsgebundener Versorgung mit Elektrizität hat verschiedene, auf die elektrischen Netze zielende Aspekte. Sie seien ohne Anspruch auf Vollständigkeit im Folgenden mit einzelnen Beispielen vorgestellt:
- 75 Zum Naturschutz zählen aus diesem Fokus die Bereiche Trassierung, Vogelschutz und Gewässerschutz. Für Freileitungstrassen gilt dabei grundsätzlich Bestandsschutz. Neue Trassen in Naturschutzgebieten werden nicht, in Landschaftsschutzgebieten und Wäldern nur in Ausnahmefällen unter Abwägung mit Fragen der Wirtschaftlichkeit genehmigt. Der Vogelschutz verlangt, Freileitungen so zu gestalten, dass keine Vogelgefährdung entsteht (§ 53 BNatSchG). Bekanntes Beispiel sind hier Schutzkappen auf MS-Stützerisolatoren. Der Gewässerschutz zielt darauf ab, das Eindringen wassergefährdender Stoffe in Grund- und Oberflächenwasser zu verhindern. Hier sind z.B. Schutzmaßnahmen für Trafoöl zu nennen.
- 76 Aspekte des Baumschutzes sind in der RAS-LP 4 (Richtlinie für die Anlage von Straßen – Teil: Landschaftspflege) geregelt. Das verträgliche Nebeneinander von Baumwurzeln und Stromkabeln insbesondere in Wohngebieten wird durch Schutzrohre für Kabel oder durch Steuerung des Wurzelwachstums mit Betonabschirmungen im Erdreich bewirkt.
- 77 Fragen der EMV<sup>51)</sup> erhalten in der 26. BImSchV einen entsprechenden Verordnungsrahmen, soweit Anlagen oder Anlagenteile ab 1 kV Nennspannung vorhanden sind.

### **5.1.5 Bewertung der Grundlagen der Netzentwicklung**

- 78 Zwischen den aus dem EnWG abgeleiteten Grundlagen der Netzentwicklung bestehen die verschiedensten Wechselwirkungen, die in vielen Fällen Spannungsfelder darstellen. So ist bereits gezeigt worden, dass die wünschenswerte hohe Versorgungssicherheit, die sich u.a. in einem hohen Vermaschungsgrad elektrischer Netze abbildet, im Widerspruch zur Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebes steht, der grundsätzlich auf geringe spezifische Betriebsmittelmengen zielt.

---

51 Elektromagnetische Verträglichkeit: EMV-Prüfungen bewerten die Intensität elektrischer und elektromagnetischer Felder im Vergleich zu den zulässigen Grenzwerten.

Ebenso herrschen Spannungsfelder zwischen Anschlusspflicht und Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit etc.

Grundsätzlich sind diese Spannungsfelder nicht auflösbar und werden deshalb vom Gesetzgeber auch nebeneinander dargestellt. Verschiedene Zeiten haben den sich teilweise widersprechenden Grundlagen unterschiedliche Bedeutung beigemessen. Hier ist von Bedeutung, dass alle Grundlagen in die Netzentwicklung einbezogen werden müssen. 79

## 5.2 Operative und strategische Netzentwicklung

Im Folgenden wird gem. Tab. 5.1 zwischen operativer und strategischer Netzentwicklung<sup>52)</sup> unterschieden: 80

*Tabelle 5.1:* Abgrenzung zwischen operativer und strategischer Netzentwicklung

Typ	Beschreibung	Beispiel
Operative Netzentwicklung	Individuelle Anlagen oder Betriebsmittel betreffende Festlegungen bzgl. Instandhaltung, Ausbau, Umbau oder Rückbau	Umstellung eines Mittelspannungsteilnetzes von 15 kV auf 20 kV
Strategische Netzentwicklung	Betriebsmittelgruppen grundsätzlich betreffende und vom Einzelfall losgelöste Festlegungen zu Instandhaltung, Ausbau, Umbau oder Rückbau	Festlegung, die Spannungsebene 15 kV grundsätzlich durch 20 kV abzulösen

In dieser Darstellung spielt nur die strategische Netzentwicklung eine Rolle. Die operative Netzentwicklung ist in die Prozessketten der Netzbetreiber eingebunden und stellt keine Handlungsvariante im Sinne des Darstellungsgegenstandes „elektrische Netze“ dar. 81

## 5.3 Werkzeuge der Netzentwicklung

Netzentwicklungswerkzeuge sind diejenigen Hilfsmittel, die der operativen Netzentwicklung dienen, gleichzeitig aber auch dazu genutzt werden, Strategien der Netzentwicklung und Netzdimensionierung 82

<sup>52</sup> Im Rahmen der Netzentwicklung können daneben auch strategische Überlegungen zum Anlagenerwerb/Anlagenverkauf angestellt werden.

festzulegen. Hier sollen im engeren Sinne darunter nur diejenigen Werkzeuge verstanden werden, die allein für die Netzentwicklung genutzt werden, also keine Netzinformationssysteme, keine Kalkulationsanwendungen etc. Es handelt sich dabei um Planungsregeln sowie Software zur Netzberechnung und zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.

### 5.3.1 Netzberechnungssoftware

- 83 Netzberechnungen werden mittels spezieller Netzberechnungssoftware durchgeführt. Im Rechenalgorithmus werden netztopologische – und Betriebsmittelinformationen (Netzdaten) einerseits sowie Einspeise- und Verbrauchsdaten (Lastdaten) andererseits verknüpft. Nach Durchführung der Netzberechnung stehen lagegenau, lageähnlich oder schematisch Informationen zur Verfügung wie z.B.:
- Spannungen
  - Ströme
  - Phasenlagen
  - Wirk- und Blindleistungen
  - Auslastungsgrade der Betriebsmittel.
- 84 In der Regel liegen die Netzdaten sehr detailliert vor; die zeitveränderlichen Lastdaten stehen mangels detaillierter Messmöglichkeiten – soweit es sich nicht um das Übertragungsnetz handelt – meist nur als Schätzwerte zur Verfügung. Dies führt zur Untersuchung lediglich einzelner Worst- und Best-Case-Situationen<sup>53)</sup> im Rahmen einer Lastflussrechnung<sup>54)</sup> und Kurzschlussstromberechnung (beides zur Netzauslegung) oder einer Prüfung der Netzverträglichkeit<sup>55)</sup> (im Rahmen von Neuanschlüssen). Verstärkte Bedeutung gewinnt insbesondere in den höheren Spannungsebenen die rechentechnisch

---

53 Einen anderen Ansatz verfolgt die probabilistische Netzberechnung; zur Problematik s. z.B. [9].

54 Lastflussberechnungen ermitteln die Spannungen und Ströme im Netz. Rekursiv können so – weil die Verbrauchsdaten ja grundsätzlich nicht beeinflussbar sind – Untersuchungen der Netztopologie und der Netzdimensionierung erfolgen.

55 Unter Netzverträglichkeit versteht man den Tatbestand, dass ein neu anzuschließender Erzeuger oder Verbraucher mit seinen Lastdaten zu keinen unzulässigen Netzzuständen führt.

sehr aufwendige, probabilistische Zuverlässigkeitsrechnung (s. Kap. 5.1.3).

### **5.3.2 Wirtschaftlichkeitsberechnungen**

Wo Handlungsalternativen bestehen<sup>56)</sup>, müssen mögliche technische Vorgehensweisen einer wirtschaftlichen Bewertung unterzogen werden. Die Rechenverfahren unterliegen den Vorgaben und Anforderungen der jeweiligen Unternehmen. **85**

Solange die Erlösseite unveränderlich bleibt<sup>57)</sup>, kann eine reine Kostenvergleichsrechnung durchgeführt werden. Wenn – was der Regelfall ist – die Kosten mehrerer Jahre durch die Handlungsalternativen beeinflusst werden, wird diese Berechnung mittels dynamischer Investitionsrechnung erfolgen, da in statischen Verfahren die zeitliche Struktur des Cash Flow keine Berücksichtigung findet ([10], S. 129). Die zeitliche Verteilung der Kosten hat erhebliche Auswirkungen auf das Ergebnis. **86**

Die technisch vorteilhafteste Lösung ist nicht zwangsläufig auch die wirtschaftliche Vorzugsvariante. Hier muss anschließend ein Abwägungsprozess stattfinden, der einzelfallbezogen bleibt, aber nur dann optimale Ergebnisse für den Netzbetreiber liefern kann, wenn die wirtschaftliche Bewertung genauso detailliert vorgenommen wird wie technische Untersuchungen. **87**

### **5.3.3 Netzinstandhaltungs- und Netzveränderungsregeln**

Netzinstandhaltungs- und Netzveränderungsregeln steuern im Sinne eines internen Vorschriftenwerks die operative Netzentwicklung. Sie sind Ergebnisse oft sehr detaillierter, strategischer Netzentwicklungs- und Netzdimensionierungsüberlegungen. Ihre Inhalte sollen hier nur beispielhaft wiedergegeben werden und müssen je nach Art und Umfang den individuellen Unternehmensbedürfnissen angepasst werden. Inhalte können sein: **88**

---

56 Durch die Versorgungspflicht gem. § 10 EnWG stellt sich bei erlöswirksamen Neuanschlüssen normalerweise nur die Frage, wie das Netz aufgebaut werden soll (Handlungsalternativen), und nicht, ob es überhaupt errichtet werden soll.

57 Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn Anschlussverpflichtungen (Netzerweiterung) auftreten, der Netzaufbau sich lastneutral verändert (Netzzumbau) oder aber Netzredundanzen ohne Absatzrückgang zurück gebaut werden (Netzurückbau).

- strategische Netztopologieregeln
- Regeln zur Netzauslegung
- Standardbetriebsmittel
- Regelungen zur Notwendigkeit von Netzberechnungen (s. Kap. 5.3.1) und Wirtschaftlichkeitsberechnungen (s. Kap. 5.3.2).

### 5.4 Instandhaltung elektrischer Netze

- 89 Da sich elektrische Netze langsam verändern, wird die Standardvariante der Netzentwicklung der Erhalt eines vorhandenen Betriebsmittels sein. Der Erhalt eines Betriebsmittels zielt auf die Sicherstellung seiner Funktionsfähigkeit und Personensicherheit über die gegenwärtig zu prognostizierende Nutzungsdauer. Dieser Vorgehensweise liegt ein optimierter Abgleich wirtschaftlicher und technischer Interessen zu Grunde, der sich in Gesetzen und Vorschriften, einem internen Regelwerk und Erfahrungswerten niederschlagen kann. Im Folgenden werden zunächst die zentralen Begriffe der Instandhaltung dargestellt, ehe auf die strategische Netzinstandhaltung eingegangen wird.

#### 5.4.1 Begriffe der Netzinstandhaltung

- 90 Die Begriffe der Instandhaltung sind in Deutschland durch DIN 31051 [11] verbindlich geregelt. Instandhaltung gliedert sich gem. DIN 31051 in:
- Wartung
  - Inspektion
  - Instandsetzung
  - Verbesserung.

Diese Begriffe werden in Tab. 5.2 erläutert.

Tabelle 5.2: Begriffe der Instandhaltung in der Strukturierung gem. DIN 31051 (2003)

Begriff	Bedeutung <sup>58)</sup>
Wartung	Maßnahmen zur Verzögerung des Abbaus des vorhandenen Abnutzungsvorrats
Inspektion	Maßnahmen zur Feststellung und Beurteilung des Ist-Zustandes einer Betrachtungseinheit einschließlich der Bestimmung der Ursachen der Abnutzung und dem Ableiten der notwendigen Konsequenzen für eine künftige Nutzung
Instandsetzung	Maßnahmen zur Rückführung einer Betrachtungseinheit in den funktionsfähigen Zustand, mit Ausnahme von Verbesserungen
Verbesserung	Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen sowie Maßnahmen des Managements zur Steigerung der Funktionssicherheit einer Betrachtungseinheit, ohne die von ihr geforderte Funktion zu ändern

### 5.4.2 Instandhaltungsstrategie

Ist es das Ziel der Instandhaltung von Betriebsmitteln, ihre Funktionsfähigkeit über die gegenwärtig zu prognostizierende Nutzungsdauer sicherzustellen, so zielt die Instandhaltungsstrategie darauf ab, dieses Ziel unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu erreichen. Die Instandhaltungsstrategie eines Netzbetreibers legt dabei die im Regelfall anlagen- und betriebsmittelspezifische Vorgehensweise gem. Gliederung aus Tab. 5.2 unter Berücksichtigung gesetzlicher Vorgaben fest. Die Ergebnisse dieser gem. Kap. 5.2 strategischen Festlegungen finden sich in den Netzinstandhaltungs- und Netzveränderungsregeln gem. Kap. 5.3.3 wieder.

91

### 5.5 Netzveränderung

Ist der Erhalt eines vorhandenen Netzaufbaus nicht sinnvoll, so kommt es zur Netzveränderung. Es handelt sich bei der Netzveränderung um einen Nachführungsprozess gegenüber sich verändernden Verbrauchs- oder Einspeiseanforderungen. Auch hier soll abschließend erst auf die Begriffe und dann auf die Netzveränderungsstrategie eingegangen werden.

92

58 Gem. [11].

**5.5.1 Begriffe der Netzveränderung**

93 Die Netzveränderung lässt sich aus verschiedenen Perspektiven heraus gliedern. Wesentlich erscheinen dabei einerseits die Fristigkeit der Netzveränderung, andererseits die Mengenentwicklung der Betriebsmittel. Da sich die vorliegende Darstellung gem. Kap. 5.1 auf die strategische und damit langfristige Netzentwicklung beschränkt, findet hier das zweite Gliederungskriterium Anwendung:

*Tabelle 5.3: Gliederung der Netzveränderung*

<b>Netzveränderung</b>	<b>Bedeutung</b>	<b>Beispiele</b>
Netzausbau	Erweiterung der Leistungsfähigkeit des bestehenden Netzes (z.B. durch Topologieerweiterung, größere Dimensionierung etc.)	Konzepte zur Erhöhung der Versorgungssicherheit (z.B. Festlegung der Abfolge schaltbarer und nicht schaltbarer Stationen), Erhöhung der Einspeisung aus regenerativen Energien
Netzumbau	Austausch von Anlagen oder Betriebsmitteln, die im Netz keine Verwendung mehr finden sollen, ohne dass die Erhöhung oder Minderung der Leistungsfähigkeit das Ziel ist	Bereinigung von Spannungsebenen (z.B. Ablösung 220 kV, 60 kV, 15 kV, 950 V), Ersatz von Freileitungen durch Kabel
Netzurückbau	Reduzierung der Leistungsfähigkeit elektrischer Netze (z.B. durch Vereinfachung in der Topologie)	Rückbau oder Stilllegung bestehender Leitungen, Reduzierung der Transformatorleistung

**5.5.2 Veränderungsstrategie**

94 Entsprechend der Instandhaltungsstrategie benötigt die operative Netzentwicklung auch die Festlegung einer Veränderungsstrategie, die den jeweiligen Zielvorstellungen des Netzbetreibers entspricht. Auch hier sind Art und Umfang der strategischen Festlegungen netzbetreiberspezifisch. Beispiele sind in Tab. 5.3 dargestellt.



## Literatur

- [1] *Müller, Leonhard*: Handbuch der Elektrizitätswirtschaft. Springer-Verlag, 2. Auflage, Berlin 2001
- [2] VDN-Jahresbericht 2002. Berlin 2003
- [3] *Herold, Gerhard*: Elektrische Energieversorgung I. J. Schlembach Fachverlag, Weil der Stadt 2002
- [4] *Kaufmann, Wolfgang*: Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme. VWEW Energieverlag GmbH, 1. Ausgabe, Frankfurt am Main 1995
- [5] *Flosdorff, René; Hilgarth, Günther*: Elektrische Energieverteilung. BG Teubner Verlag, 6. Auflage, Stuttgart 1994
- [6] *DIN EN 50160 (1999)*: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen.
- [7] *Nagel, Helmut*: Systematische Netzplanung. VWEW Energieverlag GmbH, Frankfurt am Main 1994
- [8] *Böcker, Helmut; Kaufmann, Wolfgang*: Optimierung des Aufwandes für die Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in der Netzplanung zum Nutzen des Abnehmers. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 74 (1975), Heft 8, S. 215-220
- [9] *Diedrichs, Volker*: Bestimmung von Bilanz und Übertragungskapazität regionaler 110 kV-Verteilungsnetze bei Windenergienutzung. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 99 (2000), Heft 10, S. 43-50
- [10] *Bank, Matthias; Gerke, Wolfgang*: Finanzierung, Grundlagen für die Investitions- und Finanzierungsentscheidung in Unternehmen. Verlag W. Kohlhammer, Stuttgart 2003
- [11] *DIN 31051*: Grundlagen der Instandhaltung. Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin 2003
- [12] *Kröhnert, Steffen; van Olst, Nienke; Klingholz, Reiner*: Deutschland 2020 – Die demografische Zukunft der Nation. Berlin-Institut für Weltbevölkerung und globale Entwicklung, Berlin 2004

- [13] *vom Felde, Ulrich*: Neuartige Strategie für den Aufbau von Mittelspannungsnetzen im ländlichen Raum unter Berücksichtigung technischer Mindestanforderungen. Diplomarbeit TU Clausthal, Institut für Elektrische Energietechnik, Clausthal 2003
- [14] *Haubrich, Hans-Jürgen (Hg.)*: Zuverlässigkeitsberechnung von Verteilnetzen: Grundlagen – Verfahren – Anwendungen. Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Verlag der Augustinus Buchhandlung, Aachen 1996

# Netzanbindung von Offshore-Windenergieparks

Bernd R. Oswald

*Die mit dem Betrieb großer Offshore-WEA verbundenen Probleme für den Netzausbau und den Netzbetrieb werden aufgezeigt und Lösungsmöglichkeiten angegeben. Dabei wird auf die Grenzen und Möglichkeiten der Drehstrom- und Gleichstromübertragung sowie der Energiespeicherung und Maßnahmen zur Blindleistungsbereitstellung und Wahrung der Netzstabilität eingegangen.*

## Inhaltsübersicht

	Rn.		Rn.		
1	Probleme der Netzanbindung und Netzintegration	1–2	5	Drehstrom- oder Gleichstromkabel?	20–30
2	Ehrgeiziger Pläne – Herausforderung für die Ingenieure	3–11	6	Erforderlicher Netzausbau	31–37
3	Die Windleistung ändert sich mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit	12–14	7	Blindleistungsbereitstellung	38–39
4	Asynchrongenerator oder Synchrongenerator?	15–19	8	Zuverlässigkeit und Stabilität müssen gewahrt bleiben	40–45
			9	Was können Speicher leisten?	46–47

## 1 Probleme der Netzanbindung und Netzintegration

Zur Netzanbindung der Offshore-Windenergieparks gehören **1**

- die interne Verkabelung der einzelnen Generatoren und deren Anbindung an die Offshore-Umspannstationen,
- die Verbindung zum Festland mit einer Entscheidung für eine Gleichstrom- oder Drehstromübertragung und schließlich

- die Weiterführung der Leistungsübertragung auf dem Festland zum Netzverknüpfungspunkt und weiter in die Verbraucherschwerpunkte.

Hierfür und zur Vermeidung von Netzengpässen werden erhebliche Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen erforderlich (s. Abbildung 1.1).



Abb. 1.1: Probleme der Netzanbindung und Netzintegration

- Die Beherrschung der fluktuierenden Gigawatt-Windleistung setzt eine zuverlässige Kurzzeitprognose der Windleistung und die Einbindung der Windenergieanlagen (WEA) in die Frequenz-Wirkleistungsregelung und in die Spannungs-Blindleistungsregelung des Netzes voraus. Die Regelfähigkeit und Wirtschaftlichkeit der konventionellen Kraftwerke im Teillastbereich ist zu verbessern. Da große Speicher mit ausreichendem Speichervolumen und hoher Dynamik nicht zur Verfügung stehen werden, ist ein besonderes Erzeuger- und Engpassmanagement erforderlich. Dabei können auch neuartige Netzbetriebsmittel (FACTS: Flexible Alternative Current Transmission Systems) eine Rolle spielen. Im Folgenden wird auf einzelne Aspekte der Problematik näher eingegangen.

## 2 Ehrgeizige Pläne – Herausforderung für die Ingenieure

Ende 2004 waren in Deutschland rund 16.000 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von etwa 16.000 MW (16 GW) noch ausschließlich im Binnenland (Onshore) installiert. Mit rund 31 TWh lag der Anteil der Windenergie am gesamten Stromaufkommen (ca. 500 TWh) bei etwa 6%. Die mittlere Volllastbenutzungsdauer aller WEA betrug damit in 2004 knapp 2.000 Stunden. Oder anders ausgedrückt: Weniger als ein Viertel der installierten Leistung wurde über das Jahr gerechnet in Anspruch genommen. 3

Im Binnenland ist bereits jetzt mehr als die Hälfte des ausgewiesenen Flächenpotenzials genutzt, wenn man von einem spezifischen Flächenbedarf von 7 ha/MW ausgeht. Bei vollständiger Ausschöpfung des Restpotenzials und des Repowering-Potenzials von etwa 7 GW, das aus der Erneuerung von Altanlagen durch höhere (bis 120 m Nabenhöhe) und größere Anlagen (bis 2,5 MW) erwächst, würde sich die installierte Leistung allein im Binnenland auf etwa 37 GW erhöhen. Die Errichtung neuer Anlagen stößt aber zunehmend auf Ablehnung bei der Bevölkerung, zumal sie auch mit Netzausbaumaßnahmen verbunden ist. Die gegenwärtigen emotional geführten Diskussionen um den Neubau einer 60 km langen 380-kV-Leitung im Raum Diepholz lassen die zukünftigen Schwierigkeiten mit langfristigen Genehmigungsverfahren schon erahnen. 4

Die großen Hoffnungen der Windkraftbranche für einen weiteren kräftigen Ausbau der Windenergie ruhen deshalb nicht zuletzt auf dem Offshore-Bereich, der ein deutlich höheres Windangebot aufweist. Man rechnet mit mittleren Windgeschwindigkeiten von 8 bis 9 m/s und 4.000 Volllastbenutzungstunden pro Jahr. 5

Die derzeitigen Prognosen für Deutschland gehen von 53 GW installierter Windleistung im Jahr 2020 aus, wovon 20 GW auf den Offshore-Bereich entfallen sollen. Für 2010 rechnet man immerhin schon mit einem Offshore-Anteil von 6 GW bei einer Steigerung des Onshore-Anteils auf 24,5 GW. 6

Zurzeit existieren für die Nordsee 26 Projekte über insgesamt 37 GW und für die Ostsee 8 Projekte über insgesamt 4,5 GW. Das Potenzial 7

der Nordsee wird mit 58 GW, die sich auf etwa 11.000 Anlagen verteilen, veranschlagt. Die Größenordnung der geplanten Windparks reicht von 125 bis 10.000 MW (Projekt „Forseti“ von Prokon Nord). Die Küstenentfernung der Windparks im AWZ-Bereich (AWZ: ausschließliche Wirtschaftszone) liegt zwischen 15 und 100 km (in einigen Fällen auch über 100 km). Die für den Tourismus bedeutsame Sichtbarkeitsgrenze beträgt etwa 25 km. Die Wassertiefen an den Standorten variieren zwischen 5 und 40 m. Die Jahrhundertwelle der Nordsee wird mit 21 m angegeben. Die Abstände zwischen den Einzelanlagen eines Offshore-Windparks werden zwischen 500 und 800 m betragen. Dementsprechend groß wird damit der Flächenbedarf eines solchen Windparks. Für einen 500 MW Windpark rechnet man mit einer Fläche von 50 km<sup>2</sup>.

- 8 Ende 2004 waren von den Projekten im AWZ-Bereich der Nordsee die Windparks Borkum West (max. 1.040 MW), Butendiek (240 MW), Borkum Riffgrund (650 MW), Borkum Riffgrund West (1.603 MW), Nordsee Ost (850 MW) und Amrumbank West (400 MW) genehmigt.
- 9 Bisher gibt es nur Erfahrungen mit kleineren Offshore-Windparks in geringer Wassertiefe und in Küstennähe. In 2002 wurden 14 km vor der dänischen Nordseewestküste der derzeit größte Offshore-Windpark „Horns Rev“ mit 80 mal 2 MW = 160 MW in Betrieb genommen. Im 2003 errichteten Offshore-Windpark Arklow Bank, mit 25,2 MW in der Pilotphase (10 km vor der Ostküste Irlands), wurden erstmals Generatoren mit einer Leistung von 3,6 MW eingesetzt.
- 10 Aufgrund der hohen Investitionskosten wird die untere wirtschaftliche Leistungsgrenze der Generatoren bei 5 MW gesehen. Inzwischen haben Enercon mit der E-112 im Wybelsumer Polder bei Emden (4,5 MW), Repower Systems mit der 5M (5 MW) bei Brunsbüttel und Multibrid mit der M5000 (5 MW) in Bremerhaven Prototypen der 5-MW-Klasse in Küstennähe errichtet. In 2007 wird mit der Aufstellung der ersten 5M für den Windpark Borkum West gerechnet (s. Abbildung 2.1). Bis dahin müssen sich die Prototypen im Probebetrieb bewährt haben.



Abb. 2.1: Dimensionen der Offshore-Windparks am Beispiel Borkum-West

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die ehrgeizigen Pläne für die Nutzung der Windenergie im Offshore-Bereich, mit Wassertiefen von 30 m und mehr und Küstenentfernungen bis 100 km und mehr mit 5-MW-Anlagen, deren Gondelgewicht über 300 t beträgt, eine enorme technische Herausforderung darstellt und deshalb auch Risiken in sich birgt, die zu Verzögerungen oder zu Rückschlägen führen können. Dementsprechend zurückhaltend geben sich potenzielle Finanzgeber und Versicherungen. Hinzu kommt, dass für den Netzananschluss und den Netzausbau zur Leistungsabführung in die Verbraucherschwerpunkte rechtzeitig Kabeltrassen und Leitungen zur Verfügung stehen müssen. Auch hier ist mit erheblichem Widerstand der betroffenen Kommunen und der Bevölkerung zu rechnen, der zu langwierigen Genehmigungsverfahren führen kann.

11

### 3 Die Windleistung ändert sich mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit

- 12 Die Leistung des Windes (das Winddargebot) ist der von den Rotorblättern überstrichenen Fläche  $A$  sowie der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit  $v$  proportional:

$$P_W = \frac{1}{2} v^2 \rho A v = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (1)$$

Für eine hohe Energieausbeute sind deshalb Anlagen mit großem Rotordurchmesser an Standorten mit hoher Windgeschwindigkeit erforderlich. Da die Windgeschwindigkeit mit der Höhe von der Erdoberfläche zunimmt, strebt man außerdem hohe Türme an. Das folgende Zahlenbeispiel verdeutlicht den Einfluss der Windgeschwindigkeit auf die Leistung. Bei  $v = 6 \text{ m/s}$  und einem Rotordurchmesser von  $100 \text{ m}$  beträgt die Windleistung  $P_W$  etwa  $1 \text{ MW}$ , während sie bei doppelter Windgeschwindigkeit bereits auf  $8 \text{ MW}$  ansteigt (für die temperatur- und druckabhängige Dichte der Luft rechnet man mit  $\rho = 1,22 \text{ kg/m}^3$ ).

- 13 Die mechanische Leistung an der Welle einer WEA hängt von der Abbremsung des Windes, also vom Verhältnis der Windgeschwindigkeiten  $v_1$  und  $v_2$  vor und hinter den Rotorblättern, ab und ergibt sich unter idealen Strömungsbedingungen aus der Beziehung:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 \frac{1}{2} \left[ 1 + \frac{v_2}{v_1} \right] \left[ 1 - \frac{v_2^2}{v_1^2} \right] = P_w c_p \quad (2)$$

Der Faktor  $c_p$  in Gleichung (2) ist der Leistungs- oder Betz-Faktor<sup>1</sup>. Er drückt den aerodynamischen Wirkungsgrad aus. Aus einer Extremwertbetrachtung erhält man für den theoretisch höchsten Wirkungsgrad einer WEA:

$$c_{p\max} = \frac{16}{27} \approx 0,59 \quad (3)$$

und damit als theoretisch höchste erzielbare Leistung:

1 nach dem Physiker A. Betz (1885–1968)



$$P_{m \max} = \frac{1}{2} \rho A v^3 c_{p \max} = \frac{8}{27} \rho \pi R^2 v^3 \tag{4}$$

Für eine Anlage mit 100 m Rotordurchmesser ergibt sich bei  $v = 6 \text{ m/s}$  eine maximale Leistung von  $P_{m \max} = 613 \text{ kW}$  und bei  $v = 12 \text{ m/s}$  von etwa 5 MW.

Bei der Ermittlung des jährlichen Energiegewinns muss man den stochastischen Charakter der Windgeschwindigkeit berücksichtigen. Zur Beschreibung der relativen Häufigkeit der Windgeschwindigkeit eignet sich eine Weibull-Verteilung mit den standortabhängigen Parametern  $a$  und  $c$ :

14

$$f(v) = \frac{c}{a} \left[ \frac{v}{a} \right]^{c-1} e^{-\left(\frac{v}{a}\right)^c} \tag{5}$$

Führt man die relative Häufigkeit in das Leistungsintegral ein, so erhält man für die jährliche Energie ( $T_a = 8.760 \text{ h}$ ):

$$W_a = \int_0^{T_a} P_w c_p dt = T_a \int_{v_{\min}}^{v_{\max}} \frac{dt}{T_a} P_w c_p dv = T_a \int_{v_{\min}}^{v_{\max}} f(v) P_w(v) c_p dv = T_m \cdot P_r \tag{6}$$

Die Volllastbenutzungsdauer  $T_m$  gibt an, wie viel Stunden im Jahr die WEA mit ihrer Nennleistung  $P_r$  betrieben werden müsste, um die Jahresenergie zu liefern. Sie beträgt etwa 2.000 h im Binnenland, 3.000 h an der Küste und 4.000 h im Offshore-Bereich.

Der Leistungsbeiwert ist eine Funktion der Schnelllaufzahl:

$$\lambda = u/v = 2\pi R n/v \tag{7}$$

und des Rotoranstellwinkels  $\beta$ . Für Dreiflügler kann diese Abhängigkeit durch folgende Beziehung beschrieben werden (s. Abbildung 3.1).

$$c_p = f(\lambda, \beta) = \frac{1}{2} \left[ \frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right] e^{-\frac{21}{\lambda_i}} \text{ mit } \frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \tag{8}$$

Setzt man den Ausdruck  $c_p$  für den üblichen Winkel  $\beta = 0$  in die Gl. (2) ein, so erhält man folgenden Verlauf für die mechanische Leistung als Funktion von der Windgeschwindigkeit und der Drehzahl  $n$ :

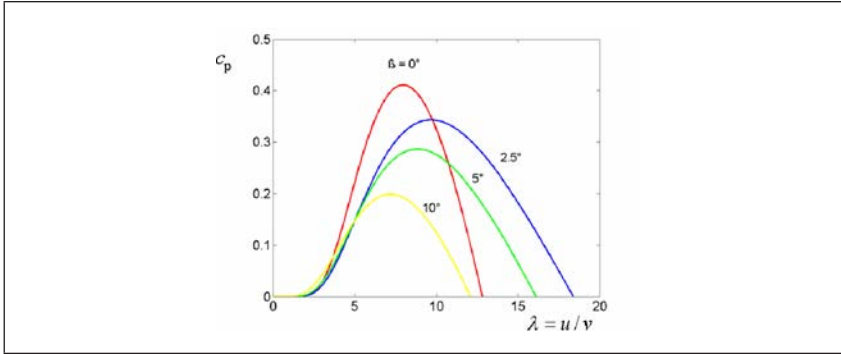


Abb. 3.1: Leistungsbeiwert als Funktion von der Schnelllaufzahl

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A \left( \frac{v}{n} \right)^3 \left[ \frac{c_1}{2\pi R} \frac{v}{n} - c_2 \right] e^{-\frac{c_3 v}{2\pi R n} \cdot n^3} = f(n, v) \tag{9}$$

Bei Betrieb mit maximalem Wirkungsgrad, d.h.  $c_p = c_{pmax}$  ist die zugehörige Schnelllaufzahl  $\lambda = \lambda_{cpmax} = 2\pi n/v$  konstant. Das bedeutet, dass zur Einhaltung des maximalen Wirkungsgrades bei veränderlicher Windgeschwindigkeit die Drehzahl der WEA der Windgeschwindigkeit nachgeführt werden muss.

Mit  $v/n = 2\pi/\lambda_{cpmax} = \text{konstant}$  erhält man für die maximale mechanische Leistung in Abhängigkeit von der Drehzahl und der Windgeschwindigkeiten die Beziehung:

$$p_{mmax} = \frac{1}{2} \rho A c_{pmax} \left( \frac{2\pi R}{\lambda_{max}} \right)^3 n^3 \sim n^3 \tag{10}$$

## 4 Asynchrongenerator oder Synchrongenerator?

- 15 Die WEA im Offshore-Bereich müssen aus wirtschaftlichen Gründen einen drehzahlvariablen, windgeführten Betrieb ermöglichen. Die ideale drehzahlabhängige Generatorkennlinie in Abbildung 4.1 verläuft durch die Maxima der Windkennlinien. Sie entspricht der Gleichung 10, weist also eine kubische Drehzahlabhängigkeit auf.

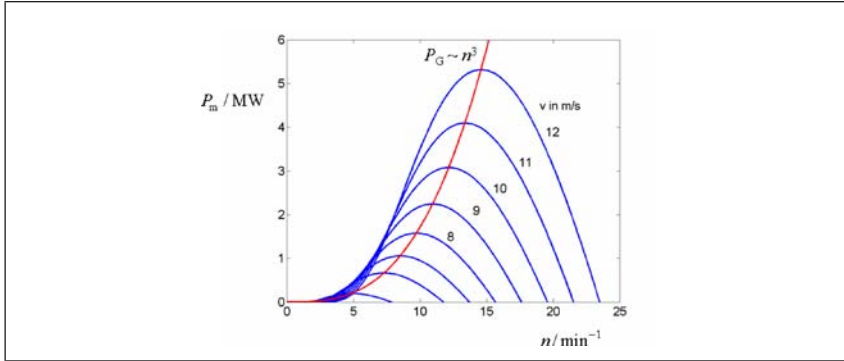


Abb. 4.1: Ideale Generatorkennlinie

Als Generatoren für einen drehzahlvariablen Betrieb kommen in der Megawattklasse nur Synchrongeneratoren mit einem Frequenzumrichter im Ständerkreis (Ankerkreis) oder Asynchrongeneratoren mit Läufer speisung über einen Frequenzumrichter (sog. doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren) in Frage. Beide Ausführungen konkurrieren miteinander (s. Abbildung 4.2).

16

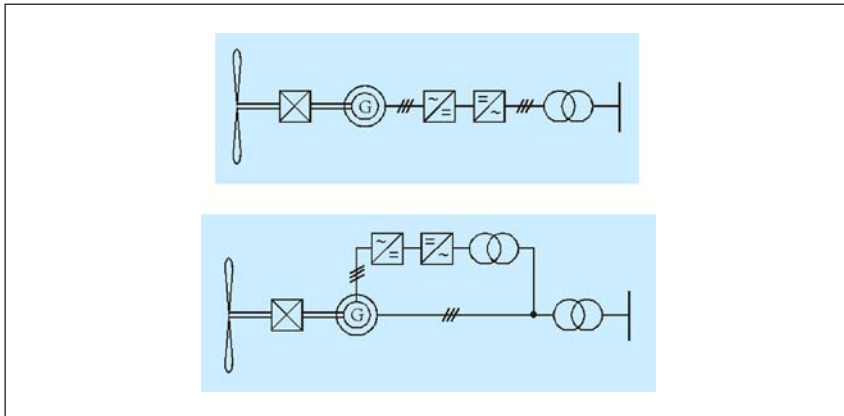


Abb. 4.2: Synchrongenerator mit Vollumrichter (oben) und doppelt gespeiste Asynchronmaschine (unten)

Asynchrongeneratoren (6-polig mit Getriebe) mit Läufer speisung ermöglichen je nach Auslegung des Umrichters einen Drehzahlstellbereich von  $\pm 30\%$ , der im Allgemeinen ausreicht. Die Wirk- und Blindleistung können unabhängig voneinander über den Umrichter eingestellt werden. Von Vorteil ist, dass die Umrichterleistung nur für

17

die Schlupfleistung, die dem Drehzahlstellbereich entspricht, ausgelegt werden muss, wodurch auch eine geringere Oberschwingungsbelastung entsteht.

- 18** Beim Synchrongenerator mit einem Frequenzumrichter im Ankerkreis ist dagegen der Umrichter für die gesamte abgegebene Leistung auszulegen und deshalb auch entsprechend teurer. Dafür erkaufte man sich aber auch einige Vorteile. So könnte der Netztransformator bei entsprechend hoher Ausgangsspannung des Wechselrichters entfallen und es besteht die Möglichkeit einer Gleichstromverbindung auf Mittelspannungsebene (z. B. 20 kV) einzelner Generatoren untereinander. Die Freizügigkeit des Frequenzbereiches auf der Generatorseite ermöglicht prinzipiell auch eine getriebelose Ausführung und die Ausführung des Generators mit Permanenterregung. Beide Ausführungsvarianten kommen zwar den Anforderungen an hohe Verfügbarkeit unter den rauen Bedingungen der Offshore-Umgebung entgegen, allerdings werden Generatoren mit niedriger Drehzahl auch schwerer, da die Bemessungsleistung neben dem Läufervolumen auch direkt der Drehzahl proportional ist.
- 19** Die Abbildungen 4.3 bis 4.5 zeigen die bereits erwähnten Prototypen Enercon E-112, REpower systems 5M und Multibrid M5000 mit ihren wichtigsten Daten.



Abb. 4.3: ENERCON E-112 in Egel bei Magdeburg (2002)



Abb. 4.4: MULTIBRID M5000 in Bremerhaven (2004)



Abb. 4.5: REpower 5M in Brunsbüttel (2004)

## 5 Drehstrom- oder Gleichstromkabel?

- 20 Die Netzanbindung größerer Offshore-Windparks erfolgt über zwei Spannungsebenen in das Höchstspannungsnetz. Die der Küste am nächsten liegenden Netzanschlusspunkte sind Brunsbüttel, Bremerhaven, Leer (400 kV) und Wilhelmshaven (220 kV), sämtlich im E.ON-Netz gelegen.
- 21 Die einzelnen WEA werden in sog. Cluster zu je 8 bis 10 Anlagen mit 40 bis 50 MW Leistung unterteilt. Die Anlagen eines Clusters kann man in Form einer Stichleitung oder einer Ringleitung untereinander und mit der Offshore-Umspannstation verbinden (s. Abbildung 5.1). Die maximale Kabellänge zwischen zwei WEA liegt bei 1.000 m. Für diese Entfernungen reicht die Übertragungskapazität von dreiadrigen 36-kV-Drehstromkabeln aus. Ringleitungen besitzen eine einfache Redundanz und haben geringere Verluste. Aus Kostengründen wird man aber auf Redundanz beim Anschluss eines Clusters verzichten.

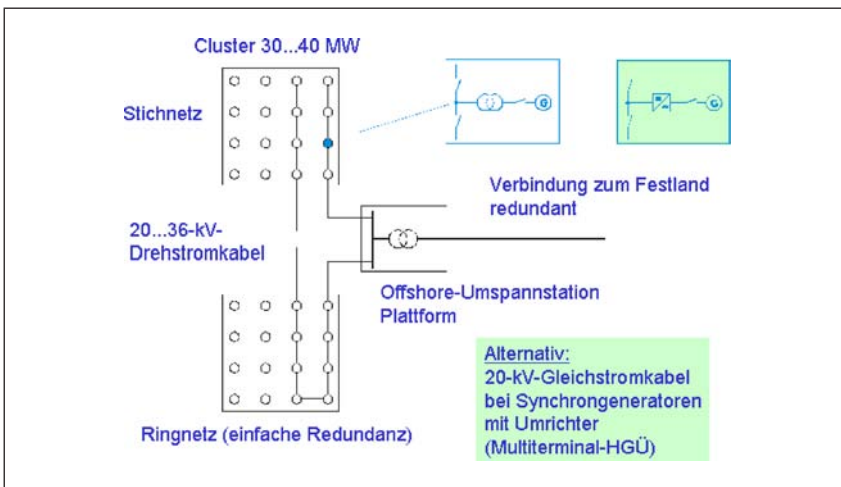


Abb. 5.1: Interne Verbindung der WEA

- 22 Die Offshore-Umspannstation wird auf einer Plattform errichtet (s. Abbildung 5.2). Auf ihr werden die Transformatoren für die Hochspannungsübertragung zum Festland untergebracht. Neben den Transformatoren befinden sich auf der Plattform auch Kompensationsanlagen und in einer zweiten Ebene die Schaltanlagen in der

bewährten gekapselten SF<sub>6</sub>-Technik (SF<sub>6</sub>: Schwefelhexafluorid) sowie Komponenten zur Schutz- und Leittechnik und zur Notstromversorgung u.a. Man rechnet mit einem Platzbedarf von 200 bis etwa 250 m<sup>2</sup> pro 100 MVA Leistung. Alstom gibt für eine Leistung von 2 mal 500 MW die Abmessungen der Plattform mit 50 mal 50 m bei einer Höhe von 35 m über zwei Ebenen an. Die Plattform wird an Land in Pontonbauweise vorgefertigt, an ihren Standort geschleppt und auf das Fundament gehoben. Man rechnet mit einem Kostenmehraufwand von 40 bis 50% gegenüber einer Landstation gleicher Leistung.

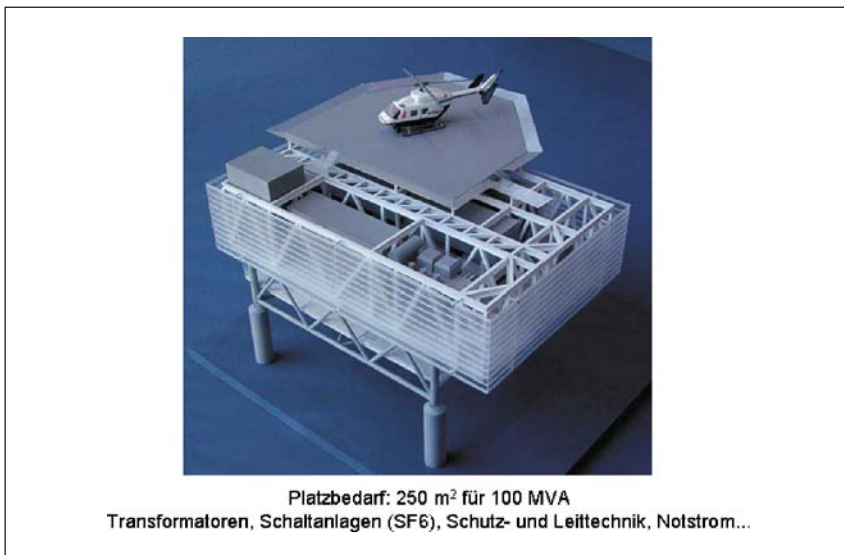


Abb. 5.2: Designstudie Offshore-Plattform

Synchronmaschinen mit Frequenzumrichter im Ständerkreis können prinzipiell auch auf der Gleichspannungsseite durch Gleichspannungskabel miteinander verbunden werden. Die Gleichstromverbindungen könnten auf einer Offshore-Plattform, auf der sich der Wechselrichter befindet, zusammengeführt werden, oder sogar bis zum Festland geführt werden. Es ist auch denkbar, die Leistung mittels Gleichstromkabel bis an Lastschwerpunkte heranzuführen. Eine interne Gleichstromverkabelung erscheint jedoch aus heutiger Sicht zu aufwendig und der robusten Drehstromtechnik noch nicht gewachsen.

23



Abb. 5.3: Daten eines 145-kV-Drehstromkabels

- 24 Für die Verbindung zum Festland kommen im unteren Leistungsbereich Hochspannungs-Drehstromkabel-Übertragungen (HDÜ) und im oberen Leistungsbereich Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen (HGÜ) in Betracht. Bis zu einer Entfernung von 100 bis maximal 120 km wird man der konventionellen Drehstromkabelverbindung den Vorzug geben. Sie ist einfach und hat aufgrund ihrer passiven Komponenten eine hohe Zuverlässigkeit bei relativ geringen Kosten. Dreileiterkabel, bei denen sich die drei Leiter des Drehstromsystems im Dreieck angeordnet unter einem gemeinsamen Mantel befinden

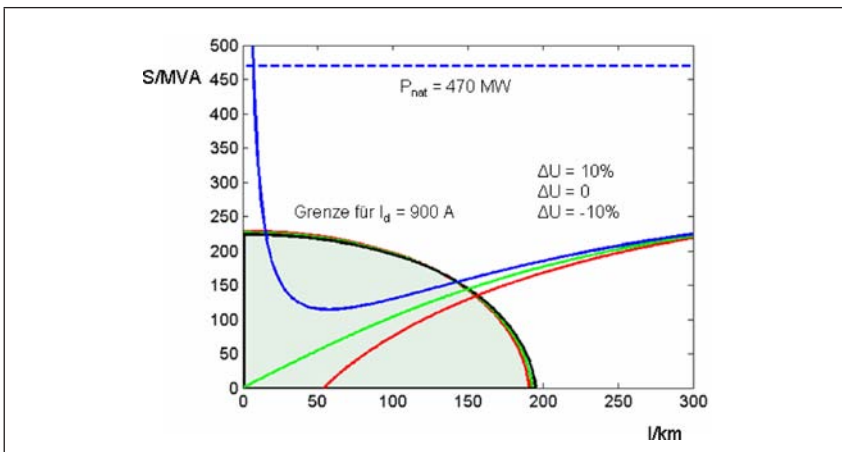


Abb. 5.4: Übertragungsfähigkeit eines 145-kV-Drehstromkabels mit  $\cos \varphi = 1$  ohne Kompensation



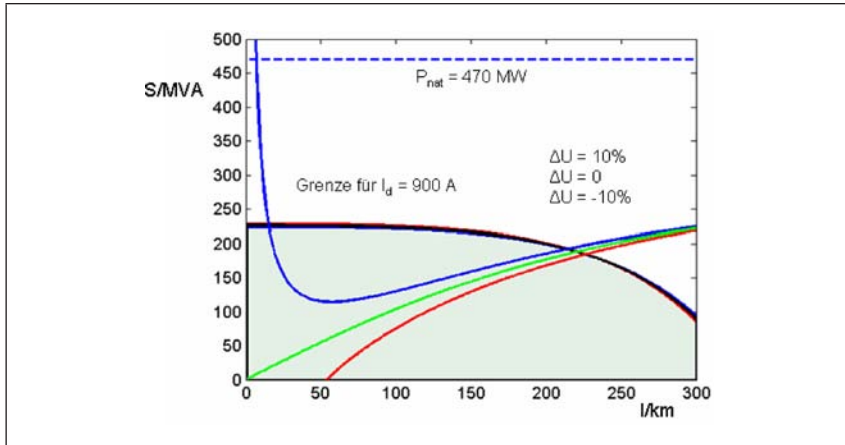


Abb. 5.5: Übertragungsfähigkeit eines 145-kV-Drehstromkabels mit  $\cos \varphi = 1$  mit Kompensation  $k = 0,5$

den, werden derzeit als Kunststoffkabel mit VPE-Isolierung (VPE: vernetztes Polyethylen) bis zu einer Spannung von 145 kV mit maximalen Querschnitten von 630 mm<sup>2</sup> gefertigt (s. Abbildung 5.3). Die Übertragungskapazität eines solchen Kabels ist auf etwa 150 MVA und 150 km begrenzt (s. Abbildung 5.4). Durch Kompensation lassen sich die übertragbare Leistung auf etwa 200 MVA und die Reichweite auf 200 km steigern (s. Abbildung 5.5). Höhere Leistungen lassen

Spannung	max. Länge	Ü-Leistung	Bauart
132 kV	150 km	200 MW	three core
150 kV	175 km	200 MW	
230 kV	250 km	200 MW	
400 kV	200 km	900 MW	single-core

Quelle: Nexans Norway AS

Abb. 5.6: Übertragbare Leistung von Drehstromseekabeln

sich mit Einleiterkabeln, die mit größeren Querschnitten und für höhere Spannungen (derzeit bis 400 kV) gefertigt werden können, übertragen (s. Abbildung 5.6). Die Einleiterkabel werden in einem Abstand von etwa einem Meter nebeneinander verlegt, beanspruchen somit eine breitere Trasse und der Aufwand für die Verlegung ist erheblich größer. Die Mehrkosten für VPE-Seekabel gegenüber Landkabeln werden mit etwa 30 bis 40% veranschlagt.

- 25 Bei Ausreizung der Übertragungsfähigkeit der konventionellen Drehstromkabel bietet sich eine Hochspannungs-Gleichstrom-Kabelverbindung (HGÜ) an. Die klassische HGÜ mit Gleichstromzwischenkreis hat sich als Seekabelverbindung und auch asynchrone Netzkupplung sowie als Fernübertragung mit Freileitungen bewährt und befindet sich mehrfach im Einsatz. Das Baltic-Cable, das die Netze Deutschlands und Schwedens verbindet, kann beispielsweise bei 450-kV-Gleichspannung 600 MW bei einer Länge von 260 km übertragen.
- 26 Bei höheren Investitionskosten bestehen die Vorteile der HGÜ darin, dass beim Gleichstromkabel kein Ladestrom und kein induktiver Spannungsabfall sowie keine Stromverdrängung auftreten. Gleichstromkabel sind zwar kostengünstiger als Drehstromkabel, jedoch fallen die zusätzlichen Kosten für die Stromrichterstationen am Anfang und Ende der Übertragungsstrecke umso mehr ins Gewicht, je kürzer diese ist. Die bei der klassischen HGÜ eingesetzten Thyristoren sind netzgeführt und benötigen Blindleistung, wozu auf beiden Seiten ein relativ spannungs- und frequenzstarrs Netz und Kompensationseinrichtungen erforderlich sind. Zusätzlich müssen zur Vermeidung von Netzresonanzen noch Filterkreise für die Absaugung der von den Stromrichtern verursachten Oberschwingungen vorgesehen werden. Die Umkehr des Energieflusses erfolgt durch Umpolen der Spannung im Gleichstromkreis. Das wird insofern als Nachteil angesehen, als man deshalb nicht die heute verfügbaren umweltfreundlichen Kunststoffkabel einsetzen kann, da diese empfindlich gegenüber einem Polaritätswechsel sind.
- 27 Als Alternative zur konventionellen HGÜ-Technik wurde in den 90er Jahren die sog. SVC-HGÜ (Source Voltage Controlled HGÜ mit den Firmenbezeichnungen: HGÜ-Light oder HGÜ-Plus) entwickelt. Das Prinzip wurde von der Antriebstechnik übernommen. Im Unter-

schied zur konventionellen HGÜ-Technik, die mit netzgeführten Stromrichtern und einem Gleichstromzwischenkreis arbeitet, sind die Stromrichter selbstgeführt und über einen Gleichspannungszwischenkreis, der als Übertragungsstrecke genutzt wird, miteinander verbunden. Durch Pulsweitenmodulation können die Stromrichter aus der konstanten Gleichspannung auf beiden Seiten Wechselspannungen beliebiger Amplitude und Phasenlage bereitstellen. Damit ist eine unabhängige Wirk- und Blindleistungsregelung in jeder Richtung (sog. 4-Quadranten-Betrieb) möglich. Als wesentlicher Vorteil gegenüber der konventionellen HGÜ wird auch angesehen, dass auf der Windparkseite kein frequenz- und spannungsstarres Netz erforderlich ist und die Umkehr der Energieflussrichtung ohne Umpolung der Gleichspannung erfolgt, so dass umweltfreundliche und robuste Kunststoffkabel eingesetzt werden können. Außerdem eröffnet der Gleichspannungszwischenkreis die bereits erwähnte Möglichkeit, ein windparkinternes Gleichstromnetz in der Mittelspannungsebene (z. B. 20 kV) aufzubauen und ggf. als Gleichstromverbindung zum und auf dem Festland weiterzuführen.

Zurzeit besteht das Handicap der SVC-HGÜ-Technik darin, dass die anstelle der Thyristoren eingesetzten abschaltbaren IGBT-Halbleiter (Integrated Gate Bipolar Transistor) mit ihren Kennwerten z. Z. noch die Leistung der Stromrichter auf Werte weit unterhalb der klassischen Thyristorstromrichter begrenzen. Die im November 1999 in Gotland, Schweden in Betrieb genommene Anlage überträgt eine Leistung von 50 MW über 70 km und dient zur Anbindung eines Onshore-Windparks. Die 84 km lange Seekabelverbindung zwischen New Haven und Long Island (New York) hat eine Leistung von 330 MW bei  $\pm 150$  kV. Beim Murraylink-Projekt in Australien mit 200 MW bei  $\pm 150$  kV wird eine Landkabelverbindung über 180 km hergestellt. Die derzeitige erreichte obere Leistungsgrenze wird mit 350 MVA bei  $\pm 150$  kV angegeben. Ein aus Zuverlässigkeitsgründen erforderlicher Parallelbetrieb von Anlagen dieser Leistungsklasse verbietet sich aus Kostengründen von selbst. Hier bleibt also die Entwicklung der Halbleitertechnologie abzuwarten.

Eine Alternative zur Gleichstromübertragung könnte eine Drehstromübertragung mittels gasisolierter Rohrleiter (GIL) darstellen. Gasisolierte Rohrleiter (GIL) haben eine Reihe von Vorteilen gegenüber konventionellen Kabeln. Sie können in einpoliger Bauweise für

28

29

Übertragungsleistungen bis 3.800 MVA ausgeführt werden und ähnlich wie Gaspipelines verlegt werden. Die vorgefertigten Rohrstücke von 12 bis 18 m werden vor Ort verschweißt. Als Isoliergas wird ein unter Druck (7 bar) stehendes Gemisch aus SF<sub>6</sub> und Stickstoff verwendet, wobei der SF<sub>6</sub>-Anteil aus Umweltgründen kleiner als 20 % ist. Gasisolierte Rohrleiter haben praktisch keine dielektrischen Verluste. Durch den Leiterquerschnitt lassen sich die Stromwärmeverluste klein halten. Außerdem ist die Wärmeabfuhr durch Konvektion und Strahlung besser als bei feststoffisolierten Kabeln. Durch die relativ niedrige Dielektrizitätszahl ( $\epsilon_r \approx 1$ ) und das zwangsläufig größere Durchmesser Verhältnis haben die GIL kleinere Kapazitäten, allerdings aber auch größere Induktivitäten, so dass sich ein etwa doppelt so großer Wellenwiderstand wie beim konventionellen Einleiterkabel ergibt. GIL können mit der natürlichen Leistung betrieben werden, so dass auch für größere Übertragungsstrecken keine Blindleistungskompensation erforderlich ist. Ein GIL-System könnte etwa 10 Kabelsysteme ersetzen. Ein wesentlicher Nachteil der Variante der Netzanbindung mit GIL stellt allerdings der bereits in der Anfangsphase komplett anfallende relativ hohe Investitionsbedarf dar, während Kabel dem Leistungszuwachs des Windparks angepasst verlegt werden können.

- 30 Im Zusammenhang mit dem Netzanschluss mehrerer leistungsstarker Windparks wird auch ein eigenes Offshore-Hochspannungsnetz diskutiert. Dieses könnte Vorteile hinsichtlich der Nutzung der Übertragungsstrecken und der Redundanz bieten. Als visionär erscheint zurzeit für die Verbindung zum Festland auch der Einsatz eines supraleitenden Gleichstromkabels, dessen Übertragungsfähigkeit wesentlich höher als die der normalleitenden Kabel veranschlagt wird.

## 6 Erforderlicher Netzausbau

- 31 Da die Verbraucherschwerpunkte bis zu einigen hundert Kilometern von der Küste entfernt liegen und das bestehende Hochspannungsübertragungsnetz nicht für Transportleistungen von einigen Gigawatt über einige hundert Kilometer ausgebaut ist, sind Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen unbedingt erforderlich (s. Abbildung 6.1). Diese sind wegen der erfahrungsgemäß langwierigen Genehmigungsverfahren für Freileitungen, mit Vorlaufzeiten bis zu zehn Jah-



Abb. 6.1: Höchstspannungsnetz der Bundesrepublik Deutschland

ren, rechtzeitig in Angriff zu nehmen, wenn der Netzausbau nicht zum Nadelöhr für den Ausbau der Offshore-Windenergieparks werden soll.

Für den Netzausbau bieten sich verschiedene technische Lösungen an, die neben dem Anspruch auf angemessene Wirtschaftlichkeit auch umweltverträglich und genehmigungsfähig sein müssen. Unter Berücksichtigung der jeweiligen Situation sind folgende Aspekte und Maßnahmen in Erwägung zu ziehen:

32



Abb. 6.2: Übertragungsfähigkeit von 400-kV-Drehstromleitungen

- Drehstrom- oder Gleichstromübertragung?
- Freileitung oder Kabel oder nichtkonventionelle Übertragungssysteme?
- Leistungsflusssteuernde Maßnahmen zur Vermeidung von Netzengpässen
- erforderliche Redundanz,  $(n-1)$ -Planungskriterium
- Bereitstellung der Blindleistung in Verbrauchernähe („Blindleistungskraftwerke“)
- Frequenz- und Spannungsqualität
- Netzstabilität und Versorgungszuverlässigkeit.

33 Die Vor- und Nachteile der Drehstrom- und Gleichstromübertragung werden im Folgenden diskutiert. Das Übertragungsverhalten der Drehstromleitung ändert sich im Gegensatz zur Gleichstromleitung mit der Belastung und ist dann optimal, wenn sich die kapazitive und induktive Blindleistung vollständig kompensieren. Die in diesem Zustand übertragene Leistung ist die sog. natürliche Leistung. Bei Betrieb mit der natürlichen Leistung wird der Spannungsabfall minimal. Aus Sicht der Spannungshaltung ist deshalb ein Betrieb mit der natürlichen Leistung anzustreben. Freileitungen haben eine gute

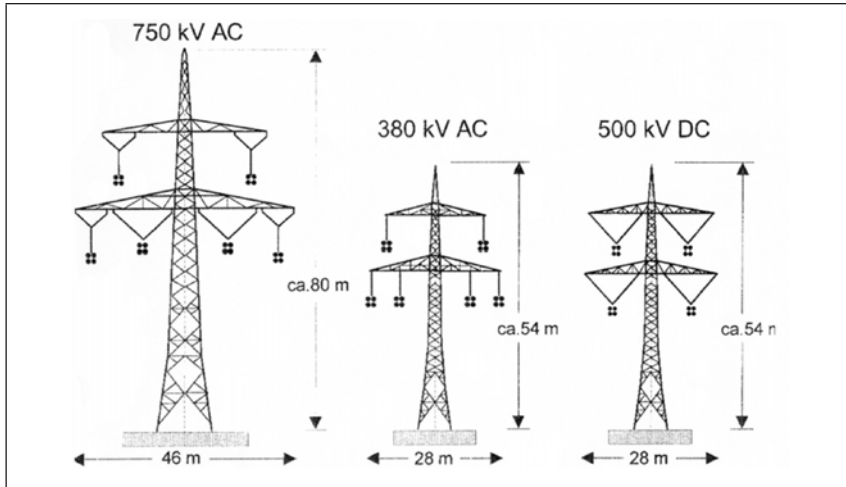


Abb. 6.3: Größenvergleich von Drehstrom- und Gleichstromleitungen

Wärmeabführung, so dass die thermische Grenzleistung etwa das Zwei- bis Dreifache der natürlichen Leistung beträgt. Bei weiterer Erhöhung der Übertragungsleistung über die natürliche Leistung hinaus wachsen auch der Spannungsabfall, die Verluste und der Spannungswinkel stark an, wodurch schließlich die Übertragungsweite

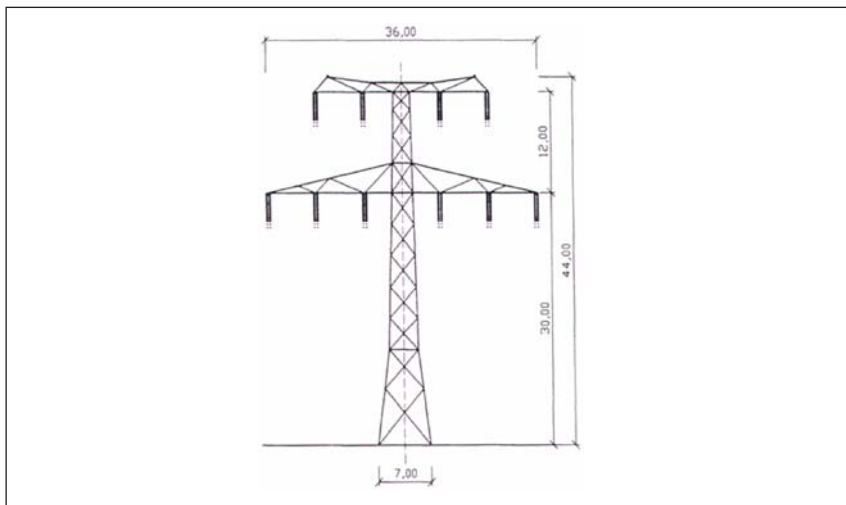


Abb. 6.4: 450-kV-Gleichstrom- und 380-kV-Drehstromdoppelleitung

und damit auch die übertragbare Leistung begrenzt werden. Auch mit Rücksicht auf eine Übertragungsreserve beim Ausfall anderer Übertragungsleitungen wird man längere Leitungen im Normalbetrieb nicht wesentlich über die natürliche Leistung hinaus belasten. Einen Eindruck von der Übertragungsfähigkeit einer 400-kV-Freileitung vermittelt Abbildung 6.2. Der Größenvergleich von Drehstrom- und Gleichstromleitungen ist in Abbildung 6.3 ersichtlich. Abbildung 6.4 zeigt die Möglichkeit der Trassennutzung für eine zusätzliche Gleichstromdoppelleitung auf dem Gestänge einer Drehstromdoppelleitung.

- 34 Dem besseren Übertragungsverhalten und der besseren Ausnutzung des Leiterquerschnittes und der Isolation der Gleichstromübertragung stehen die zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten für die Stromrichterstationen am Anfang und Ende und für Einrichtungen zur Kompensation der von den Stromrichtern benötigten Blindleistung und verursachten Oberschwingungen gegenüber. Gleichstromfreileitungen lassen sich in konventioneller Bauweise für Übertragungsleistungen von einigen Gigawatt mit Spannungen bis 750 kV ausführen. Bei gleichem Aufwand für Leitermaterial und Isolation kann eine Gleichstromfreileitung etwa die doppelte Leistung wie eine Drehstromleitung übertragen. Trotz weiterer Vorteile sind Gleichstromübertragungen erst bei größeren Übertragungsentfernungen konkurrenzfähig zu Drehstromübertragungen.

	110 kV		220 kV		380 kV	
	F	K	F	K	F	K
<b>A/mm<sup>2</sup></b>	2x265/35	1400	2x265/35	1400	4x265/35	1400
<b>P<sub>nat</sub>/MW</b>	35	350	135	1250	600	3300
<b>S<sub>th</sub>/MVA</b>	260	280	520	550	1800	925
<b>Z<sub>w</sub>/Ω</b>	355	35	300	40	240	44

Quelle Brakelmann

Abb. 6.5: Vergleich der Übertragungsfähigkeit Freileitung (F) und Drehstromkabel (K)



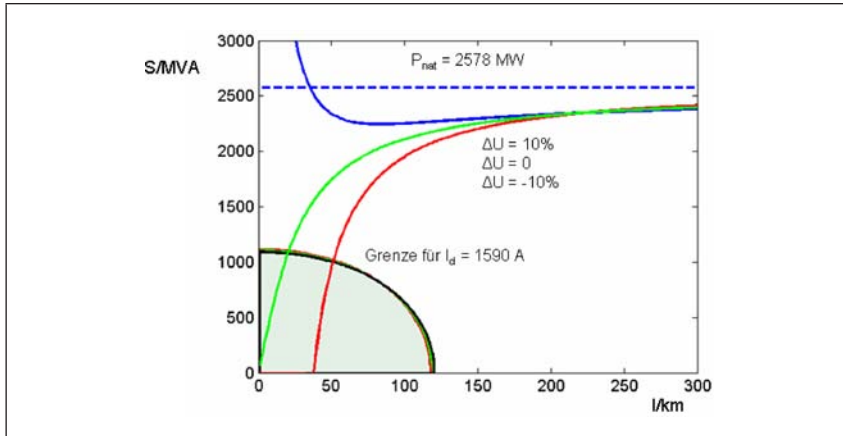


Abb. 6.6: Übertragungsfähigkeit von 400-kV-VPE-Einleiterkabeln ( $1600 \text{ mm}^2$ ), unkompensiert

Die Frage Freileitung oder Kabel gewinnt im Zusammenhang mit Schwierigkeiten bei der Genehmigung von Freileitungen an Aktualität. Unterirdische Hochspannungskabel sind durch die aufwendigen Erdarbeiten grundsätzlich um ein Vielfaches teurer als Freileitungen. Man wird deshalb aus Kostengründen immer, wenn es die Gegebenheiten zulassen, Freileitungen bevorzugen. Auch aus Sicht der thermischen Festigkeit sind Freileitungen den Kabeln deutlich überlegen. Beim Kabel muss die durch die Verluste entstehende Wärme über die Isolation und das Erdreich abgeführt werden. Kabel mit gleichem Querschnitt sind deshalb bei natürlicher Kühlung wesentlich geringer belastbar als Freileitungen und können zur Vermeidung von Schädigungen der Isolation auch nicht wie eine Freileitung überlastet werden. Sie würden somit einen Engpass im Netz darstellen.

Drehstromkabel haben allerdings aufgrund ihrer kompakten Geometrie eine deutlich höhere natürliche Leistung, als eine Freileitung gleicher Spannung (s. Abbildung 6.5). Um den optimalen natürlichen Betriebszustand nutzen zu können, ist aber eine Zwangskühlung erforderlich. Natürlich gekühlte Drehstromkabel können immer nur weit unter der natürlichen Leistung betrieben werden. Im unternatürlichen Betriebsbereich belastet der beim Kabel deutlich höhere kapazitive Strom das Kabel bereits so stark, dass ab einer relativ geringen Länge bereits keine Leistung mehr übertragen werden kann (s. Abbildung 6.6). Kompensationsmaßnahmen (s. Abbildung 6.7) und

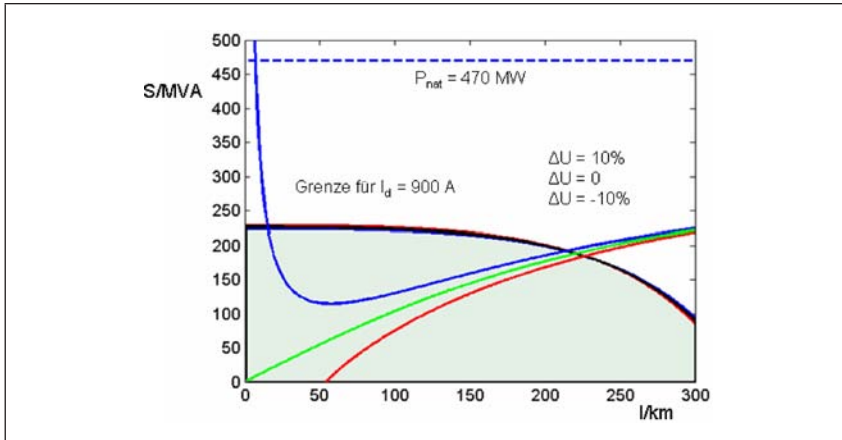


Abb. 6.7: Übertragungsfähigkeit eines 145-kV-Drehstromkabels, kompensiert

Zwangskühlung mit denen Übertragungsleistung und -weite zwar noch gesteigert werden können, bedeuten zusätzliche Investitions- und Betriebskosten. Noch höhere Investitionskosten ergeben sich von vornherein für Gleichstromkabelsysteme.

- 37 Eine Drehstromübertragung an Land ist auch mittels der bereits erwähnten gasisolierten Rohrleiter (GIL), die ohne weiteres direkt im



Abb. 6.8: Gasisolierte Rohrleiter (GIL)



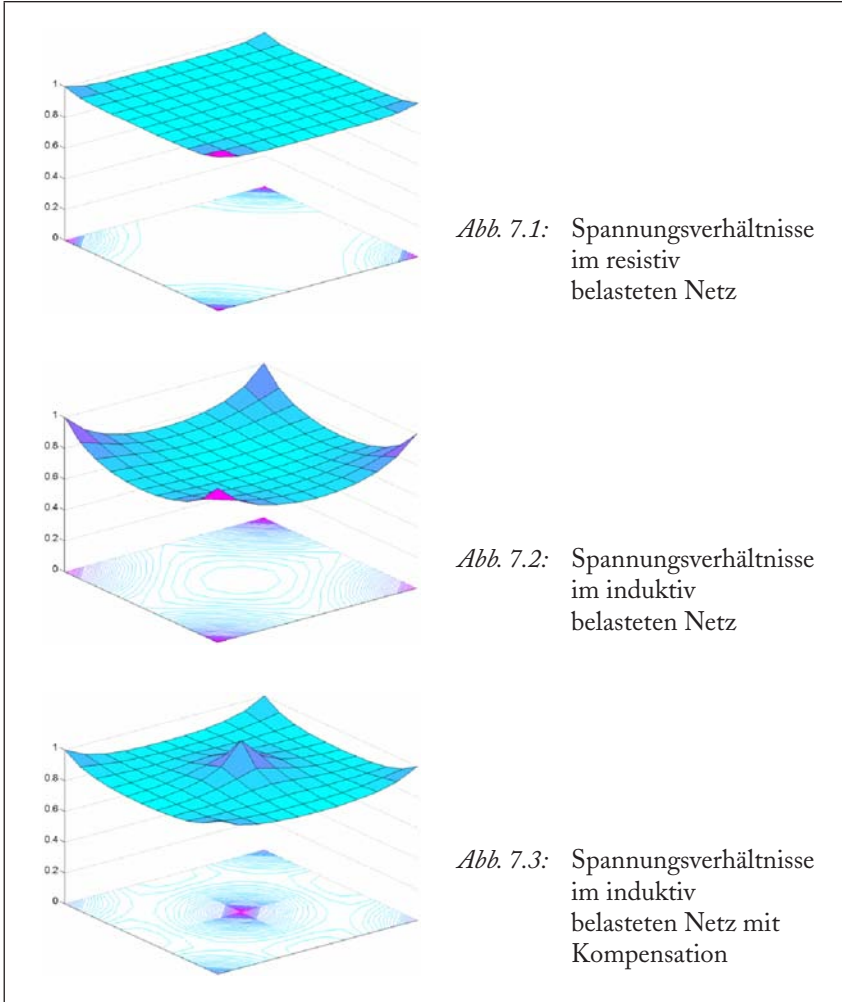
Abb. 6.9: Erdverlegung gasisolierter Rohrleiter (GIL)

Erdreich verlegt werden, denkbar (s. Abbildungen 6.8 und 6.9). Die elektrischen und thermischen Eigenschaften der GIL ähneln eher denen der Freileitung als denen des Kabels. Allerdings liegen die Investitionskosten nochmals deutlich über denen für das Kabel.

## 7 Blindleistungsbereitstellung

Das Drehstromnetz und der überwiegende Anteil der Geräte beim Abnehmer benötigen Blindleistung zum Aufbau der Magnetfelder. Blindleistung belastet die Leitungen zusätzlich und führt zu erhöhten Spannungsabfällen und Verlusten. Der Transport von Blindleistung über größere Entfernungen ist deshalb weder wirtschaftlich noch technisch überhaupt möglich. Bei Blindleistungsmangel im Netz sinkt die Spannung ab, wodurch die Abnehmer einen noch größeren Blindstrom verlangen, was schließlich zum Spannungskollaps und zum Black-out führen kann. Die Standorte der konventionellen Kraftwerke sind relativ gleichmäßig über das Netz verteilt, so dass keine größeren Wirk- und Blindleistungsflüsse über weite Entfernungen erfolgen. Wird nun Kraftwerksleistung in den Offshore-Bereich ausgelagert, so muss dennoch dafür gesorgt werden, dass die

38



Blindleistung in der Nähe des Bedarfs bereitgestellt wird, weil sonst die Spannungsverhältnisse nicht eingehalten werden können und die Netzverluste zu groß werden würden. Es werden also zusätzlich zu den Offshore-Windenergieparks „Blindleistungskraftwerke“ in Form von regelbaren Kondensatorbänken erforderlich.

- 39 Die Abbildungen 7.1 bis 7.3 sollen das Blindleistungsproblem veranschaulichen. Dargestellt ist ein ideales gleichmäßiges Quadratnetz, das in jedem Knoten (Schnittpunkt) eine Belastung und nur an den vier Ecken Einspeisungen (Kraftwerke) hat. Bestehen die Belastun-

gen nur aus Wirkleistung, so stellt sich durch den Transport der Wirkleistungen zu den Verbrauchern nur ein kleiner, durchaus zulässiger Spannungsabfall ein (s. Abbildung 7.1). Wird dagegen an den Knoten Blindleistung abgenommen wie in Abbildung 7.2, so ergeben sich unzulässig hohe Spannungsabfälle, die umso größer sind, je weiter die Verbraucher von den Einspeisepunkten entfernt sind. Um die Spannungsverhältnisse zu normalisieren, müssen Blindleistungskraftwerke aufgestellt werden. Abbildung 7.3 zeigt die Wirkung eines einzelnen Blindleistungskraftwerkes in der Mitte des Netzes, also an der Stelle an der ohne Kompensation die Spannung am schlechtesten ist. Man erkennt deutlich, dass diese Maßnahme nicht ausreicht, um die Spannungsverhältnisse im gesamten Netz zu verbessern, vielmehr müssen mehrere Blindleistungskraftwerke gleichmäßig über das Netz verteilt aufgestellt werden.

## 8 Zuverlässigkeit und Stabilität müssen gewahrt bleiben

Übertragungsnetze werden nach dem sog.  $(n-1)$ -Kriterium geplant. Dieses besagt, dass ein beliebiges der insgesamt  $n$  Betriebsmittel störungsbedingt ausfallen darf, ohne dass andere Betriebsmittel unzulässig belastet werden oder unzulässige Spannungsänderungen auftreten. Das gilt auch wenn einzelne Betriebsmittel bereits durch Wartung oder Reparatur nicht am Netz sind. Das  $(n-1)$ -Kriterium sichert so die für eine hohe Versorgungszuverlässigkeit notwendige Redundanz. Ändert sich im Laufe der Zeit der Leistungsfluss im Netz, z. B. durch Stromhandelstransite oder veränderte Kraftwerksstandorte, so könnte das Netz, obwohl es ursprünglich dafür ausgelegt wurde, seine ursprüngliche  $(n-1)$ -Sicherheit verlieren. Der Ausfall einer stark belasteten Leitung kann dann u. U. zur Überlastung weiterer bereits stark ausgelasteter Leitungen führen, wodurch ein lawinenartiger Netzzusammenbruch, wie in jüngster Vergangenheit im Ausland geschehen, eingeleitet würde. Andererseits bedeutet ein  $(n-1)$ -sicheres Netz nicht, dass es nicht doch zu Versorgungsunterbrechungen kommen kann. Die Wahrscheinlichkeit von Versorgungsunterbrechungen hängt von zufälligen Störereignissen ab, die auch mehrere Betriebsmittel gleichzeitig erfassen können. Solche Zuverlässigkeitsbetrachtungen werden mit Hilfe der Wahrscheinlichkeitsrechnung, die sich

40

Ausgeglichene momentane Wirkleistungsbilanz:

$$T \frac{d}{dt} \left( \frac{f}{f_0} \right) = \frac{P_{\text{Erzeugung}} - P_{\text{Verbrauch}}}{P_{\text{inst}}} = 0 \quad \rightarrow f = f_0$$

$$T = \frac{\sum (T_{mi} P_{ri})}{P_{\text{inst}}} \quad \text{Netzträgheitskonstante}$$

Mit wachsenden Anteil an Asynchrongeneratoren und asynchronen Synchrongeneratoren geht rotierende Masse verloren,  
**T** wird kleiner, womit der Frequenzgradient bei Störungen wächst:

$$\frac{d}{dt} \left( \frac{f}{f_0} \right)_{f=f_0} = \frac{1}{T} \frac{\Delta P}{P_{\text{inst}}}$$

Abb. 8.1: Frequenzstabilität

auf eine Störungsstatistik stützt, ebenfalls während der Netzplanung durchgeführt.

- 41 Für einen stabilen Netzbetrieb ist es erforderlich, dass momentan die Wirkleistungsbilanz und gleichzeitig die Blindleistungsbilanz der Abnehmer, Erzeuger und des Netzes ausgeglichen werden (s. Abbildungen 8.1 und 8.2). Abweichungen in der Wirkleistungsbilanz führen zu Frequenzänderungen, während Abweichungen in der Blindleistungsbilanz zu Spannungsänderungen führen. Im Normalbetrieb sind die Nennwerte der Frequenz und Spannung in engen Grenzen einzuhalten. Ausgelöst durch Störungen wie Kurzschlüsse, Lastabwurf oder der Ausfall von Generatoren kann es vorübergehend zu größeren Abweichungen von den Nennwerten kommen, die jedoch durch Regelmaßnahmen möglichst schnell wieder ausgeglichen werden müssen, damit es nicht zu einem Netzzusammenbruch kommt.
- 42 Der derzeitige Netzbetrieb konnte sich bisher auf eine relativ sichere Prognose der anfallenden Abnehmerleistung stützen. Die Regelkraftwerke hatten lediglich die zufälligen Abweichungen von dem aus der Prognose erstellten Fahrplan auszuregulieren. Die Regelung erfolgt als Primär- und Sekundärregelung in zeitlicher Abfolge. Plötzliche Laständerungen führen zunächst zur Abbremsung oder Beschleunigung der rotierenden Massen aller synchron laufenden Generatoren mit

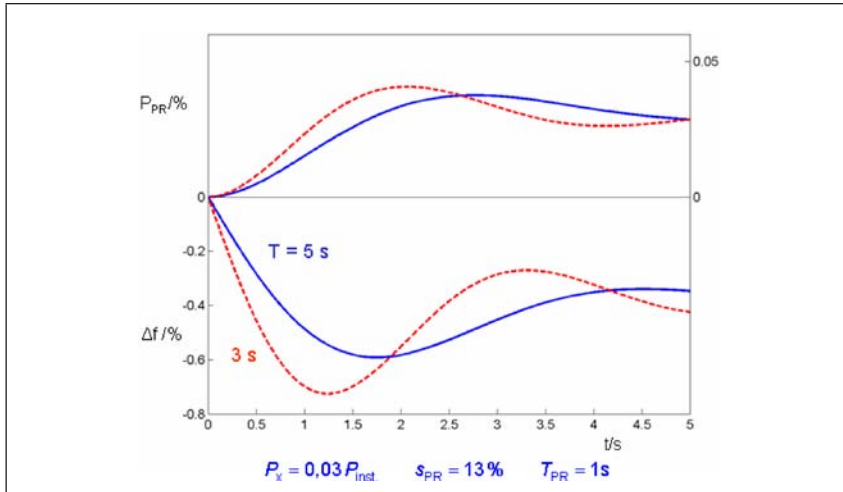


Abb. 8.2: Frequenzausgleichsvorgang mit Primärregelung

einhergehenden Frequenzänderungen bis die Primärregler durch Veränderung der Turbinenleistungen eingreifen, die Frequenzänderung aufhalten und die Frequenz in die Nähe der Sollfrequenz zurückführen. Mit wachsendem Anteil von WEA mit doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren und asynchron betriebenen Synchrongeneratoren nimmt die resultierende Schwungmasse des Netzes und damit die Trägheit des Netzes gegenüber Frequenzänderungen ab, so dass die Anforderungen an die Primärregelung steigen. Um den Frequenzänderungen wirksam und schnell entgegensteuern zu können, sind an der Primärregelung möglichst viele Kraftwerke zu beteiligen. Die erforderliche Regelleistung wird als Sekundenreserve bezeichnet und wird bei den Wärmekraftwerken durch Androsseln der Turbineneinlassventile bereitgehalten. Im Anschluss an die Primärregelung übernehmen, zentral gesteuert, die Kraftwerke mit den geringsten Brennstoffkosten vollständig die Primärregelleistung und führen die von der Primärregelung noch verbliebene Regelabweichung auf null zurück. Dieser als Sekundärregelung bezeichnete Vorgang spielt sich im Minutenbereich ab.

Solange die WEA nicht in die Primärregelung einbezogen werden, substituieren sie Sekundärleistung der konventionellen Kraftwerke. Die konventionellen Kraftwerke müssen die Schwankungen der

43

Windleistung und der Abnehmer allein ausregeln. Hierzu müssen die konventionellen Kraftwerke auch in der Lage sein. Kohle- und Kernkraftwerke haben aber einen stark eingeschränkten Teillastbereich und arbeiten zudem unter Teillast unwirtschaftlich. Bei der Erneuerung des konventionellen Kraftwerkparks wird man deshalb verstärkt auf Gasturbinenkraftwerke mit einem weiten Regelbereich setzen.

- 44 Mit einem signifikanten Anteil von Windleistung ist ein stabiler Netzbetrieb aber nur möglich, wenn die WEA an der Primärregelung und je nach Standort auch an der Spannungsregelung beteiligt werden. Im Gegensatz zu konventionellen Wärmekraftwerken lassen sich beide Regeleingriffe über die Ansteuerung der Umrichter nahezu trägheitsfrei und unabhängig voneinander realisieren. Um die erforderliche Wirkleistungsreserve vorzuhalten, dürfen die WEA dann allerdings nicht von vornherein mit maximaler Leistung gefahren werden. Durch einen zusätzlichen D-Anteil in der Wirkleistungsregelung kann ein Verhalten erzielt werden, das einer Erhöhung der Schwungmasse des Netzes gleich kommt. Neben einer schnell eingreifenden Regelung bildet eine verlässliche Prognose der Windleistung im Minutenbereich eine wesentliche Voraussetzung für einen stabilen und wirtschaftlichen Parallelbetrieb der Windkraftwerke mit den konventionellen Kraftwerken. Der Ausgleich von Prognosefehlern kann zu einer teuren Angelegenheit werden, wenn kurzzeitig Regelleistung auf dem Spotmarkt eingekauft werden muss.
- 45 Um die Anforderungen an den Netzbetrieb mit einem Anteil an Windenergie im zweistelligen Gigawattbereich zu veranschaulichen, muss man sich folgende Zahlen vor Augen halten. Das westeuropäische UCTE-Verbundnetz (UCTE: Union for the Coordination of Transmission of Electricity) mit einer installierten Leistung von etwa 513 GW verkraftet hinsichtlich der Frequenzstabilität den gleichzeitigen Ausfall von zwei Kernkraftwerken mit insgesamt etwa 3 GW. Der Anteil der Ausfallleistung an der installierten Leistung beträgt somit nicht einmal 1%. Die installierte Kraftwerksleistung in Deutschland (ohne den Anteil von 11 GW der Industrie und Bahn) betrug im Jahr 2000 etwa 101 GW. Die Jahreshöchstlast wird mit 75 GW angegeben. Das Verhältnis von Höchst- zu Schwachlast liegt etwa bei zwei zu eins. Das Windleistungspotenzial für Deutschland erreicht damit die Größenordnung der Schwachlast. Bei völligem Ausbau des Windleistungspotenzials würde das bedeuten, dass das





PSW Goldisthal: 1060 MW; 8480 MWh; Oberbecken: 12 Mio m<sup>3</sup>

Abb. 9.1: Pumpspeicherwerk Goldisthal

deutsche Netz zeitweise allein mit Windenergie betrieben werden könnte. Es ist klar, dass ein solcher Betrieb aber nur möglich ist, wenn die Windenergieanlagen ähnliche Betriebseigenschaften wie die konventionellen Kraftwerke aufweisen.

## 9 Was können Speicher leisten?

Aus der Sicht des Netzbetriebes wären leistungsstarke Energiespeicher die beste Lösung für die Aufnahme großer fluktuierender Windleistungen. Allerdings sind die erforderlichen Speicherdimensionen für den Ausgleich von Windleistung im zweistelligen Gigawattbereich immens hoch. Das größte Pumpspeicherwerk im deutschen Netz, das Pumpspeicherwerk Goldisthal in Thüringen, hat eine Leistung von 1.060 MW und eine Speicherkapazität von 8.480 MWh (s. Abbildung 9.1). Es könnte damit einen Leistungsausgleich von 1.060 MW über maximal 8 Stunden ermöglichen.

46

Eine andere interessante Möglichkeit der großtechnischen Energiespeicherung könnten Druckluftspeicher mit nachgeschalteter Gasturbine sein. Eine derartige Anlage wurde bereits in den 70er Jahren

47

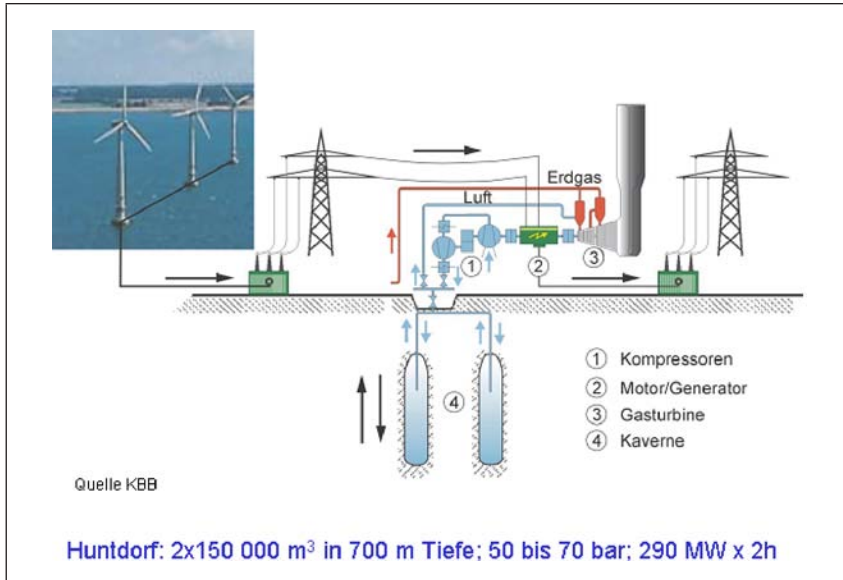


Abb. 9.2: Druckluftspeicher (CAES)

in Huntndorf bei Bremen errichtet. Sie hat eine Speicherkapazität von 290 MW über 2 h. Die Druckluft wird in 2 Salzkavernen von je 150.000 m<sup>3</sup> in einer Tiefe von 700 m bei Drücken zwischen 50 und 70 bar gespeichert (s. Abbildung 9.2).

# Netzanschluss von Windenergieanlagen; Netzurückwirkungen, Bewertung, Netzbetrieb

Jürgen Schlabbach

*Windenergieanlagen müssen sich an der Spannungs- und Frequenzhaltung in elektrischen Netzen beteiligen. Grundlage hierfür sind Regelungen des EEG, der Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen und technische Richtlinien und Regeln der FGW, des BDEW (bisher VDEW). Die Anforderungen an die Windenergieanlagen sind unterschiedlich, je nachdem, an welche Spannungsebenen (Mittelspannung oder Hochspannung) die Anlagen angeschlossen sind. Windenergieanlagen sollen bei Kurzschlüssen im Netz für mindestens 150 ms im Betrieb bleiben (LVFRT) und die Spannung durch Einspeisung von Blindstrom stützen. Für diese sogenannten Systemdienstleistungen wird nach EEG ein Bonus gezahlt. Existierende Anlagen erhalten diesen Bonus nur, wenn sie nachgerüstet werden und die Möglichkeit für die Erbringung von Systemdienstleistungen ebenso wie für Neuanlagen durch Zertifizierung nachgewiesen wird.*

## Inhaltsübersicht

	Rn.		Rn.		
1	Allgemeines zu Regeln, Richtlinien, rechtlichen Grundlagen und Definitionen	1–31	4	Regeln für den Verschlebungsfaktor	82–100
1.1	Rechtliche Grundlagen	1–10	4.1	Allgemeines	82– 87
1.2	Besonderheiten für Windenergieanlagen	11–17	4.1.1	Netzanschlussverordnung	83– 84
1.3	Definitionen	18–31	4.1.2	TR-Mittelspannung	85– 86
2	Betrieb der Windenergieanlage am Netz	32–36	4.1.3	Bestimmungen der Versorgungsnetzbetreiber	87
3	Netzurückwirkungen der WEA am Netz	37–81	4.2	Windenergieanlagen	88–100
3.1	Spannungsanhebung	37–40	4.2.1	Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz	91– 96
3.2	Schaltbedingte relative Spannungsänderung	41–50	4.2.2	Transmission Code 2007	97–100
3.3	Langzeitflickerstärke	51–64	5	Frequenzhaltung und Wirkleistungsreduzierung	101–105
3.4	Oberschwingungen und Zwischenharmonische	65–81	5.1	Allgemeines	101
3.4.1	Anschluss an das Mittelspannungsnetz	67–77	5.2	Regeln für WEA	102–105
3.4.2	Anschluss an das Hochspannungsnetz	78–81	6	Verhalten bei Netzstörungen, dynamische Netzstützung	106–122
			7	Weitere Forderungen	123
			8	Literaturhinweise	

# 1 Allgemeines zu Regeln, Richtlinien, rechtlichen Grundlagen und Definitionen

## 1.1 Rechtliche Grundlagen

- 1 Die rechtlichen Grundlagen für den Anschluss von Windenergieanlagen (WEA) an das elektrische Netz basieren auf Normen, Richtlinien und Regeln aus dem Bereich der elektromagnetischen Verträglichkeit. Grundlage hierfür und damit für die Spannungsqualität sind auf EU-Ebene die Richtlinie 89/336/EWG des Rates vom 3. Mai 1989 (Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die elektromagnetische Verträglichkeit) sowie weitere Richtlinien zum Thema.
- 2 Auf nationaler Ebene legt das Gesetz über die elektromagnetische Verträglichkeit von Geräten (EMVG) vom 26. Februar 2008 die Rechtsgrundlage für die Behandlung der elektromagnetischen Verträglichkeit und die Anwendung der nationalen Normen. Das EMVG wurde als Umsetzung der EU-Richtlinie 2004/108/EG (EMV-Richtlinie) vom 29. Juli 2009 geändert und ist als Neufassung in Kraft. In EMVG § 3 Abs. (2) heißt es,

*„Das Einhalten der Schutzanforderungen wird vermutet für Geräte, die übereinstimmen ... mit den auf das jeweilige Gerät anwendbaren harmonisierten europäischen Normen, ... diese Normen werden in DIN VDE Normen umgesetzt ...“*

- 3 Im Gesetz über die Energie- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz EnWG<sup>1</sup>) vom 07. Juli 2005, zuletzt geändert am 04. November 2010, wird in § 49 Abs. (1) und Abs. (2) eine ähnliche Formulierung gewählt.

*(1) „Energieanlagen sind so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind ... die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten.“*

*(2) Die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von ... Elektrizität die technischen*

---

1 Siehe HbE 11311

*Regeln des Verbandes Elektrotechnik Elektronik Informatik e. V. ... eingehalten worden sind.“*

Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien können nach EnWG § 49 Abs. (4) davon abweichend behandelt werden. **4**

*„Das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit kann, soweit Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien im Sinne des Erneuerbare-Energien-Gesetzes betroffen sind im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Rechtsverordnungen mit Zustimmung des Bundesrates über Anforderungen an die technische Sicherheit von Energieanlagen erlassen.“*

Die detaillierte Ausgestaltung der Anschlussbedingungen ergibt sich für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen aus EnWG<sup>2</sup> § 19 Abs. (1) **5**

*„Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind verpflichtet ... für den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen, Elektrizitätsverteilernetzen, Anlagen direkt angeschlossener Kunden ... technische Mindestanforderungen an deren Auslegung und deren Betrieb festzulegen und im Internet zu veröffentlichen.“*

Weiter heißt es in EnWG § 19 Abs. (3): **6**

*„Die technischen Mindestanforderungen ... müssen die Interoperabilität der Netze sicherstellen sowie sachlich gerechtfertigt und nicht diskriminierend sein. Die Interoperabilität umfasst insbesondere die technischen Anschlussbedingungen ...“*

Neben den erwähnten Gesetzen existiert eine Vielzahl von Erlassen und Verordnungen, von denen hier nur zwei erwähnt werden sollen. **7**

- Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (NAV<sup>3</sup>) Stand 01. November 2006, zuletzt geändert am 3. September 2010

<sup>2</sup> Siehe HbE 11311

<sup>3</sup> Siehe HbE 11404

- Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (SDLWindV) vom 03.07.2009, zuletzt geändert am 25. Juli 2010.

8 Die NAV gilt an Stelle der AVBEltV für alle Anschlussverhältnisse, die nach dem 12. Juli 2005 geschlossen wurden. NAV § 13 Abs. (2) legt fest:

*„Unzulässige Rückwirkungen der Anlage sind auszuschließen. Um dies zu gewährleisten, darf die Anlage nur nach den Vorschriften dieser Verordnung, nach anderen anzuwendenden Rechtsvorschriften und behördlichen Bestimmungen sowie nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik errichtet, erweitert, geändert und instandgehalten werden. In Bezug auf die allgemein anerkannten Regeln der Technik wird auf §49 des Energiewirtschaftsgesetzes verwiesen.“*

9 Aussagen bezüglich Netzzrückwirkungen werden in NAV § 19 getroffen.

*„(1) Anlage und Verbrauchsgeräte sind ... so zu betreiben, dass Störungen ... ausgeschlossen sind.*

*(2) Erweiterungen und Änderungen .. sind dem Netzbetreiber mitzuteilen, soweit ... mit Netzzrückwirkungen zu rechnen ist. Nähere Einzelheiten über den Inhalt der Mitteilung kann der Netzbetreiber regeln.*

*(3) ... Der Anschlussnehmer ... hat durch geeignete Maßnahmen sicherzustellen, dass von seiner Eigenanlage keine schädlichen Rückwirkungen in das Elektrizitätsversorgungsnetz möglich sind. ...“*

10 Das Recht und die Notwendigkeit zur Festlegung von technischen Anschlussbedingungen sind in NAV<sup>4</sup> § 20 festgelegt.

*„Der Netzbetreiber ist berechtigt, in Form von technischen Anschlussbedingungen weitere technische Anforderungen an den Netzanschluss und andere Anlagenteile sowie an den Betrieb der Anlage einschließlich der Eigenanlage festzulegen, ... Diese Anforderungen müssen den allgemein anerkannten Regeln der Technik entsprechen. ...“*

---

4 Siehe HbE 11404

## 1.2 Besonderheiten für Windenergieanlagen

Die Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen vom 25. Juli 2010 (SDLWindV) regelt gemäß § 1 die **11**

*„... technischen und betrieblichen Vorgaben nach § 6, Nr. 2 des Erneuerbaren-Energie-Gesetzes, die Anforderungen an den Systemdienstleistungsbonus ... und wie der Nachweis zu führen ist. ...“*

Dabei wird in § 2, Nr. 1 für die nach dem 31.03.2011 an das Mittelspannungsnetz anzuschließenden Windenergieanlagen auf die technische Richtlinie des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, Stand Juni 2008, verwiesen. In § 2, Nr. 2 heißt es dazu **12**

*„Abschnitt 2.5.1.2 der Mittelspannungsrichtlinie 2008 gilt mit der Maßgabe, dass während eines Netzfehlers die Netzspannung durch Einspeisung eines Blindstroms in das Netz gemäß Nummer II.12.d und Nummer II.12.e der Anlage 1 (zu dieser Verordnung) sichergestellt werden muss.“*

In den erwähnten Nummern der Anlage zur SDLWindV wird dann auf Regelungen im Transmission Code 2007, Stand August 2007, verwiesen. **13**

Hinsichtlich des Anschlusses an das Hoch- und Höchstspannungsnetz (Anschluss nach dem 31.03.2011) wird in § 3 der SDLWindV auf den Transmission Code 2007 verwiesen **14**

*„... Windenergieanlagen ... müssen am Verknüpfungspunkt einzeln oder gemeinsam mit anderen Anlagen oder durch zusätzliche technische und betriebliche Einrichtungen die Anforderungen des ... Transmission Code 2007 ... nach Maßgabe der Anlage 1 (zu dieser Verordnung) erfüllen.“*

Die in der SDLWindV erwähnten Richtlinien und technischen Regeln sind damit im Sinne des Erneuerbare-Energie-Gesetz rechtlich bindend. Andere Richtlinien, technische Regeln und Empfehlungen sind nur dann im Sinne des NAV<sup>5</sup> § 20 bindend, wenn auf sie in den Technischen Anschlussbedingungen im Sinne ihrer Anwendbarkeit **15**

---

5 Siehe HbE 11404

verwiesen wird und sie somit Bestandteil der Technischen Anschlussbedingungen sind.

- 16** Maßgeblich für den Anschluss von Windenergie-Erzeugungseinheiten und Windenergie-Erzeugungsanlagen (WEA), Bezeichnungen siehe auch Punkt 1.3, im Bezug auf Netzzrückwirkungen und Systemdienstleistungen sind die vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) herausgegebenen Richtlinien zum Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Versorgungsnetz. Ergänzend sind die „Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen“ des VDN zu beachten.
- VDN: Transmission Code 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Stand August 2007 mit Anlagen, Stand November 2009
  - BDEW-Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Stand Juni 2008, nebst Ergänzung, Stand Februar 1011
  - VDE-AR-N 4105. Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (früher: VDEW-Richtlinie: Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz), Stand August 2011
  - VDN-Leitfaden: EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz, Stand August 2004 (zz. in Überarbeitung)
  - VDN: D-A-CH-CZ Technische Regeln zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen, Stand 2007
- 17** Die verschiedenen Herausgeber der erwähnten Richtlinien sind durch den im Herbst 2007 erfolgten Zusammenschluss der Verbände VDEW (Verband Deutscher Elektrizitätswerke) bzw. VDN (Verband der Netzbetreiber) mit anderen Verbänden zum BDEW zu erklären.

### 1.3 Definitionen

- 18** In den Technischen Regeln und Verordnungen sind Begriffsdefinitionen enthalten, die zum Verständnis der angeführten Regeln und Anforderungen unabdingbar sind. Einige wesentliche Begriffe nebst Definition werden nachstehend genannt.
- 19** *Betriebsbereite installierte Wirkleistung* ist die Summe der Nennwirkleistungen (besser: Bemessungswirkleistungen) der betriebsbereiten



Windenergie-Erzeugungseinheiten innerhalb einer Windenergie-Erzeugungsanlage. Defekte oder in Revision befindliche Anlagen werden nicht berücksichtigt.

*Installierte Wirkleistung* ist die Summe der Nennwirkleistungen (besser: Bemessungswirkleistungen) der Windenergie-Erzeugungseinheiten innerhalb einer Windenergie-Erzeugungsanlage. **20**

*Momentane Blindleistung* ist der momentane Wert der Blindleistung der Windenergie-Erzeugungsanlage am Netzverknüpfungspunkt. **21**

*Momentane Wirkleistung* ist der momentane Wert der Wirkleistungseinspeisung der Windenergie-Erzeugungsanlage am Netzverknüpfungspunkt. **22**

*Nennbetriebspunkt* ist der Betriebszustand einer Windenergie-Erzeugungsanlage unter Abgabe von betriebsbereiter installierter Wirkleistung bei Nennspannung und Nennfrequenz im ungestörten Betrieb. **23**

*Netzverknüpfungspunkt (Verknüpfungspunkt)* ist der Netzpunkt, an dem die Windenergie-Erzeugungsanlage an das Netz des Netzbetreibers angeschlossen ist. Bei der Bewertung von Netzurückwirkungen wird die Bewertung von Netzurückwirkungen auf den Netzverknüpfungspunkt bezogen. Vereinfachend wird auch der Begriff „Verknüpfungspunkt“ verwendet. **24**

*Relevante Spannungsabweichung* ist der Anteil der Spannungsabweichung, der über die Grenzen des Spannungstotbandes hinausreicht. **25**

*Signifikante Spannungsabweichung* ist eine Spannungsabweichung mit einem Betrag größer als das Spannungstotband. **26**

*Verfügbare Blindleistung* ist der maximal mögliche Wert der Blindleistung, den eine Windenergie-Erzeugungsanlage sowohl übererregt (kapazitiv) als auch untererregt (induktiv) zur Verfügung stellen kann, abhängig von der momentanen Wirkleistung und der Spannung am Netzverknüpfungspunkt. **27**

*Verfügbare Wirkleistung* ist der maximal mögliche Wert der Wirkleistungseinspeisung der Windenergie-Erzeugungsanlage am Netzverknüpfungspunkt. **28**

- 29 *Windenergie-Anschlussanlage* umfasst die Gesamtheit aller Betriebsmittel, die erforderlich sind, um eine oder mehrere Windenergie-Erzeugungseinheiten an das Netz des Netzbetreibers anzuschließen.
- 30 *Windenergie-Erzeugungsanlage* ist eine Anlage, in der sich eine oder mehrere Windenergie-Erzeugungseinheiten befinden, einschließlich Anschlussanlage und aller zum Betrieb erforderlichen elektrischen Einrichtungen.
- 31 *Windenergie-Erzeugungseinheit* ist eine einzelne Anlage zur Erzeugung elektrischer Energie aus Windenergie; Typ 1 liegt vor bei direkter Ankopplung eines Synchrongenerators an das Netz, alle anderen Anlagen sind vom Typ 2.

## 2 Betrieb der Windenergieanlage am Netz

- 32 Auf Grund der zu installierenden Leistung werden WEA heute ausschließlich an das Mittelspannungs-, Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossen. Die nachfolgenden Darstellungen und Erläuterungen beschränken sich daher auf diese Spannungsebenen.
- 33 Der Betrieb von WEA am elektrischen Versorgungsnetz führt zu Änderungen der Spannung am Netzanschlusspunkt bzw. Verknüpfungspunkt (VP). Der Verknüpfungspunkt stellt die dem Kunden elektrisch am nächsten gelegene Stelle im Netz dar; hier sind Verbraucher angeschlossen oder können angeschlossen werden. Er ist der wesentliche Punkt für die Bewertung der Zulässigkeit der Störaussendungen aus einer Anlage. Der Verknüpfungspunkt ist auch die Übergabestelle zum Kunden und stellt den für alle vertraglichen Fragen bedeutsamen Netzknoten dar. Die Spannungsänderungen werden durch Zu- und Abschalten der WEA sowie durch Änderungen der Wirk- und Blindleistungserzeugung im Betrieb verursacht. Weiterhin sind bei Anschluss von WEA die Störaussendung von Oberschwingungen und Zwischenharmonischen zu beachten.
- 34 Zur Bestimmung der Spannungsänderungen geht man vom Ersatzschaltplan nach Abbildung 2.1 im Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) aus. Die erzeugte Wirkleistung und die „erzeugte“, kapazitive Blindleistung sind dann positiv.

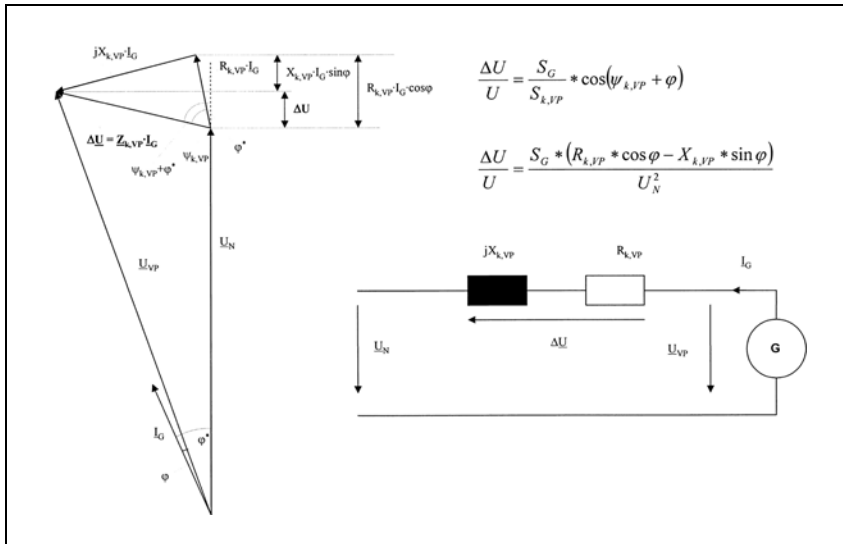


Abb. 2.1 Zur Bestimmung der Spannungsänderung bei Betrieb einer Windenergieanlage am Netz, Darstellung im Erzeugerzählpfeilsystem, induktive Blindleistung

Der Betrag der Spannungsänderung  $\Delta U$  ergibt sich nach Gln. (1) für den dargestellten Betriebszustand (induktive Blindleistung) **35**

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{S_G}{S_{k,VP}} * \cos(\psi_{k,VP} + \varphi) \tag{1a}$$

bzw.

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{S_G * (R_{k,VP} * \cos \varphi - X_{k,VP} * \sin \varphi)}{U_N^2} \tag{1b}$$

Im Fall kapazitiver Blindleistungsbereitstellung ist der Phasenwinkel  $\varphi$  in Gl. (1) negativ, im Fall induktiver Blindleistungsentnahme aus dem Netz positiv einzusetzen. Einspeisung von Wirkleistung (Erzeugung) sowie Einspeisung von kapazitiver Blindleistung führen zu einer Erhöhung, Entnahme von Wirkleistung (Verbrauch) sowie induktive Blindleistung führen zu einer Absenkung der Spannung am Verknüpfungspunkt. **36**

### 3 Netzurückwirkungen der WEA am Netz

#### 3.1 Spannungsanhebung

- 37 Durch die Einspeisung von Wirkleistung bzw. Blindleistung (kapazitive Blindleistung) wird die Spannung am Verknüpfungspunkt und im gesamten Netz angehoben, die Aufnahme von Blindleistung (induktive Blindleistung) wirkt dem entgegen, die Spannung wird abgesenkt. Bei Betrieb mit üblichem Grundswingungs-Leistungsfaktor, in Deutschland zwischen  $\cos\varphi = 0,925(\text{ind}) \dots 0,95(\text{kap})$ , überwiegt der Effekt der Spannungsanhebung durch Wirkleistungseinspeisung auch bei induktivem Leistungsfaktor. Die durch den Betrieb aller im Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen verursachte Spannungsanhebung darf an keinem Netzknoten größer als 2 % (Werte gelten für NS- und MS-Netze) bezogen auf den Wert der vereinbarten Versorgungsspannung sein.
- 38 Betrachtet man den Betrieb einer einzelnen Windenergie-Erzeugungseinheit (WEA), so bleibt die Spannungsanhebung kleiner 2 %, wenn die maximal anschließbare Leistung  $S_{G,\text{max},1m}$  die Gl. (2) erfüllt.

$$\frac{S_{G,\text{max},1m}}{S_{k,VP}} * \cos(\psi_{k,VP} + \varphi) \leq 2\% \quad (2)$$

- 39 Die maximal anschließbare Leistung berechnet sich aus der Bemessungsleistung  $P_{r,G}$ , dem Leistungsfaktor  $\lambda$  und dem vom Hersteller angegebenen Faktor  $p_{1m}$  für das relative Wirkleistungsmaximum während einer Minute nach Gl. (3). Der Winkel  $\varphi$  ist der Phasenwinkel zwischen Strom und Spannung der WEA für diesen Betriebszustand.

$$S_{G,\text{max},1m} = \frac{P_{r,G}}{\lambda} * p_{1m} \quad (3)$$

- 40 Die maximal anschließbare Leistung  $S_{G,\text{max},1m}$  ergibt sich dann nach Gl. (4a)

$$S_{G,\text{max},1m} \leq \frac{S_{k,VP}}{50 * |\cos(\psi_{k,VP} + \varphi)|} \quad (4a)$$

bzw. die Bemessungsleistung  $P_{r,G}$  der WEA nach Gl. (4b)

$$P_{r,G} \leq \frac{S_{k,VP}}{50 * |\cos(\psi_{k,VP} + \varphi)|} * \frac{\lambda}{P_{1m}} \tag{4b}$$

### 3.2 Schaltbedingte relative Spannungsänderung

Die maximale Spannungsänderung am Verknüpfungspunkt berechnet man mittels des Schaltstromfaktors  $k_{i,max}$  nach Gl. (5) 41

$$k_{i,max} = \frac{I_{an}}{I_{r,G}} \tag{5}$$

mit

$I_{an}$  Anlaufstrom (über eine Periode ermittelter Stromeffektivwert)

$I_{r,G}$  Generatorbemessungsstrom

Ist der Anlaufstrom nicht bekannt, so sind für verschiedene Anlagentypen nachstehende Werte für den Schaltstromfaktor einzusetzen: 42

$k_{i,max} = 1$  Generatoren, die über Umrichter in das Netz speisen

$k_{i,max} = 4$  Asynchrongeneratoren, die vor dem Zuschalten auf  $n = 0,95 \dots 1,05 \cdot n_s$  hochgefahren werden ( $n_s$ : Synchrondrehzahl)

$k_{i,max} = I_a/I_{r,G}$  Asynchrongeneratoren, die am Netz motorisch hochgefahren werden

$k_{i,max} = 8$  für alle anderen Anlagentypen

Die relative Spannungsänderung berechnet sich näherungsweise nach Gl. (6) 43

$$\frac{\Delta U}{U} \Big|_{max,VP} = \frac{I_{an} * |Z_{k,VP}|}{U_{r,G} \sqrt{3}} \tag{6}$$

- 44 Durch Einführen des Schaltstromfaktors und Umformen ergeben sich Gl. (7)

$$\left. \frac{\Delta U}{U} \right|_{\max,VP} = \frac{k_{i,\max} * \sqrt{3} * I_{r,G} * U_{r,G}}{U_{r,G}^2 * |Z_{k,VP}|} \quad (7a)$$

$$\left. \frac{\Delta U}{U} \right|_{\max,VP} = k_{i,\max} * \frac{S_{r,G}}{S_{k,VP}} \quad (7b)$$

- 45 Für die Spannung  $U$  ist der Wert der vereinbarten Versorgungsspannung einzusetzen. In Mittelspannungsnetzen kann die Versorgungsspannung zwischen Netzbetreiber und Netznutzer vereinbart werden und daher von der Netznominalspannung abweichen. Die relative Spannungsänderung  $\Delta u$  ist allgemein zu begrenzen auf  $\Delta u \leq 3\%$  im Niederspannungsnetz bzw.  $\Delta u \leq 2\%$  im Mittelspannungsnetz. Abweichend können im Niederspannungs- und Mittelspannungsnetz auch andere Spannungsänderungen zugelassen werden, falls die gesamte relative Spannungsänderung  $\Delta u \leq 5\%$  bleibt. Im HS-Netz soll die Spannungsänderung  $\Delta u \leq 0,5\%$  beim Schalten einzelner WEA, beim Schalten von Windparks  $\Delta u \leq 2\%$  bleiben.
- 46 Der Einfluss des Netzimpedanzwinkels  $\psi_{k,VP}$  und des Phasenwinkels  $\varphi$  der Erzeugung wurde in dieser Näherungsbetrachtung nicht berücksichtigt, die tatsächliche Spannungsänderung ist somit kleiner. Legt man den Schaltstromfaktor dagegen als netzabhängigen Schaltstromfaktor  $k_{i,\psi}$  fest, so wird neben der maximalen Höhe des Stromes beim Schaltvorgang auch der zeitliche Verlauf des Stromes berücksichtigt. Man gibt den netzabhängigen Schaltstromfaktor  $k_{i,\psi}$  als Funktion des Netzimpedanzwinkels  $\psi_{k,VP}$  im Bereich von  $0^\circ$  bis  $90^\circ$  in  $5^\circ$ -Stufen an. Dazu wird an einer Referenzanlage, angeschlossen an ein Referenznetz mit der Kurzschlussleistung  $S_{k,Ref}$  die relative Spannungsänderung bei Schaltvorgängen durch Messung und Simulation für verschiedene Netzimpedanzwinkel bestimmt und auf das Leistungsverhältnis  $S_{r,G,ref}/S_{k,Ref}$  normiert, diesen Faktor bezeichnet man als schaltabhängigen Spannungsänderungsfaktor  $k_{i,\psi,U}$ , siehe Gl. (8)

$$k_{i,\psi,U} = \left( \left. \frac{\Delta U}{U} \right|_{Ref} \right) * \frac{S_{k,Ref}}{S_{r,G}} \quad (8)$$

Für den netzabhängigen Schaltstromfaktor ist der Maximalwert aus schaltabhängigem Spannungsänderungsfaktor  $k_{i,\psi,U}$  und flickerbezogenem Schaltstromfaktor  $k_{i,\psi,F}$  nach Gl. (9) einzusetzen. **47**

$$k_{i,\psi} = \text{MAX}\{k_{i,\psi,U}; k_{i,\psi,F}\} \quad (9)$$

Der flickerbezogene Schaltstromfaktor  $k_{i,\psi,F}$  wird aus dem schaltabhängigen Spannungsänderungsfaktor  $k_{i,\psi,U}$  unter Berücksichtigung des bei der Referenzmessung ermittelten Kurzzeitflickerwertes  $P_{st,Ref}$  und der zulässigen Störaussendung (Emissionsgrenzwert  $P_{E,st}$  nach IEC 61000-3-7:2008-02) der Einzelanlage nach Gl. (10) bestimmt. **48**

$$k_{i,\psi,F} = \left( \frac{\Delta U}{U} \Big|_{Ref} \right) * \frac{S_{k,Ref}}{S_{r,G}} * \frac{P_{st,Ref}}{P_{E,st}} \quad (10)$$

Für Mittelspannungsnetze gilt  $P_{E,st} \leq 0,585$ .

Mit dem netzabhängigen Schaltstromfaktor  $k_{i,\psi}$  lässt sich die Spannungsänderung am Verknüpfungspunkt bei Anschluss an ein Niederspannungs- bzw. Mittelspannungsnetz nach Gl. (11) berechnen. **49**

$$\frac{\Delta U}{U} \Big|_{VP} = k_{i,\psi} * \frac{S_{r,G}}{S_{k,VP}} \quad (11)$$

Die Bedingungen für die maximale relative Spannungsänderung  $\Delta u \leq 3\%$  im Niederspannungsnetz bzw.  $\Delta u \leq 2\%$  im Mittelspannungsnetz sind einzuhalten. Abweichende Werte sind zulässig, falls die gesamte relative Spannungsänderung  $\Delta u \leq 5\%$  bleibt. **50**

### 3.3 Langzeitflickerstärke

Ausgehend vom Betrag der Spannungsänderung  $\Delta U$  nach Gl. (1) für den in Abbildung 2.1 dargestellten Betriebszustand **51**

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{S_G}{S_{k,VP}} * \cos(\psi_{k,VP} + \varphi) \quad (1a)$$

bzw.

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{S_G * (R_{k,VP} * \cos \varphi - X_{k,VP} * \sin \varphi)}{U_N^2} \quad (1b)$$

berechnet man die Flickerwirkung wie nachstehend erläutert. In Gl. (1) ist für den Fall kapazitiver Blindleistungsbereitstellung der Phasenwinkel  $\varphi$  negativ, im Fall induktiver Blindleistungsentnahme aus dem Netz positiv einzusetzen. Für  $\varphi$  ist entweder der flickerwirksame Phasenwinkel  $\varphi_f$  nach Gl. (12a)

$$\varphi_f = \arctan \frac{\Delta Q}{\Delta P} \quad (12a)$$

oder der Nennphasenwinkel  $\varphi_n$  zwischen Spannung und Strom, für  $S_G$  entweder die Bemessungsscheinleistung  $S_{n,G}$  oder die maximale Scheinleistung  $S_{G,1m}$ , z. B. als Ein-Minuten-Mittelwert, einzusetzen. Der flickerwirksame Phasenwinkel  $\varphi_f$  wird vom Hersteller der WEA durch Messung der Wirk- und Blindleistungsänderung ermittelt und ist dem Einheitenzertifikat zu entnehmen. Der Netzimpedanzwinkel  $\psi_{k,VP}$  ergibt sich nach Gl. (12b) zu

$$\psi_{k,VP} = \arctan \frac{X_{k,VP}}{R_{k,VP}} \quad (12b)$$

- 52 Die Scheinleistung  $S_G$  kann man auch aus der Wirkleistung  $P_G$  mittels des Leistungsfaktors  $\lambda$  nach Gln. (13) berechnen.

$$S_G = \frac{P_G}{\lambda} \quad (13a)$$

$$\lambda = \frac{|P|}{S} \quad (13b)$$

- 53 Zur Beurteilung der Flickerwirkung von WEA werden Messungen der Spannungsänderungen an einem Referenzstandort durchgeführt. Der Betrieb mit Bemessungsscheinleistung  $S_{r,G,Ref}$  und dem flickerwirksamen Phasenwinkel  $\varphi_f$  führt am Referenzstandort (Kurzschlussleistung  $S_{k,Ref}$  und Impedanzwinkel  $\psi_{k,Ref}$ ) zur Spannungsänderung  $|\Delta U/U|_{Ref}$  nach Gl. (14) und zur Flickerstärke  $P_{It,Ref}$ .

$$\left| \frac{\Delta U}{U} \right|_{Ref} = \frac{S_{r,G,Ref}}{S_{k,Ref}} * \cos(\psi_{k,Ref} + \varphi_f) \quad (14)$$

- 54 Am tatsächlichen Verknüpfungspunkt VP (Kurzschlussleistung  $S_{k,VP}$  und Impedanzwinkel  $\psi_{k,VP}$ ) verursacht die WEA mit der Bemessungsscheinleistung  $S_{n,G}$  eine Spannungsänderung  $|\Delta U/U|_{VP}$  nach Gl. (14).



sungsscheinleistung  $S_{r,G,VP}$  und dem flickerwirksamen Phasenwinkel  $\varphi_f$  die Spannungsänderung  $|\Delta U/U|_{VP}$  nach Gl. (15) und die Flickerstärke  $P_{It,VP}$

$$\left| \frac{\Delta U}{U} \right|_{VP} = \frac{S_{r,G,VP}}{S_{k,VP}} * \cos(\psi_{k,VP} + \varphi_f) \tag{15}$$

Spannungsänderung  $|\Delta U|$  und Flickerstärke  $P_{It}$  sind direkt proportional, das Verhältnis der Flickerstärken am Verknüpfungspunkt und am Referenzstandort ist daher gleich dem Verhältnis der Spannungsänderungen nach Gl. (16). 55

$$\frac{P_{It,VP}}{P_{It,Ref}} = \frac{|\Delta U/U|_{VP}}{|\Delta U/U|_{Ref}} \tag{16a}$$

$$\frac{P_{It,VP}}{P_{It,Ref}} = \frac{\left( \frac{S_{r,G,VP}}{S_{k,VP}} * \cos(\psi_{k,VP} + \varphi_f) \right)}{\left( \frac{S_{r,G,Ref}}{S_{k,Ref}} * \cos(\psi_{k,Ref} + \varphi_f) \right)} \tag{16b}$$

Durch Auflösen nach der Flickerstärke (am Verknüpfungspunkt)  $P_{It,VP}$  erhält man Gl. (17) 56

$$P_{It,VP} = P_{It,Ref} * \frac{S_{k,Ref}}{S_{r,G,Ref} * \cos(\psi_{k,Ref} + \varphi_f)} * \frac{S_{r,G,VP}}{S_{k,VP}} * \cos(\psi_{k,VP} + \varphi_f) \tag{17}$$

Die ersten beiden Multiplikatoren fasst man zum Flickerbeiwert  $c$  nach Gl. (18) zusammen. Der Flickerbeiwert ist vom Hersteller der WEA zu ermitteln und im Einheitszertifikat anzugeben. 57

$$c = P_{It,Ref} * \frac{S_{k,Ref}}{S_{r,G,Ref} * \cos(\psi_{k,Ref} + \varphi_f)} \tag{18}$$

Man erhält für die Flickerstärke am Verknüpfungspunkt Gl. (19) 58

$$P_{It,VP} = c * \frac{S_{r,G,VP}}{S_{k,VP}} * \cos(\psi_{k,VP} + \varphi_f) \tag{19}$$

- 59 Der Flickerbeiwert ist typischerweise  $c < 40$ , wobei Anlagen mit direkt am Netz betriebenen Generatoren (Asynchrongeneratoren i. A. höhere Flickerbeiwerte als Synchrongeneratoren) größere Flickerbeiwerte haben als solche, die über Leistungselektronik angeschlossen werden.
- 60 Am Verknüpfungspunkt sind die Grenzwerte  $P_{lt,ges} \leq 0,46$  bei Anschluss an das Mittelspannungsnetz bzw.  $P_{lt,ges} \leq 0,37$  bei Anschluss an das Hochspannungsnetz einzuhalten.
- 61 Bei Anschluss mehrerer WEA, auch unterschiedlicher Leistung, am gleichen Verknüpfungspunkt wird die Gesamtflickerstärke durch quadratische Addition der Einzelwerte nach Gl. (20) berechnet.

$$P_{lt,VP,ges} = \sqrt{\sum_i P_{lt,i}^2} \quad (20)$$

bzw. nach Einsetzen der Gl. (19) für die Werte der Flickerstärke der Einzelanlagen nach Gl. (21)

$$P_{lt,VP,ges} = \sqrt{\sum_i \left( c_i * \frac{S_{r,G,VP,i}}{S_{k,VP}} * \left| \cos(\psi_{k,VP} + \varphi_{f,i}) \right| \right)^2} \quad (21)$$

- 62 Sind mehrere WEA an verschiedenen Verknüpfungspunkten angeschlossen, so muss sowohl die Flickerstärke jeder Anlage  $j$  am eigenen Verknüpfungspunkt  $i = j$  nach Gl. (19) als auch die Flickerstärke jeder Anlage  $j$  an den anderen Verknüpfungspunkten  $i \neq j$  nach Gl. (22) berechnet werden. Ist die Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt  $j$  der Anlage kleiner als die Kurzschlussleistung am betrachteten Verknüpfungspunkt  $i$  so gilt

$$P_{lt,j,k} = P_{lt,j,j} * \frac{S_{k,VP,j}}{S_{k,VP,i}} \quad S_{k,VP,j} < S_{k,VP,i} \quad (22a)$$

Ist die Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt  $j$  der Anlage größer oder gleich der Kurzschlussleistung am betrachteten Verknüpfungspunkt  $i$  so gilt

$$P_{lt,j,j} = P_{lt,j,j} \quad S_{k,VP,j} \geq S_{k,VP,i} \quad (22b)$$

Der Gesamtwert der Flickerstärke am betrachteten Verknüpfungspunkt  $i$  wird durch quadratische Addition der einzelnen Flickerstärken aller Anlage nach Gl. (23) berechnet. **63**

$$P_{lt,ges,i} = \sqrt{\sum_j P_{lt,j,i}^2} \quad (23)$$

In vermaschten Netzen ist die Gesamtflickerstärke durch Berechnungen mit einem Lastflussprogramm zu ermitteln. **64**

### 3.4 Oberschwingungen und Zwischenharmonische

Die Vorgehensweise bei der Bewertung von Oberschwingungen und Zwischenharmonischen ist abhängig von der Spannungsebene in der die Anlage angeschlossen werden soll. **65**

Die in DIN EN 50160 festgelegten Pegelwerte der Oberschwingungsspannungen sind im Niederspannungsnetz einzuhalten. Störaussendungen (hier: Oberschwingungsströme) überlagern sich von niedrigen zu hohen Spannungsebenen, Störpegel (hier: Oberschwingungsspannungen) überlagern sich von hohen zu niedrigen Spannungsebenen. Die zulässigen Oberschwingungsspannungen im Hochspannungsnetz müssen daher kleiner sein als im Mittelspannungsnetz, diese wiederum kleiner bleiben als im Niederspannungsnetz. **66**

#### 3.4.1 Anschluss an das Mittelspannungsnetz

Die zulässige Oberschwingungsstöraussendung (dto. zwischenharmonische Ströme) einer Einzelanlage an einem Verknüpfungspunkt bei Anschluss an das Mittelspannungsnetz berechnet man nach Gl. (24) **67**

$$I_{v,zul} = i_{v,zul} * S_{k,VP} \quad (24)$$

die bezogenen relativen Oberschwingungsströme (zwischenharmonischen Ströme)  $i_{v,zul}$  sind in Tabelle 3.1 enthalten.

Tab. 3.1: Bezogene relative Oberschwingungsströme und zwischenharmonische Ströme. Bezugsgröße: Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt (\* ganzzahlig und nicht ganzzahlig innerhalb einer Bandbreite von 200 Hz)

v bzw. $\mu$	$i_{v,zul}$ in A/MVA 10-kV-Netz	$i_{v,zul}$ in A/MVA 20-kV-Netz	$i_{v,zul}$ in A/MVA 30-kV-Netz
3	---	---	---
5	0,058	0,029	0,019
7	0,082	0,041	0,027
9	---	---	---
11	0,052	0,026	0,017
13	0,038	0,019	0,013
17	0,022	0,011	0,007
19	0,018	0,009	0,006
23	0,012	0,006	0,004
25	0,010	0,005	0,003
>25	$0,01 \cdot 25/v$	$0,05 \cdot 25/v$	$0,003 \cdot 25/v$
geradzahlig	$0,06/v$	$0,03/v$	$0,03/v$
$\mu < 40$	$0,06/\mu$	$0,03/\mu$	$0,02/\mu$
$\mu > 40^*$	$0,18/\mu$	$0,09/\mu$	$0,06/\mu$

68 Generell gilt für die Überlagerung der Oberschwingungsstöraussendungen (Oberschwingungsströme) gleicher Frequenz bei verschiedenen Anlagen:

69 Bei netzgeführten Stromrichtern (Pulszahl p):

- Arithmetische Addition der stromrichtertypischen Oberschwingungen ( $v = n \cdot p \pm 1$ ) und der nicht stromrichtertypischen Oberschwingungen ( $v < 7$ , Gl. (25)

$$I_v = \sum_i I_{v,i} \quad (25)$$

- Quadratische Addition der nicht stromrichtertypischen Oberschwingungen  $v > 7$ , Gl. (26)

$$I_v = \sqrt{\sum_i I_{v,i}^2} \quad (26)$$

Bei Pulsstromrichtern:

70

- Arithmetische Addition der untypischen Oberschwingungen  $v < 11$  nach Gl. (25)
- Quadratische Addition der Zwischenharmonischen  $\mu$  und der Oberschwingungen  $v > 11$  nach Gl. (26)

Bei Anschluss mehrerer Anlagen  $i$  an einem Verknüpfungspunkt werden die zulässigen Oberschwingungsströme (dto. zwischenharmonischen Ströme)  $I_{v,i}$  einer WEA anteilig nach dem Verhältnis aus Anlagenleistung  $S_{A,i}$  zur gesamten anschließbaren oder geplanten Einspeiseleistung  $S_{A,VP}$  an diesem Verknüpfungspunkt nach Gl. (27) aufgeteilt.

71

$$I_{v,zul,i} = I_{v,zul} * \frac{S_{A,i}}{S_{A,VP}} \quad (27a)$$

$$I_{v,zul,i} = i_{v,zul} * S_{k,VP} * \frac{S_{A,i}}{S_{A,VP}} \quad (27b)$$

Werden verschiedene WEA an unterschiedlichen Verknüpfungspunkten im Mittelspannungsnetz angeschlossen, so sind die zulässigen Störaussendungen an einem Verknüpfungspunkt  $k$  entsprechend dem Verhältnis der an diesem Verknüpfungspunkt angeschlossenen Leistungen  $\sum S_{A,i,VP,k}$  zu der im Gesamtnetz angeschlossenen oder anschließbaren Leistung  $S_N$  nach Gl. (28) aufzuteilen.

72

$$I_{v,zul,VP,k} = i_{v,zul} * S_{k,VP,k} * \frac{\sum S_{A,i,VP,k}}{S_N} \quad (28)$$

Bei Überschreiten der mit der oben geschilderten Vorgehensweise ermittelten zulässigen Störaussendungen und wenn Resonanzen im interessierenden Frequenzbereich vorhanden sind, sind detaillierte Netzberechnungen durchzuführen. Zusätzlich zu den in Tabelle 3.1 genannten Störaussendungsgrenzwerten sind die Störspannungen nach Tabelle 3.2 einzuhalten.

73

Tab. 3.2: Bewirkte Oberschwingungsspannungen im Mittelspannungsnetz durch Windenergieanlagen; Pegelwerte nach DIN EN 50160 zum Vergleich

Ordnung	Zul. OS-Spannung in % bez. auf $U_n/\sqrt{3}$	Zur Information: DIN EN 50160
5	0,5	6,0
7	1,0	5,0
11	1,0	3,5
13	0,85	3,0
17	0,65	2,0
19	0,6	1,5
23	0,5	1,5
25	0,4	1,5
> 25 ungeradzahlig	0,4	--
> 25 geradzahlig	0,1	--
< 40	0,1	--
> 40 (Bandbreite 200 Hz)	0,3	--

- 74 Die Ergänzung der MS-Richtlinie vom 15.02.2011 sieht für alle Anlagen mit Inbetriebnahme ab 01.04.2011 ein vereinfachtes Verfahren vor. Danach werden die zulässigen Oberschwingungsströme und Frequenzbänder (2 kHz bis 9 kHz) der Anlage mit der Scheinleistung  $S_{A,VP}$  nach Gl. (29) ermittelt.

$$I_{v,zul,VP} = i_{v,zul} * S_{k,VP} * \sqrt{\frac{S_{A,VP}}{S_{Ges}}} \quad (29)$$

- 75 Für die im Netz genutzten Rundsteuerfrequenzen und deren Seitenbandfrequenzen mit 100-Hz-Abstand werden die zwischenharmonischen Ströme nach Gl. (30) bewertet.

$$I_{\mu,zul,VP} = i_{\mu,zul} * S_{k,VP} \quad (30)$$

wobei  $S_{Ges}$  die gesamte bzw. geplante Einspeiseleistung am Verknüpfungspunkt ist.

- 76 Die Zertifizierungsbedingungen sind auch erfüllt, wenn maximal 6 Werte die zulässigen Ströme nach Gl. (29) und (30) überschreiten und zwar für Oberschwingungen der Ordnungen  $v = (6 \cdot n \pm 1)$ ,

$n = 1 \dots 4$ , um maximal 200 % und für die übrigen Frequenzen um maximal 400 %. Falls mehr als 6 Werte die zulässigen Grenzwerte überschreiten, ist die Planung zu überarbeiten, der Einsatz von Filtern ist zu bedenken, ein Netzanschlusspunkt höherer Leistung zu wählen oder ein genaueres Verfahren zur Störaussendungsberechnung ist einzusetzen.

Das Anlagenzertifikat kann unter Vorbehalt erteilt werden, wenn innerhalb von 6 Monaten durch messtechnische Überprüfung (Gutachter oder Zertifizierer) der Störaussendung die Einhaltung der Störaussendungsgrenzwerte nachgewiesen wird. Treten nach wie vor Grenzwertüberschreitungen auf, so ist Nachbesserung oder eine erneute Messung innerhalb eines Jahres erforderlich. Bei erfolgloser Nachbesserung ist das Anlagenzertifikat zurückzuziehen. Treten nach Inbetriebnahme der Anlage netzunverträgliche Rückwirkungen auf, so kann der Netzbetreiber die Abschaltung der Anlage verlangen. 77

### 3.4.2 Anschluss an das Hochspannungsnetz

Zur Bestimmung der zulässigen Oberschwingungsstöraussendung (dto. zwischenharmonische Ströme) wird vereinfachend vorausgesetzt, dass sich nur die Oberschwingungsströme der an einem Umspannwerk oder in einem Leitungsabschnitt angeschlossenen Anlagen überlagern. Die zulässige Störaussendung einer WEA an einem Verknüpfungspunkt bei Anschluss an das Hochspannungsnetz berechnet man nach Gl. (31a) für Oberschwingungen für  $v \leq 13$  78

$$I_{v,VP,zul} = i_{v,zul} * S_{k,VP} * \frac{S_{A,VP}}{S_O} \tag{31a}$$

und für Zwischenharmonische sowie Oberschwingungen  $v > 13$  nach Gl. (31b)

$$I_{v,VP,zul} = i_{v,zul} * S_{k,VP} * \sqrt{\frac{S_{A,VP}}{S_O}} \tag{31b}$$

Die zulässigen Störaussendungen werden also im Verhältnis der Anschlussleistung am Verknüpfungspunkt  $S_{A,VP}$  zur sog. Referenzleistung  $S_O$  aufgeteilt. Die Referenzleistung ist entweder 79

- die maximal an das Umspannwerk anzuschließende Leistung der WEA oder

- die thermische Grenzleistung des Leitungsabschnittes zwischen WEA und Umspannwerk.

**80** Die zulässige Oberschwingungsströraussendung (dto. zwischenharmonische Ströme) einer Einzelanlage an einem Verknüpfungspunkt berechnet man für den Anschluss an das Hoch- und Höchstspannungsnetz nach Gl. (24)

$$I_{v,zul} = i_{v,zul} * S_{k,VP} \quad (24)$$

Die bezogenen relativen Oberschwingungsströme (zwischenharmonischen Ströme)  $i_{v,zul}$  sind in Tabelle 3.3 enthalten.

*Tab. 3.3:* Bezogene relative Oberschwingungsströme und zwischenharmonische Ströme Bezugsgröße: Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt. (\* ganzzahlig und nichtganzzahlig innerhalb einer Bandbreite von 200 Hz)

v bzw. $\mu$	$i_{v,zul}$ in A/GVA		
	110-kV-Netz	220-kV-Netz	380-kV-Netz
5	2,6	1,3	0,74
7	3,75	1,9	1,1
11	2,4	1,2	0,68
13	1,6	0,8	0,46
17	0,92	0,46	0,26
19	0,70	0,35	0,20
23	0,46	0,23	0,13
25	0,32	0,16	0,09
> 25 oder geradzahlig	5,25/v	2,6/v	1,5/v
$\mu < 40$	5,25/ $\mu$	2,6/ $\mu$	1,5/ $\mu$
$\mu > 40^*$	16/ $\mu$	8/ $\mu$	4,5/ $\mu$

**81** Die Einhaltung der zulässigen Ströme sollte durch Messungen des Gesamtstromes am Verknüpfungspunkt oder durch Summation der Ströme der Einzelanlagen unter Berücksichtigung der Überlagerung nach Gl. (25) und (26) überprüft werden. Zusätzlich zu den in Tabelle 3.3 genannten Störaussendungsgrenzwerten sind die Störspannungen nach Tabelle 3.4 einzuhalten.



Tab.3.4: Bewirkte Oberschwingungsspannungen im Hochspannungsnetz durch Windenergieanlagen; Spannungswerte im Mittelspannungsnetz und Pegelwerte nach DIN EN 50160 zum Vergleich

Ordnung	Zulässige Oberschwingungsspannungen in % bezogen auf $U_n/\sqrt{3}$		
	Hochspannung	Zur Information	
		Mittelspannung	DIN EN 50160
5	0,25	0,5	6,0
7	0,5	1,0	5,0
11	0,5	1,0	3,5
13	0,4	0,85	3,0
17	0,3	0,65	2,0
19	0,25	0,6	1,5
23	0,2	0,5	1,5
25	0,15	0,4	1,5
> 25 ungeradzahlig	0,1	0,4	--
> 25 geradzahlig	0,1	0,1	--
< 40	0,1	0,1	--
> 40 (Bandbreite 200 Hz)	0,3	0,3	--

## 4 Regeln für den Verschiebungsfaktor

### 4.1 Allgemeines

Beteiligt an der Spannungshaltung sind das jeweilige Netz, Erzeugungseinheiten und die angeschlossenen Verbraucher. Die Koordination obliegt dem Netzbetreiber. Im Rahmen der Systemdienstleistungen, also jenen Leistungen, die zur Erhaltung der Funktionstüchtigkeit des Netzes zusätzlich zur Übertragung und Verteilung der Elektroenergie erforderlich sind, ist der Versorgungsnetzbetreiber verpflichtet, zum Zwecke der Spannungshaltung den Blindleistungsbedarf jederzeit der Nachfrage anzupassen, und zwar mittels Erzeugungsanlagen, Anlagen zur Blindleistungskompensation, Transformatorstufungen und Änderungen der Netztopologie.

82

### 4.1.1 Netzanschlussverordnung

- 83 Die Verordnung über allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung, kurz Netzanschlussverordnung oder NAV<sup>6</sup> genannt, ersetzt die AVBEltV und gilt für alle nach dem 12.07.2005 geschlossenen Anschlussverhältnisse. Die NAV legt die Ausführung des Netzanschlusses fest, regelt die Rechte des Netzbetreibers während des Baus und im Betrieb und verweist auf anerkannte Regeln der Technik im Bezug auf die Ausführung des Netzanschlusses und der Mess- und Steuereinrichtungen. Weiterhin wird festgelegt, dass der Netzbetreiber berechtigt ist, weitere technische Anforderungen festzulegen

*... in Form von Technischen Anschlussbedingungen ... an den Netzanschluss und andere Anlagenteile sowie an den Betrieb der Anlage ..., soweit dies aus Gründen der sicheren und störungsfreien Versorgung ... notwendig ist.*

- 84 Bezüglich des Verschiebungsfaktors legt die NAV fest, dass die Nutzung der elektrischen Energie (Verbrauchsanlagen) mit einem Verschiebungsfaktor zwischen  $\cos \varphi = 0,9(\text{kap})$  und  $\cos \varphi = 0,9(\text{ind})$  zu erfolgen hat. Der Netzbetreiber kann den Einbau von Kompensationseinrichtungen mit dem Ziel der Einhaltung des Verschiebungsfaktors verlangen.

### 4.1.2 TR-Mittelspannung

- 85 Die Technische Richtlinie Bau und Betrieb von Übergabestationen zur Versorgung von Kunden aus dem Mittelspannungsnetz, im weiteren TR-Mittelspannung genannt, ergänzt durch die Regelungen der Versorgungsnetzbetreiber, legt die bauliche und elektrische Ausführung von Anlagen zur Versorgung von Kunden im Mittelspannungsnetz fest, regelt die Koordination der Schutzeinrichtungen und die Auslegung von Schaltgeräten. Weiterhin sind Vorschriften über die Ausführung der Messeinrichtungen enthalten. In den Aussagen über Rückwirkungen durch Kundenanlagen wird auf die Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen verwiesen.

---

6 Siehe HbE 11404

Der Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi \geq 0,9(\text{ind})$  soll gemäß TR-Mittelspannung eingehalten werden. Ein kapazitiver Verschiebungsfaktor ist nicht zulässig. Die Einrichtungen zur Blindleistungskompensation sind entweder über Regeleinrichtungen zu betreiben oder im Falle von Einzelkompensation zusammen mit den Verbrauchsgeräten zu schalten. Lastunabhängige Festkompensation soll vermieden werden. **86**

### **4.1.3 Bestimmungen der Versorgungsnetzbetreiber**

Versorgungsnetzbetreiber können abweichend von den allgemeinen Regelungen der TAB und der TR-Mittelspannung Regelungen auch im Hinblick auf die einzuhaltenden Grenzwerte des Verschiebungsfaktors  $\cos \varphi$  und der Ausführung von Kompensationsanlagen machen. So wird z. B. in den Zusatzbestimmungen zur TR-Mittelspannung von einem VNB gefordert, dass der Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi \geq 0,95(\text{ind})$  sein muss. In Ergänzung zur TAB und TR-Mittelspannung werden z. T. auch ergänzende Angaben zur Ausführung von Kompensationseinrichtungen für bestimmte Lasten vorgeschrieben. Im Rahmen dieses Beitrages kann darauf nicht im Einzelnen eingegangen werden. Festzuhalten ist, dass diese ergänzenden Bestimmungen der Versorgungsnetzbetreiber, sofern sie in den jeweiligen TAB oder TR-Mittelspannung aufgeführt sind, für das Verhältnis zum Kunden rechtverbindlich sind. **87**

## **4.2 Windenergieanlagen**

Die Spannungshaltung eines Netzes wird wesentlich durch die Blindleistungsbilanz bestimmt, aus dem Netz entnommene, induktive Blindleistung führt zu Spannungsabsenkungen, eingespeiste, kapazitive Blindleistung führt zur Spannungsanhebung. Die Einhaltung eines normativ oder durch Anschlussbedingungen vorgegebenen Spannungsprofils bzw. Spannungsbereichs ist nur durch lokale Maßnahmen zu gewährleisten. Beteiligt an der Spannungshaltung sind das jeweilige Netz, Erzeugungseinheiten und die angeschlossenen Verbraucher. Die Koordination obliegt dem Netzbetreiber. Im Rahmen der Systemdienstleistungen, also jenen Leistungen, die zur Erhaltung der Funktionstüchtigkeit des Netzes zusätzlich zur Übertragung und Verteilung der Elektroenergie erforderlich sind, ist der Versorgungsnetzbetreiber verpflichtet, zum Zwecke der Spannungshal-

**88**

tung den Blindleistungsbedarf jederzeit der Nachfrage anzupassen, und zwar mittels Erzeugungsanlagen, Anlagen zur Blindleistungskompensation, Transformatorstufungen und Änderungen der Netztopologie.

- 89 Dezentrale Erzeugungsanlagen können bei entsprechender technischer Auslegung zur Spannungshaltung in Netzen beitragen. Windenergieanlagen, wie auch alle anderen Erzeugungsanlagen, sollen sich an der Spannungshaltung des Netzes beteiligen. Die Anforderungen sind in verschiedenen Technischen Regeln, Richtlinien und Verordnungen festgelegt.
- Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (VDE-AR-N 4105)
  - Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz
  - EEG-Anlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz
  - Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen
  - Transmission Code 2007
- 90 Windenergieanlagen werden typischerweise nicht im Niederspannungsnetz angeschlossen. Auf eine Darstellung der Inhalte wird daher verzichtet. Die entsprechende BDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ wurde ersetzt durch die VDE-Anwendungsrichtlinie VDE-AR-N 4105, welche seit August 2011 in Kraft ist.

#### 4.2.1 Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz

- 91 Die Technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ schildert detailliert die Anforderungen an Erzeugungsanlagen beim Betrieb am Mittelspannungsnetz, und zwar im Bezug auf Netzurückwirkungen, Anlagenauslegung sowie an die Wirkleistungsreduzierung und an die Blindleistungsregelung zur Spannungsstützung. Zahlreiche Beispiele für die Ausführung des Anschlusses und zwei Beispiele für die Anschlussbeurteilung sind enthalten.
- 92 Am Verknüpfungspunkt ist als Grundforderung einzuhalten  $\cos \varphi = 0,95(\text{ind})$  bis  $\cos \varphi = 0,95(\text{kap})$ . Der induktive Bereich wird in der Richtlinie als untererregt, der kapazitive Bereich als übererregt bezeichnet in Anlehnung an die Blindleistungserzeugung von Synchronmaschinen. Abweichende Werte können vertraglich vereinbart

werden. Der definierte Bereich des Verschiebungsfaktors muss bei Wirkleistungsabgabe in jedem Betriebspunkt möglich sein, siehe Abbildung 4.1.

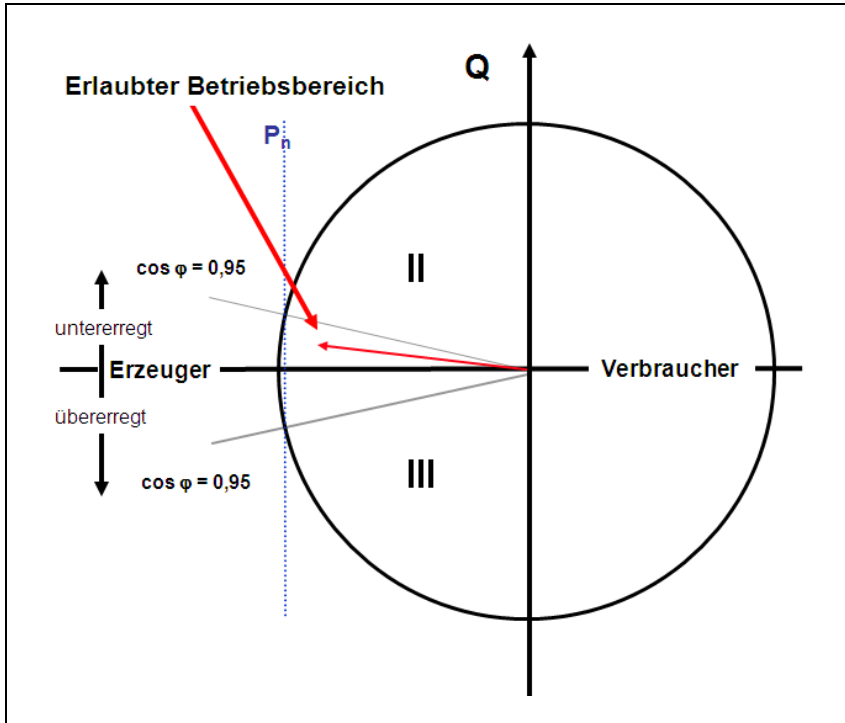


Abb. 4.1: Betriebsdiagramm für eine Erzeugungsanlage nach Technischer Richtlinie (MS), Grundforderung

Als Zusatzforderung, abgeleitet aus dem Transmission Code 2007, kann als Bereich des Verschiebungsfaktors entweder  $\cos \varphi = 0,975(\text{ind})$  bis  $\cos \varphi = 0,9(\text{kap})$  oder  $\cos \varphi = 0,95(\text{ind})$  bis  $\cos \varphi = 0,925(\text{kap})$  vereinbart werden, siehe hierzu Abbildung 4.2. 93

Es ist zu beachten, dass die zulässige Wirkleistungsabgabe bei unterschiedlichem Verschiebungsfaktor im untererregten bzw. übererregten Bereich ebenfalls unterschiedlich wird. Soll die zulässige Wirkleistungsabgabe im gesamten zulässigen Betriebsbereich gleich sein, so muss die Anlage hinsichtlich der Strombelastbarkeit überdimensioniert werden. 94

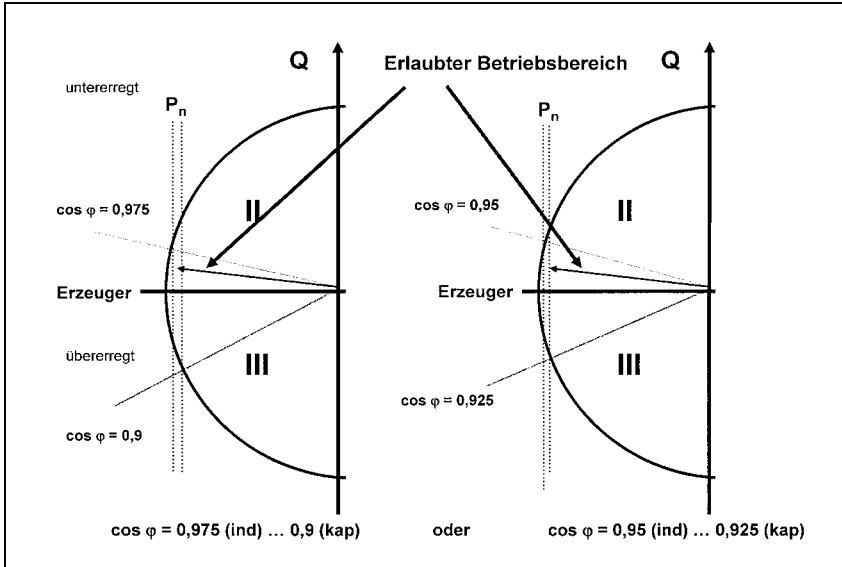


Abb. 4.2: Betriebsdiagramm für eine Erzeugungsanlage nach Technischer Richtlinie (MS), Zusatzforderung

- 95 Die Blindleistung muss grundsätzlich einstellbar sein, wobei der vereinbarte Bereich innerhalb weniger Minuten und beliebig oft zu durchfahren sein muss. Die Blindleistungsvorgabe kann erfolgen durch:
- festen Sollwert des Verschiebungsfaktors  $\cos \varphi$
  - fest vorgegebene Blindleistung  $Q$
  - Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi$  in Abhängigkeit der erzeugten Wirkleistung  $P$ , wobei jeder Blindleistungswert nach Kennlinie innerhalb von 10 s automatisch verfügbar sein muss
  - Blindleistungs-Spannungs-Kennlinie  $Q = f(U)$ , wobei jeder Blindleistungswert nach Kennlinie zwischen 10 s und 1 min nach Vorgabe des Netzbetreibers einstellbar sein muss
- 96 Bei Kennlinienregelung sollte eine Kennlinie mit begrenzter Steilheit und kontinuierlichem Verlauf gewählt werden, um Spannungssprünge zu vermeiden.

**4.2.2 Transmission Code 2007**

Im Transmission Code 2007 werden in Bezug auf Blindleistungsregelung durch Erzeugungsanlagen allgemeine Anforderungen an Erzeugungseinheiten festgelegt, für EEG-Erzeugungseinheiten, also Anlagen, die unter das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) fallen, werden zusätzliche spezielle Regelungen getroffen. 97

In Abhängigkeit von der jeweiligen Netzspannung am Netzanschlusspunkt muss die Erzeugungseinheit bei Bemessungsbetrieb im Frequenzbereich 49,5 Hz bis 50,5 Hz die Anforderungen an den Verschiebungsfaktor gemäß Abbildung 4.3 bis Abbildung 4.5 erfüllen. Die Spannungsangaben in Prozent beziehen sich auf die jeweiligen Netznennspannungen, 100 % entspricht dabei 380 kV; 220 kV bzw. 110 kV. Der Verschiebungsfaktor nach Abbildung 4.3 (Grundforderung) muss dabei z. B. bei einer Netzspannung von  $U = 400 \text{ kV}$  ( $\pm 105 \%$ ) zwischen  $\cos \varphi = 0,9(\text{kap})$  und  $0,975(\text{ind})$  liegen. Der vereinbarte Blindleistungsbereich muss innerhalb von höchstens 4 Minuten vollständig durchfahren werden können und bei Bemessungsleistung, in der SDLWindV „betriebsbereite installierte Wirkleistung“ genannt, verfügbar sein. Welche der drei Varianten anzuwenden ist, ist vom Netzbetreiber zum Zeitpunkt des Netzanschlusses festzulegen. 98

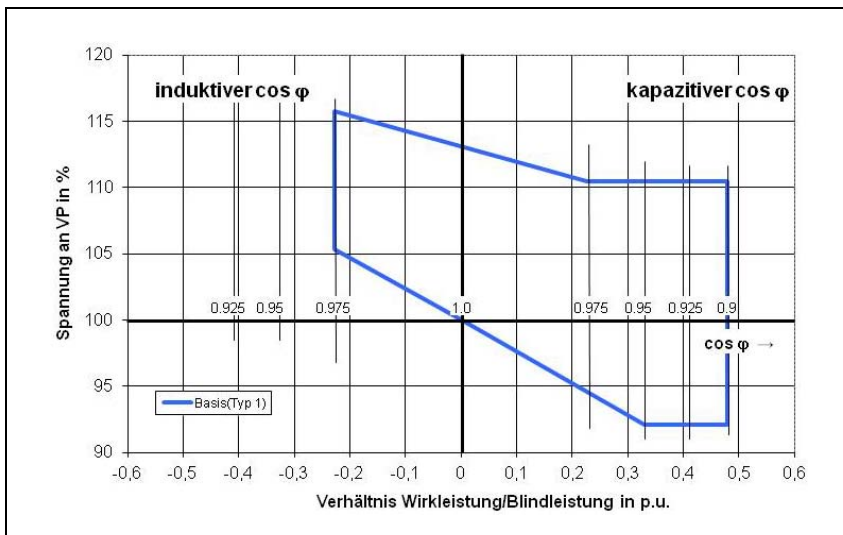


Abb. 4.3: Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungseinheiten nach Transmission Code 2007 und SDLWindV – (Grundforderung, Variante 1)

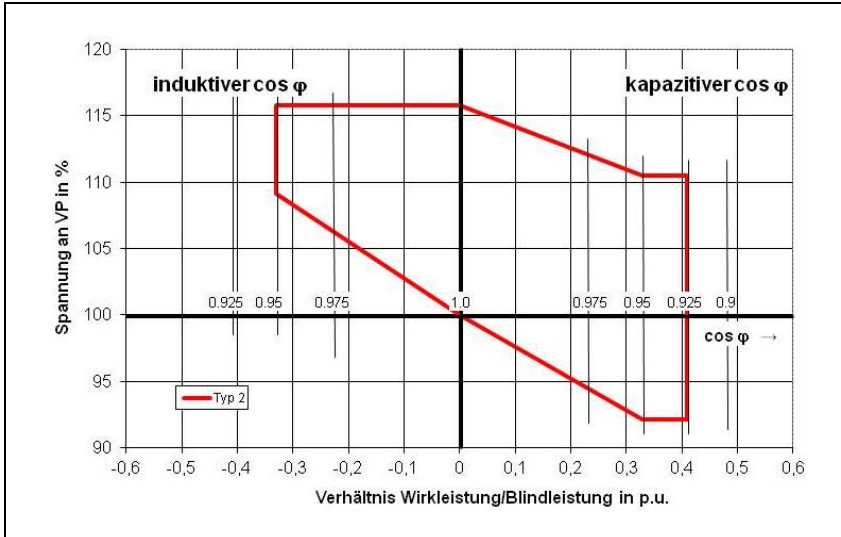


Abb. 4.4: Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungseinheiten nach Transmission Code 2007 und SDLWindV – (Zusatzforderung, Variante 2)

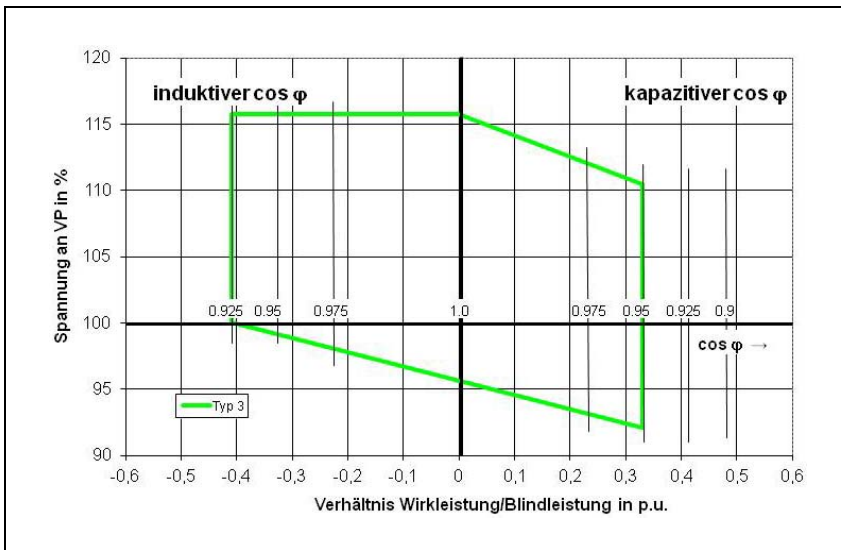


Abb. 4.5: Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungseinheiten nach Transmission Code 2007 und SDLWindV – (Zusatzforderung, Variante 3)

- 99 Für den Teillastbereich ist festgelegt, dass der Generator in jedem möglichen Arbeitspunkt des Leistungsdiagramms, siehe Abbildung



4.6 bis Abbildung 4.8, betrieben werden kann. Die Ordinate ist in Prozent der „momentanen Wirkleistung zur betriebsbereiten installierten Wirkleistung“, die Abszisse in Prozent der „bereitgestellten Blindleistung zur betriebsbereiten installierten Wirkleistung“ skaliert. Die Diagramme gelten für die angegebenen Spannungsbereiche. Jede Blindleistungsbereitstellung ist innerhalb von 4 Minuten zu erbringen. Bei der Auswahl der jeweiligen Mindestanforderungen ist zu beachten, dass die PQ-Diagramme in den Abbildungen 4.6 bis 4.8 den Darstellungen gemäß Abbildungen 4.3 bis 4.5 zugeordnet sind. Je nach Netzsituation kann die Blindleistungsbereitstellung Vorrang haben vor der Wirkleistungserzeugung.

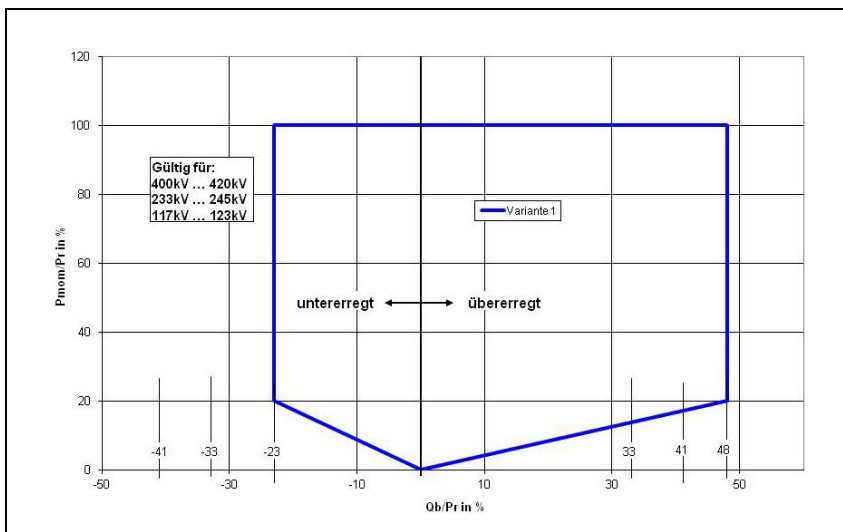


Abb. 4.6: Geforderter Betriebsbereich (PQ-Diagramm im Erzeugerzählpfeilsystem)) für WEA am Verknüpfungspunkt nach Transmission Code 2007 und SDLWindV. Spannungsbereiche: 400 kV bis 420 kV; 233 kV bis 245 kV; 117 kV bis 123 kV

Für EEG-Anlagen wird zunächst auf die allgemeinen Anforderungen für Erzeugungseinheiten verwiesen. Zusätzlich ist festgelegt, dass die Festlegung des Arbeitspunktes nach Anforderungen des Netzes sich auf den Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi$ , den Blindleistungswert  $Q$  oder einen Spannungswert  $u$ . U. mit Toleranzband bezieht und durch Vorgabe eines Wertes oder Fahrplanes, einer Kennlinie in Abhängigkeit des Arbeitspunktes der Erzeugungsanlage oder durch Online-Sollwertvorgabe erfolgen kann.

100

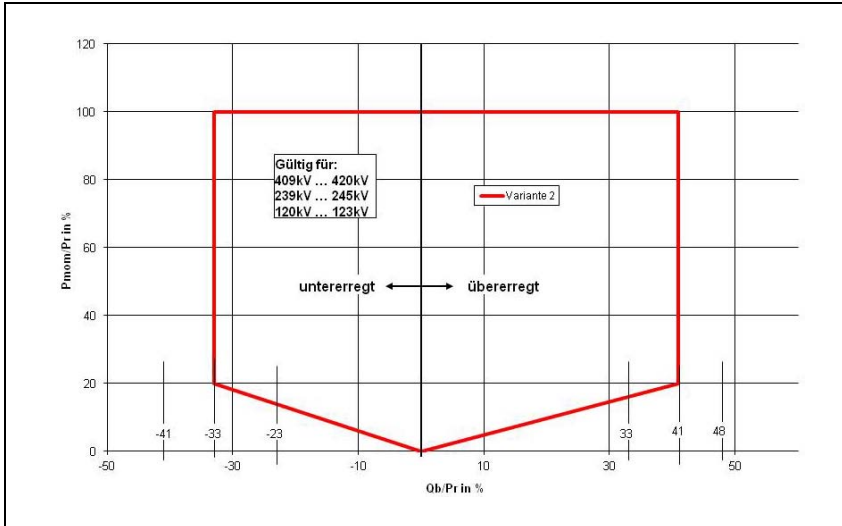


Abb. 4.7: Geforderter Betriebsbereich (PQ-Diagramm im Erzeugerzählpfeilsystem)) für WEA am Verknüpfungspunkt nach Transmission Code 2007 und SDLWindV. Spannungsbereiche: 409 kV bis 420 kV; 239 kV bis 245 kV; 120 kV bis 123 kV

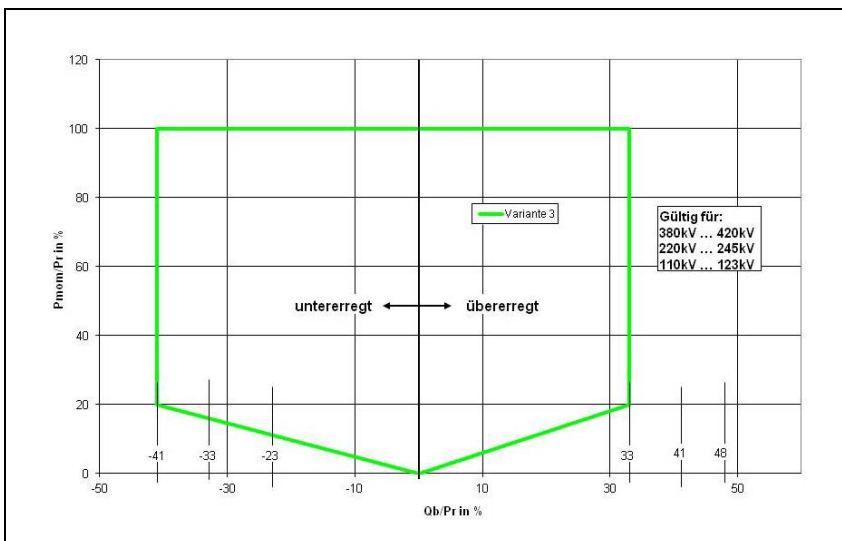


Abb. 4.8: Geforderter Betriebsbereich (PQ-Diagramm im Erzeugerzählpfeilsystem)) für WEA am Verknüpfungspunkt nach Transmission Code 2007 und SDLWindV. Spannungsbereiche: 380 kV bis 420 kV; 220 kV bis 245 kV; 110 kV bis 123 kV

## 5 Frequenzhaltung und Wirkleistungsreduzierung

### 5.1 Allgemeines

Die Regelung der Netzfrequenz als globaler Netzgröße (im quasistationären Zustand ist die Frequenz im gesamten Netz gleich) erfolgt durch Veränderung der Wirkleistungsbilanz. Eine Zunahme der erzeugten Wirkleistung führt ebenso zu einer Frequenzerhöhung wie eine Abnahme der Wirkleistung der Verbraucher, wohingegen eine Reduzierung der erzeugten Wirkleistung oder eine Erhöhung der Verbrauchervirkleistung zu einer Reduzierung der Frequenz führen. Zur Frequenzregelung werden Erzeugungsanlagen mit sogenannter Primärregelung betrieben. Bei absinkender Frequenz muss die erzeugte Wirkleistung erhöht werden, was bei Windenergieanlagen und anderen Anlagen aus dem Bereich der erneuerbaren Energien im Allgemeinen nicht möglich ist, da diese dargebotsabhängig bereits im Leistungsmaximum betrieben werden. Eine Reduzierung der erzeugten Wirkleistung zur Frequenzstabilisierung ist aber bei Windenergieanlagen möglich. **101**

### 5.2 Regeln für WEA

Die entsprechenden Regelungen zur Reduzierung der Wirkleistung von Erzeugungsanlagen sind in der BDEW-Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, im Transmission Code 2007 und in der SDLWindV festgelegt. Danach ist die Reduzierung der Wirkleistung von WEA zulässig, wenn **102**

- Gefahr für den sicheren Netzbetrieb besteht,
- Gefahr von Überlastungen im Netz besteht,
- Gefahr für Inselnetzbildung gegeben ist,
- Gefährdung der dynamischen und statischen Stabilität gegeben ist,
- systemgefährdender Frequenzanstieg vorliegt,
- Baumaßnahmen und Instandsetzungen durchgeführt werden müssen.

Die Reduzierung der Wirkleistung soll dabei in Stufen von höchstens 10 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung aus jedem möglichen **103**

Betriebszustand heraus auf jeden vorgegebenen neuen Sollwert möglich sein. Empfohlen werden Sollwerte von 100 %; 60 %; 30 % und 0 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung. Die Leistungsreduzierung soll innerhalb einer Minute erfolgen. Erst unterhalb von 10 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung darf eine automatische Trennung vom Netz erfolgen.

- 104 Um einem systemgefährdenden Frequenzanstieg zu begegnen, müssen Erzeugungsanlagen ab einer Frequenz von 50,2 Hz ihre Wirkleistung mit Gradient 40 % der bei 50,2 Hz verfügbaren Wirkleistung pro Hertz gemäß Gl. (32) reduzieren.

$$\Delta P = 0,2 \cdot P_A \cdot \frac{50,2 \text{ Hz} - f_{\text{sys}}}{50 \text{ Hz}} \quad (32)$$

- 105 Die Wirkleistung darf erst bei einem Absinken der Frequenz unter 50,05 Hz wieder gesteigert werden. Übersteigt die Frequenz 51,5 Hz, sind die Erzeugungsanlagen innerhalb 100 ms vom Netz zu trennen, dies gilt auch, wenn die Frequenz unterhalb 47,5 Hz sinkt, siehe hierzu Abbildung 5.1. Im Hochspannungsnetz ist bei Unterschreiten des Frequenzwertes 47,5 Hz unverzüglich abzuschalten.

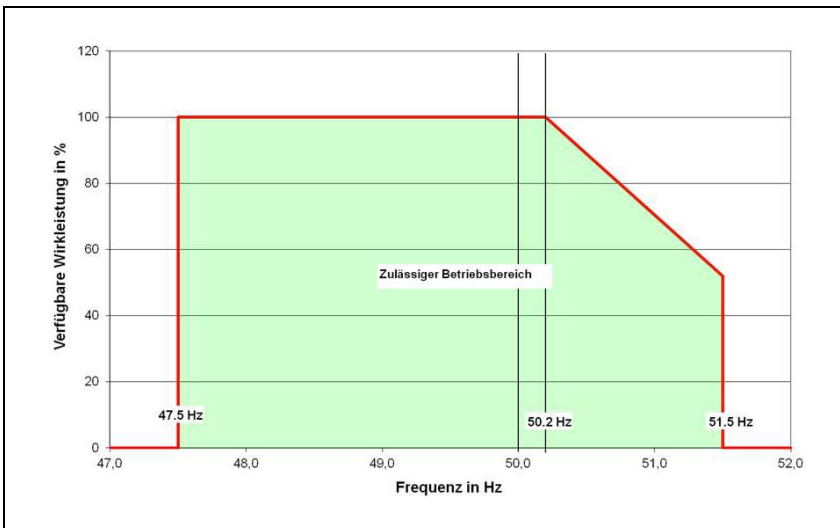


Abb. 5.1: Wirkleistungsreduktion zur Frequenzhaltung

## 6 Verhalten bei Netzstörungen, dynamische Netzstützung

Transmission Code und Technische Richtlinien für Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz unterscheiden zwischen zwei Typen von Erzeugungsanlagen: 106

- Typ 1 umfasst Anlagen mit Synchrongeneratoren, die direkt oder über Blocktransformator an das Netz angeschlossen sind,
- Typ 2 umfasst alle anderen Anlagen, also solche, die über Leistungselektronik mit dem Netz gekoppelt sind.

*Erzeugungsanlagen der Typ-1-Kategorie im Mittelspannungs- und Hochspannungsnetz* dürfen sich oberhalb der in Abbildung 6.1 dargestellten Kurve selbst bei symmetrischen und unsymmetrischen Netzfehlern (Kurzschlüssen) mit Spannungseinbrüchen auf 0 % für die Dauer von 150 ms nach Eintritt eines Fehlers nicht von Netz trennen und es dürfen keine Instabilitäten auftreten. Im Bereich bis 1,5 s Kurzschlussdauer müssen Spannungseinbrüche zwischen 70 % und 90 % ohne Abschaltung durchfahren werden können. Für Kurzschlussdauern bis zu 3 s ist der untere Wert des Spannungsbandes, 90 % der Nennspannung, als Grenzkurve für Abschaltungen vorgesehen. 107

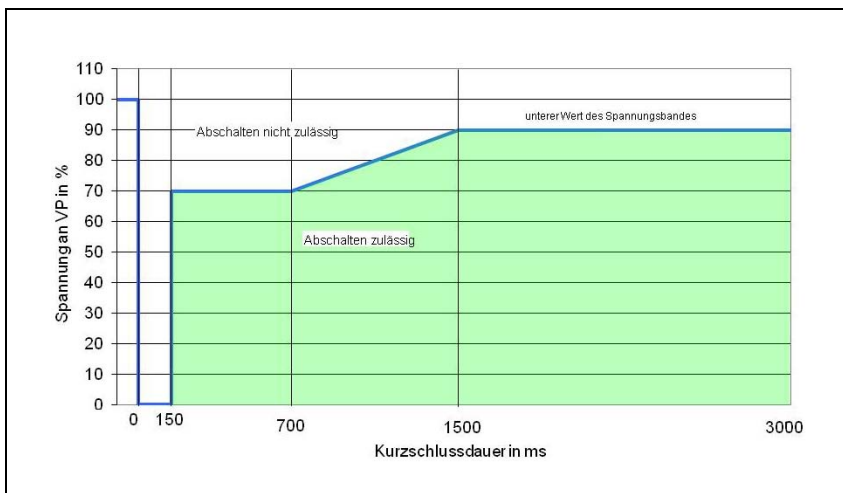


Abb. 6.1: Grenzkurven für das Verbleiben am Netz von Erzeugungsanlagen Typ 1, gültig für Mittelspannungs- und Hochspannungsnetze

- 108 Erzeugungsanlagen nach Typ 2 bei Anschluss an das Mittelspannungsnetz dürfen sich ebenfalls bei Netzfehlern mit Spannungseinbrüchen auf 0 % für die Dauer von 150 ms nicht vom Netz trennen, es dürfen auch keine Instabilitäten auftreten. Für längere Kurzschlussdauern werden unterschiedliche Anforderungen in Abhängigkeit von Dauer und Höhe des Spannungseinbruchs definiert, siehe Abbildung 6.2.

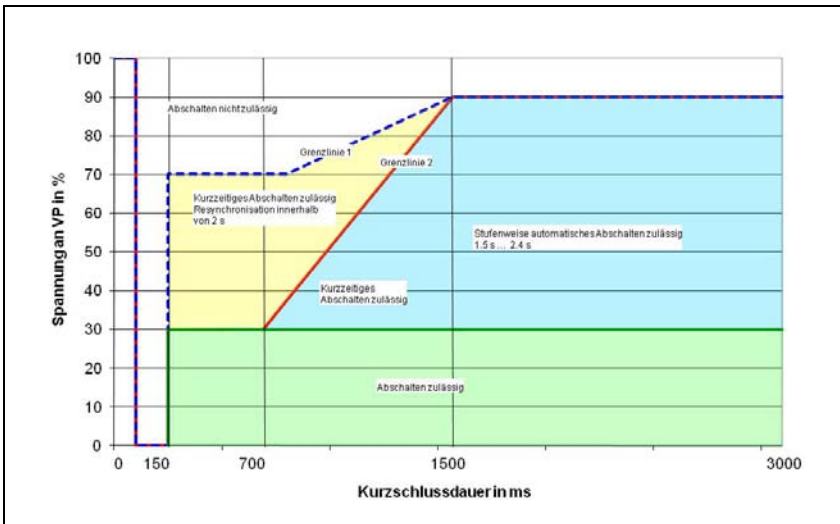


Abb. 6.2: Grenzfunktionen für das Verbleiben am Netz von Erzeugungsanlagen Typ 2, gültig für Mittelspannungsnetze

- 109 Dabei ist im Bereich zwischen Grenzlinie 1 und Grenzlinie 2 für Kurzschlussdauern über 150 ms bis 1500 ms bei Spannungen zwischen 30 % bzw. 90 % ein kurzzeitiges Abschalten (kurzzeitige Trennung vom Netz KTE) nur dann zulässig, wenn eine Resynchronisation innerhalb von 2 s erfolgt. Nach erfolgter Resynchronisation muss die Wirkleistung mit einem Gradienten von mindestens 10 % der Nennwirkleistung (Bemessungswirkleistung) pro Sekunde gesteigert werden (Transmission Code 2007).
- 110 Bei größeren Spannungseinbrüchen bzw. längeren Kurzschlussdauern unterhalb der Grenzlinie 2 ist eine Abschaltung, u. U. stufenweise zulässig. Eine längere Resynchronisationszeit und kleinere Gradienten der Wirkleistungssteigerung nach Resynchronisation sind nach Absprache mit dem Netzbetreiber zulässig. Unterhalb einer Restspan-

nung von 30 % ist bei Kurzschlussdauern größer 150 ms eine Abschaltung grundsätzlich zulässig.

Die Dauer des Verbleibens am Netz kann auf Grund von schutztechnischen Vorgaben des Netzbetreibers verkürzt werden.

Für Erzeugungsanlagen Typ 1 und Typ 2 gilt, dass während des Verbleibens am Netz während eines symmetrischen Kurzschlusses ein Blindstrom gemäß Transmission Code 2007 zur Spannungsstützung eingespeist werden muss, siehe hierzu Abbildung 6.4. Bei unsymmetrischen Kurzschlüssen ist die Blindstromeinspeisung während des Netzfehlers so zu begrenzen, dass die Spannung der nicht fehlerbetroffenen Leiter am Netzverknüpfungspunkt (in der Technischen Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz Netzanschlusspunkt genannt) auf den Wert 110 % der vereinbarten Versorgungsspannung  $U_c$  begrenzt bleibt. **111**

Kundenanlagen mit Erzeugungsanlagen, die zur Eigenbedarfsdeckung bei Fehlern im vorgelagerten Netz in den Inselbetrieb gehen, müssen sich bis zur Netztrennung an der Spannungsstützung beteiligen. Die Möglichkeit des Inselbetriebs ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen. **112**

*Erzeugungsanlagen vom Typ 2 im Hochspannungsnetz* müssen gemäß Transmission Code bei Fehlern im Netz die in Abbildung 6.3 dargestellten Bedingungen bei symmetrischen und unsymmetrischen Netzfehlern (Kurzschlüssen) erfüllen. Die nachfolgenden Aussagen gelten für symmetrische und unsymmetrische Fehler in Netz. Die Spannungswerte gelten für den größten Wert der drei Außenleiterspannungen. Oberhalb der Grenzlinie 1 darf die Anlage nicht vom Netz getrennt werden und es dürfen keine Instabilitäten auftreten. **113**

Im Bereich zwischen der Grenzlinie 1 und Grenzlinie 2 muss die Anlage nach Vorgabe und vorheriger Festlegung des Netzbetreibers zusätzlich Blindstrom zur Spannungsstützung einspeisen können. Ist die Anlage auf Grund ihres Anschlusskonzeptes oder durch auftretende Instabilitäten oder bei Ansprechen des Generatorschutzes nicht in der Lage, in diesem Bereich am Netz zu verbleiben, so ist in Abstimmung mit dem Netzbetreiber eine kurzzeitige Netztrennung erlaubt, eine Resynchronisation hat nach spätestens 2 s zu erfolgen. Die Wirkleistungssteigerung nach Resynchronisation muss mit einem Gradienten **114**

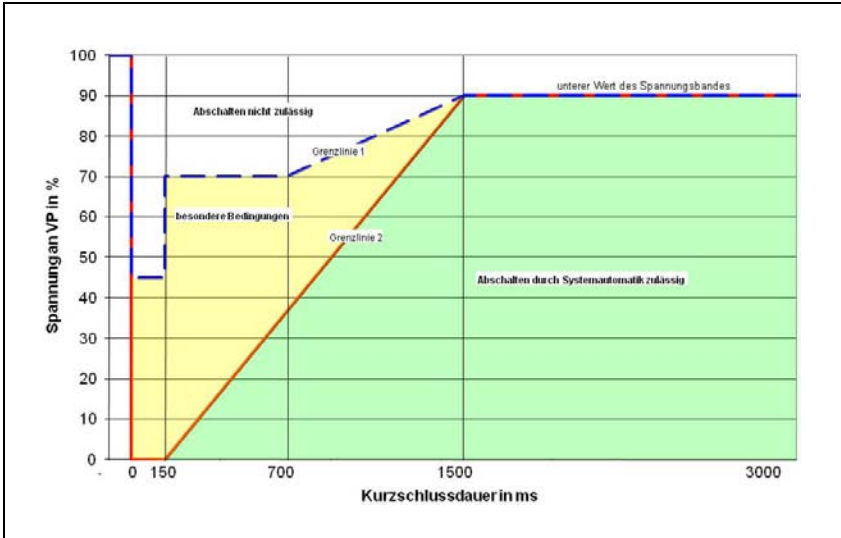


Abb. 6. 3: Grenzzugänge für das Verbleiben am Netz von Erzeugungsanlagen Typ 2, gültig für Hochspannungsnetze

von mindestens 10 % der Generatornennwirkleistung (Bemessungswirkleistung) pro Sekunde erfolgen. Eine Verschiebung der Grenzlinie 2 in Abstimmung mit dem Netzbetreiber bei gleichzeitiger Reduzierung der Resynchronisationszeit und Festlegung eines Mindestblindstromes zur Spannungsstützung ist zulässig.

- 115 Unterhalb der Grenzlinie 2 ist eine Trennung vom Netz grundsätzlich erlaubt. Resynchronisationszeiten größer 2 s und geringere Gradienten der Wirkleistungssteigerung nach Resynchronisation sind in Abstimmung mit dem Netzbetreiber zulässig.
- 116 Erzeugungsanlagen, die während des Netzfehlers am Netz verbleiben, müssen ihre Wirkleistung nach Fehlerklärung mit einem Gradienten von mindestens 20 % der Nennleistung (Bemessungsleistung) pro Sekunde auf den Wert vor Fehlereintritt steigern.
- 117 Die Höhe des geforderten Blindstroms in Abhängigkeit von der Spannungsänderung sowie die dynamischen Anforderungen sind in der SDLWindV festgelegt, siehe hierzu Abbildung 6.4. Die Achsen sind bezogen auf die Nennspannung  $U_n$  bzw. auf den Bemessungsstrom  $I_r$  der Anlage.



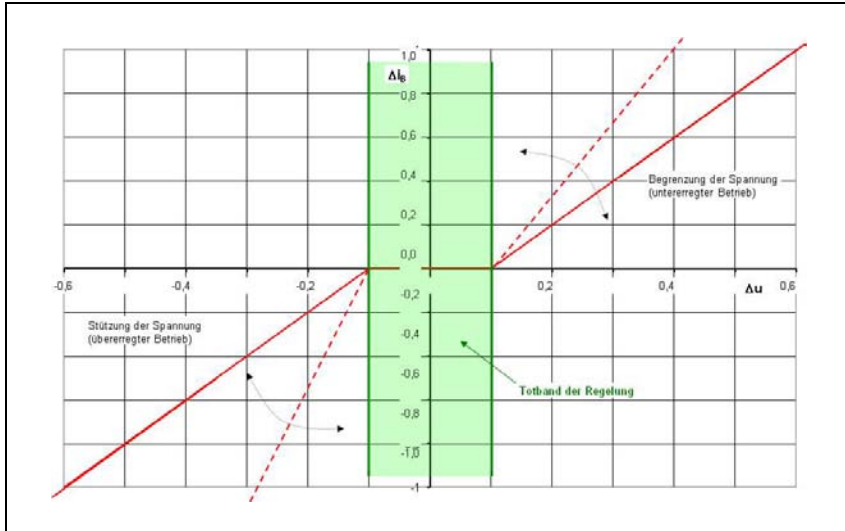


Abb. 6.4: Anforderungen an die Blindromeinspeisung in Abhängigkeit von der Spannungsänderung

Das Verhältnis von Blindstromänderung zu Spannungsänderung, Blindstromstatik  $K$  nach Gl. (33) genannt, muss im Bereich  $K = 0 \dots 10$  einstellbar sein. **118**

$$K = \frac{\Delta i_B}{\Delta u} = \frac{\Delta I_B / I_r}{\Delta U / U_n} \tag{33}$$

Das Spannungstotband kann mit Einverständnis des Netzbetreibers, z. B. bei einer kontinuierlichen Spannungsregelung, auch reduziert werden. **119**

Bei dreipoligen Fehlern (Kurzschlüssen) muss die Anlage in der Lage sein, Blindstrom in Höhe des Bemessungsstromes (in SDLWindV Nennstrom genannt) einzuspeisen. Im Fall von ein- und zweipoligen Kurzschlüssen müssen mindestens 40 % des Bemessungsstromes eingespeist werden können. **120**

Die dynamischen Anforderungen der Blindromeinspeisung sind durch die Größen Anschlagzeit und Einschwingzeit der Sprungantwort des Blindstromes, wie sie typischerweise bei Kurzschlüssen auftritt, definiert, siehe hierzu Abbildung 6.5. Für die Anschlagzeit sind 30 ms, für die Einschwingzeit sind 60 ms einzuhalten. Das Tole- **121**

ranzband des Blindstroms muss im Bereich  $-10\%$  bis  $+20\%$  des Bemessungsstromes liegen. Im Transmission Code 2007 ist festgelegt, dass eine Erzeugungsanlage innerhalb von 20 ms den gewünschten Blindstrom einspeisen muss. Diese Zeit wird mit Anregelzeit bezeichnet. Die Anforderungen für WEA nach SDLWindV sind also weniger restriktiv als die Anforderungen an Erzeugungsanlagen nach Transmission Code 2007, siehe hierzu auch Abbildung 6.5.

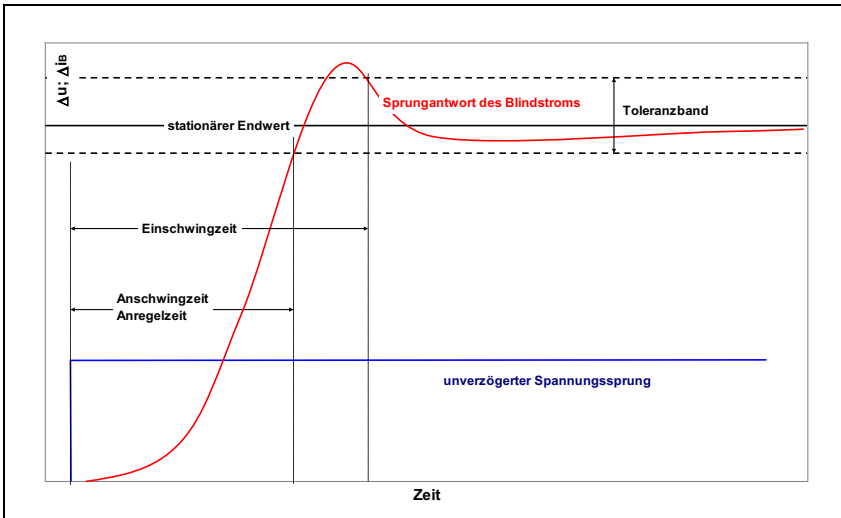


Abb. 6.5: Zur Definition der Begriffe Anschlagzeit und Einschwingzeit

- 122 Die Blindstromeinspeisung muss bis zur Höhe des Bemessungsstromes möglich sein. Unter Umständen hat die Blindstromeinspeisung Vorrang vor der Wirkstromeinspeisung.

## 7 Weitere Forderungen

- 123 DIN IEC 60038 (VDE 0175) definiert die zu verwendenden Normspannungen und legt Toleranzbereiche bzw. maximale Spannungen fest. Im Mittelspannungsbereich  $U_n = 3\text{ kV} \dots 35\text{ kV}$  beträgt das Spannungsband  $\pm 10\%$  bezogen auf die Nennspannung. Zusätzlich ist zu jeder Nennspannung die höchste Spannung für Betriebsmittel  $U_m$  festgelegt, diese beträgt z. B. im 10-kV-Netz  $U_m = 12\text{ kV}$  und im 20-kV-Netz  $U_m = 24\text{ kV}$ . Für höhere Nennspannungen  $U_n > 45\text{ kV}$  und

im Hochspannungs- und Höchstspannungsbereich ist kein Toleranzband sondern nur die höchste Spannung für Betriebsmittel definiert. Toleranzbänder müssen durch den Netzbetreiber in den Planungs- und Betriebskriterien festgelegt werden.

## 8 Literaturhinweise

Literaturhinweise werden ohne Zitierungen im Text als weiterführende Literaturstellen genannt.

- [1] VDN (Hrsg.): Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen, VWEW-Energieverlag, Frankfurt am Main, 2007.
- [2] VDN (Hrsg.): Transmission Code 2007. VDN, Berlin, August 2007. Ergänzungen in den Anlagen zum Transmission Code, 11-2009.
- [3] VDN (Hrsg.): EEG-Anlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz. VDN, Berlin, 08-2004.
- [4] Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (SDLWindV, 25.07.2010, Bundesgesetzblatt, 2010, Teil I, Blatt Nr. 832).
- [5] VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. 08-2011.
- [6] BDEW (Hrsg.): Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, 06-2008.
- [7] BDEW (Hrsg.): Regelungen und Übergangsfristen für bestimmte Anforderungen in Ergänzung zur Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, BDEW, 02-2011
- [8] BDEW (Hrsg.): Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz. 07-2007, Ergänzungen, 10-2009.
- [9] BDEW (Hrsg.): Technische Richtlinie – Bau und Betrieb von Übergabestationen zur Versorgung von Kunden aus dem Mittelspannungsnetz. 05-2008.

- [10] DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Energieversorgungsnetzen. 02-2011.
- [11] Schlabbach; Mombauer: Power Quality – Entstehung und Bewertung von Netzzrückwirkungen; Netzanschluss erneuerbarer Energiequellen. VDE Schriftenreihe Nr. 127. VDE-Verlag, Berlin und Offenbach. 2008.
- [12] Hormann; Just; Schlabbach: Netzzrückwirkungen. (Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze Bd. 14), 3. erweiterte Auflage. VWEW-Energieverlag, Frankfurt am Main, 2008.
- [13] Schlabbach: Berechnung der Netzimpedanz zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen. ew, Bd. 107 (2008), Heft 06.
- [14] Koschinsky; Schlünder; Schlabbach: LVFRT-Kriterien in Netzanschlussregeln für Windenergieanlagen. ew, Bd. 105 (2006), Heft 25.
- [15] Große-Gehling; Just; Reese; Schlabbach: Blindleistungskompensation – Netzqualität. EW Medien und Kongresse, Frankfurt am Main, 2009.
- [16] Schlabbach; Metz: Netzsystemtechnik. VDE-Verlag, Berlin und Offenbach, 2005.
- [17] Schlabbach: Netzanschluss erneuerbarer Energiequellen – Anleitung zum Selbststudium mit Kontroll- und Übungsaufgaben. Schriften aus Lehre und Forschung Nr. 26, FH Bielefeld, ISBN 978-3-923216-73-4, 11-2010.
- [18] FGW (Hrsg.): Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten, Teil 3: Bestimmung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten .... Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien (FGW e.V.), 01.07.2011.
- [19] FGW (Hrsg.): Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten, Teil 4: Anforderungen an Modellierung und Validierung von Simulationsmodellen der elektrischen Eigenschaften .... FGW e.V., 22.03.2010.
- [20] FGW (Hrsg.): Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten, Teil 8: Zertifizierung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten .... FGW e.V., 01.07.2011.

# Kabel für die Übertragung elektrischer Energie

*Fred Wiznerowicz*

*Energiekabel sind langlebige Investitionsgüter. Aufbau, Prüfbestimmungen und Einsatzbereich sind in nationalen und internationalen Bestimmungen (DIN; VDE; EN) weitgehend festgelegt. Der Wiederbeschaffungswert des deutschen Kabelnetzes beträgt nach grober Schätzung rund 60 Mrd. € einschließlich der Kosten für die Verlegung. Die meisten Kabel erreichen zwischen 1995 und 2025 die von ihnen üblicherweise erwartete Lebensdauer und müssen nach sorgfältiger Planung ersetzt werden. Um den Einsatz qualitativ hochwertiger Kabel zu sichern, reicht die Erfüllung der Prüfvorschriften nicht aus. Ergänzend führen viele Betreiber aufwändige Kontrollen bei den Herstellern durch. Sie achten dabei auf die Zertifizierung gemäß ISO 9000/9001, auf klar strukturierte Verfahrensabläufe, auf die Mitarbeit in Normungsgremien und auf die Sachkompetenz in technischer und kaufmännischer Hinsicht. Präqualifikationsverfahren, Begleitung der Fertigung, Kabelabnahmen und Wareneingangskontrollen beim Betreiber bauen über Jahre das notwendige Vertrauen zwischen Herstellern und Betreibern auf.*

*Bei der Kabelverlegung und -montage entsteht der größte Teil der Kosten einer Kabelanlage (bis etwa 90 %). Einflussgrößen und Einsparmöglichkeiten werden in einem speziellen Abschnitt genannt. Weitere Abschnitte befassen sich mit dem Kabelaufbau, den Leiterwerkstoffen und -formen, mit der Isolierung, den Leitschichten, dem Schirm, dem Mantel, der Bewehrung und der Schutzhülle. Die in Deutschland häufigsten Bauarten und ihre Bezeichnungsweise für Nieder-, Mittel- und Hochspannung werden dargestellt.*

*Zur Beurteilung und Projektierung einer Kabelanlage muss der Betreiber die nachzuweisenden Eigenschaften von Kabeln und ihre Prüfung und die Gesichtspunkte bei der Entscheidung für Freileitung oder Kabel kennen. Dies wird ebenso behandelt wie die neuen Übertragungsmedien, nämlich Hochspannungs-Gleichstromkabel, gasisolierte Leitungen und Supraleiterkabel.*

## Inhaltsübersicht

		Rn.		Rn.	
1	Überblick	1-4	4	Kabeltypen	24-29
2	Kabelverlegung und -montage	5-10	5	Kabeleigenschaften	30-37
3	Kabelaufbau, Werkstoffe	11-23	6	Kabel und Freileitung	38-48
3.1	Leiter	11	7	Neue Übertragungs- medien	49-52
3.2	Isolierung, Leitschichten	12-19	8	Schrifttum und Quellen	
3.3	Schirm, Mantel, Bewehrung, Schutzhülle	20-23			

## 1 Überblick

- Die Kabeltechnik ist eine umweltfreundliche Technik, die auf hohe Akzeptanz stößt. Energiekabel sind langlebige Investitionsgüter. Aufbau, Prüfbestimmungen und Einsatzbereich sind in nationalen und internationalen Bestimmungen (DIN; VDE; EN) weitgehend festgelegt. Bis zu einer Spannung von 500 kV haben die Kabel und ihr Zubehör eine bemerkenswerte Zuverlässigkeit erreicht. Die Fortentwicklung zu leistungsstärkeren, zuverlässigeren und kostengünstigeren Kabeln hält jedoch an. Vor allem für die Übertragung großer Leistungen und/oder über große Entfernungen werden neue Übertragungsmedien entwickelt und erprobt.
- Neue digital arbeitende Mess- und Überwachungseinrichtungen sollen helfen, das Kabelnetz wirtschaftlich optimal zu planen und zu betreiben (Asset Management). Diagnoseverfahren ermöglichen es, den Alterungszustand eines Kabels zu ermitteln [1]. All dies soll dazu beitragen, Neuinvestitionen zu vermeiden oder zeitlich hinauszuschieben.
- Das deutsche Kabelnetz hat eine Systemlänge von mehr als 1 Million km. Der Wiederbeschaffungswert beträgt nach grober Schätzung rund 60 Mrd. € einschließlich der Kosten für die Verlegung [2]. Im Spannungsbereich zwischen 1 kV und 30 kV beträgt der Anteil der Verlege- und Montagekosten an den Gesamtkosten einer Kabelanlage etwa 90 % [4]. In den Städten der alten Bundesländer wurden die meisten Kabel in den Jahren 1955 bis 1985 verlegt. Zwischen 1995 und 2025 erreichen diese Kabel die von ihnen üblicherweise erwartete Lebensdauer und müssen nach sorgfältiger Planung ersetzt werden [3].

Erreicht ein Kabel nicht die erwartete Lebensdauer von etwa 40 Jahren, so entstehen hohe Kosten durch das vorzeitige Auswechseln. Für den Betreiber eines Kabelnetzes ist es also wichtig, nur qualitativ hochwertige Kabel einzusetzen. Um dies zu gewährleisten, reicht es nicht aus, dass ein Kabel die Stückprüfung bestanden hat. Vielmehr muss sich der Betreiber darauf verlassen können, dass der Hersteller dauerhaft in der Lage und willens ist, die Qualität seiner Produkte zu sichern. Deswegen führen viele Betreiber aufwändige Kontrollen bei den Herstellern durch. Sie achten dabei auf die Zertifizierung gemäß ISO 9000/9001, auf klar strukturierte Verfahrensabläufe, auf die Mitarbeit in Normungsgremien und auf die Sachkompetenz in technischer und kaufmännischer Hinsicht. Selbstverständlich müssen die Hersteller die Durchführung aller vorgeschriebenen Prüfungen nachweisen. Präqualifikationsverfahren [1], Begleitung der Fertigung durch Personal der Betreiber, Kabelabnahmen und Wareneingangskontrollen beim Betreiber ermöglichen es, über Jahre das notwendige Vertrauen zwischen Herstellern und Betreibern aufzubauen.

4

## 2 Kabelverlegung und -montage

Der größte Teil der Kosten einer Kabelanlage (bis etwa 90 %) entsteht bei der Verlegung und Montage, also an der Schnittstelle zwischen Recht, Ökonomie, Maschinenbau, Tiefbau und Elektrotechnik. Bei der Planung und Durchführung von Kabelverlegearbeiten sind diverse Rechtsvorschriften zu beachten. Die Auswahl und Anwendung des Verlegeverfahrens setzt Kenntnisse über örtliche Gegebenheiten, über verfügbare Maschinen, über Theorie und Praxis des Tiefbaus und über die wichtigsten Eigenschaften der Kabel voraus. Rechtsvorschriften und Verfahrensschritte bei der Kabelverlegung sind im Schrifttum beschrieben [1; 5; 6]. Einen Überblick über Vor- und Nachteile der Verlegeverfahren vermittelt Tabelle 1. Kabel müssen durch Kabelabdeckungen, mindestens aber durch Trassenbänder vor späteren Beschädigungen geschützt werden.

5

Tab. 1: Vor- und Nachteile der Kabel-Legeverfahren (nach [4])

Verfahren	Vorteile	Nachteile
Offene Bauweise generell	<ul style="list-style-type: none"> <li>● kaum technische Einschränkungen, fast immer anwendbar</li> <li>● zahlreiche Möglichkeiten für technische Unterstützung</li> <li>● überschaubares Risiko der Beschädigung anderer Anlagen</li> <li>● tatsächliche Lage der Kabel sichtbar und einmessbar</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Behinderung des Verkehrsraumes durch große Ausdehnung der Baustelle</li> <li>● Belastung der Öffentlichkeit und der Anlieger</li> <li>● Zerstörung der Oberflächen; optische und qualitative Einbußen</li> <li>● Zerstörung der Homogenität des gewachsenen Bodens</li> <li>● große Aufwendungen für die Sicherung der Baustelle und des Verkehrs</li> </ul>
Handschachtung	<ul style="list-style-type: none"> <li>● sehr schonend gegenüber Leitungen und Bäumen</li> <li>● geringe Qualifikation der Mitarbeiter erforderlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● geringes Arbeitstempo</li> <li>● hohe Personalkosten</li> </ul>
Maschinelle Schachtung (Mini-Bagger, Saugbagger, Kabelpflug, Grabenfräse)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● hohes Arbeitstempo</li> </ul>	
Geschlossene Bauweise (Räum- und Spülbohrverfahren, Erdrakete, Erdhammer)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Räumlich geringe Ausdehnung (nur Start- und Zielgrube)</li> <li>● geringere Belastung der Öffentlichkeit</li> <li>● sehr geringe Zerstörung der Oberflächen</li> <li>● Arbeiten meist bei laufendem Verkehr möglich</li> <li>● geringer Aufwand für die Sicherung der Baustelle und des Verkehrs</li> <li>● hohes Arbeitstempo</li> <li>● geringer Personalaufwand</li> <li>● bei richtiger Auswahl der Maschinen für jede Bodenklasse geeignet</li> <li>● Aushub (z. B. mit Grabenfräse) kann vor Ort wieder aufgearbeitet und verfüllt werden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Einziehen der Kabel nur mit Schutzrohr möglich</li> <li>● unsichere Kabellage, exakter Bestandsplan nicht möglich</li> <li>● Versicherungsprobleme durch hohes Risiko</li> <li>● in manchen Stadtgebieten und bei dicht belegten Trassen nicht möglich</li> <li>● hohe Qualifikation der Mitarbeiter erforderlich</li> <li>● Aufwand für Maschinenpark notwendig (Investition)</li> <li>● hohe Umweltbelastung durch Lärm und Staub</li> </ul>



Allgemein gültige Aussagen über die Tiefbaukosten lassen sich nur innerhalb einer relativ großen Streubreite machen [5]. Einfluss auf die Tiefbaukosten üben aus [4]: **6**

- der Umfang der geforderten Erdarbeiten (Aufbruchflächen und Aushubvolumen, Arbeitsausführung per Hand oder mit Maschinen, erforderlicher Bodenaustausch),
- die Arbeitsverfahren (Pflügen, Fräsen, Saugen, grabenlose Verfahren),
- Gesetze und Vorschriften,
- die Qualität der Arbeit.

Einsparmöglichkeiten bestehen durch [4]: **7**

- sorgfältige Auswahl des Arbeitsverfahrens und der Trassenführung,
- Vereinfachung der Leistungsverzeichnisse bei Hausanschlüssen durch Pauschalierung,
- Reduzierung der Grabenbreite und der Schichtstärke der Kabelbettung,
- Verwendung kostengünstiger und leicht zu transportierender und zu verlegender Kabelabdeckungen,
- Vereinfachung der Genehmigungsverfahren,
- Synergieeffekte bei der Zusammenfassung der Tiefbauarbeiten verschiedener Versorgungsträger, Telekommunikationsdienstleister, Städte und Kommunen.

Die Qualität der Verlegearbeiten darf unter dem Druck der Kosten nicht vernachlässigt werden, weil die bei der Verlegung verursachten Fehler in der Regel erst nach mehreren Jahren zu Störungen führen. Die Gewährleistungsfrist ist dann oft bereits abgelaufen. Fachbetriebe im Leitungstiefbau haben sich zu einer Gütegemeinschaft zusammengeschlossen, die für ihre Mitglieder sehr detaillierte Güte- und Prüfbestimmungen herausgebracht hat. Firmen, die nach diesen Anweisungen arbeiten und qualifiziert sind, dürfen das „Gütezeichen Kabelleitungstiefbau“ führen [7]. Die Auswahl einer Tiefbaufirma sollte sich nicht nur nach dem im Angebot genannten Preis, sondern auch nach der Qualifizierung richten [4]! **8**

- 9 Das Verbinden von Kabeln muss mit Muffen, das Anschließen an Schaltanlagen oder Freileitungen muss mit Endverschlüssen in handwerklicher Arbeit auf der Baustelle erfolgen. Die Monteure benötigen ein spezielles Wissen, Können und entsprechende Erfahrung, wobei die Anforderungen umso höher sind, je größer die elektrische Spannung ist. Dennoch treten die meisten aller in Kabelanlagen auftretenden Fehler in Muffen und Endverschlüssen auf, wenn man von den noch häufigeren Fehlern durch Fremdeinwirkung absieht [8]. Durch Vorfertigung und Vorprüfung der Muffen und Endverschlüsse wird angestrebt, die Dauer der Montage vor Ort und die Wahrscheinlichkeit von Montagefehlern zu verringern. Die Vielfalt der Prinzipien und Ausführungsformen der angebotenen Leiterverbinder, Muffen und Endverschlüsse ist so groß, dass hier auf das Spezialschrifttum [1; 5; 9] verwiesen werden muss.
- 10 Nach dem Verlegen der Kabel sowie der Montage der Endverschlüsse und Muffen ist ein Kabelplan zu erstellen, in den auch später alle Änderungen eingetragen werden. Die Kenntnis über die Lage der Kabel ist wichtig, damit später die Kabel bei Bauarbeiten nicht beschädigt werden und eventuelle Fehler schnell und sicher geortet und behoben werden können [1].

### 3 Kabelaufbau, Werkstoffe

#### 3.1 Leiter

- 11 Übliche Leiterwerkstoffe sind Kupfer und Aluminium (Tabelle 2). Die häufigsten Leiterformen sind in Abbildung 1 zusammengestellt. Sektorförmige Leiter führen bei einem Querschnitt bis etwa  $35 \text{ mm}^2$  gegenüber Rundleitern zu einem kleineren Kabeldurchmesser. Bei konzentrischen Leitern sorgt eine Querleitwendel für eine gleichmäßige Stromverteilung auf die Einzeldrähte. Bei Niederspannungskabeln werden die Schirmdrähte häufig wellenförmig aufgebracht (Ceander-Leiter); das vereinfacht die Montage bei Abzweigen.

Tab. 2: Eigenschaften von Kupfer und Aluminium

Größe	Einheit	Kupfer [Cu]	Aluminium [Al]
Dichte	$\frac{\text{kg}}{\text{dm}^3}$	8,9	2,7
Ausdehnungs- koeffizient	$\frac{10^{-6}}{\text{K}}$	17	24
spezifische Wärme- kapazität	$\frac{\text{J}}{\text{gK}}$	0,4	0,9
Schmelzpunkt	°C	1080	660
Wärmeleitfähigkeit	$\frac{\text{W}}{\text{m K}}$	380	220
elektrische Leit- fähigkeit	$\frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2}$	58	36

### 3.2 Isolierung, Leitschichten

Die Wanddicke der Isolierung wird bei Niederspannungskabeln durch die mechanische Beanspruchung während der Fertigung, der Verlegung und der Montage bestimmt. Mit steigender Spannung hängt die Isolierwanddicke zunehmend von der elektrischen Feldstärke ab. Häufigste Isolierstoffe sind heute Polyvinylchlorid (PVC), vernetztes Polyethylen (VPE) und für spezielle Anwendungsfälle auch Ethylen-Propylen-Gummi (EPR). 12

Ältere Kabel mit einer Isolierung aus Papier (mit Masse oder Öl getränkt) befinden sich noch vielfach im Netz. Unter „Masse“ versteht man in der Kabeltechnik zähflüssige (hochviskose) Tränkmittel. „Öl“ dagegen ist ein dünnflüssiges (niedrigviskoses) Tränkmittel, das bei einer Leckage aus dem Kabel austreten und eine Verunreinigung des Erdbodens und des Grundwassers bewirken kann. Eine solche Umweltbelastung ist bei Massekabeln nicht zu befürchten. 13

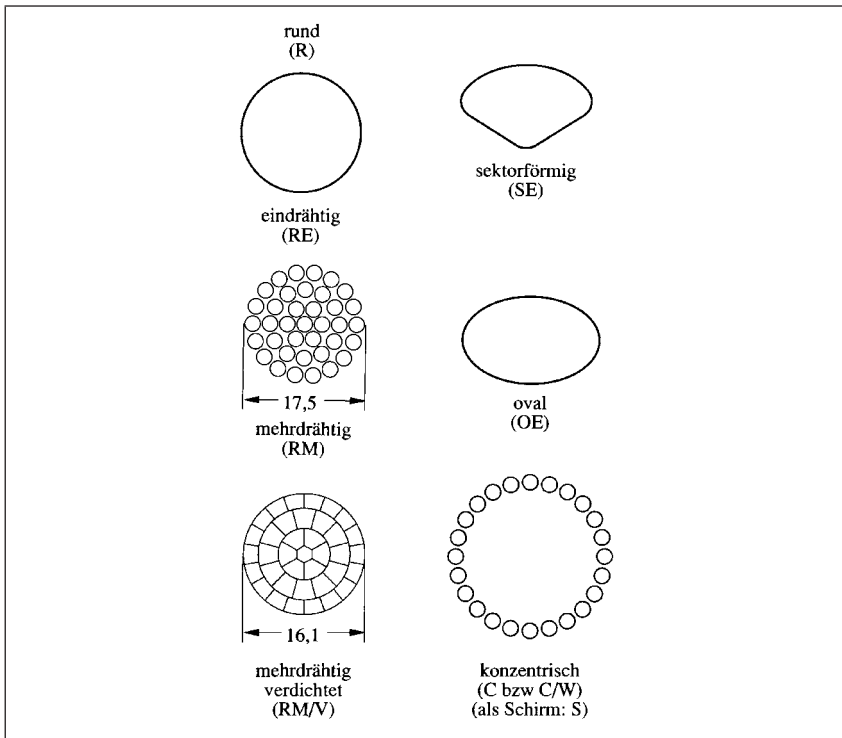


Abb. 1: Leiterformen

- 14 Wesentliche Eigenschaften von Kabel-Isolierstoffen zeigt Tabelle 3. Für Hochspannung kommen nur Isolierstoffe mit kleinem Verlustfaktor  $\tan \delta$ , also kleinen dielektrischen Verlusten in Betracht (Abbildung 2).

Tab. 3: Eigenschaften von Kabel-Isolierstoffen

Größe	Einheit	Papier/Öl	PVC	VPE	EPR
zulässige Leitertemperatur dauernd im Kurzschluss	°C	60 bis 80 140 bis 180	70 bis 90 140 bis 160	90 250	60 bis 90 250
spezifischer Wärmewiderstand	$\frac{\text{K m}}{\text{W}}$	6,0	6,0	3,5	4,5
Verlustfaktor	$10^{-3}$	3 bis 9	< 80	0,4	5
Permittivitätszahl	1	3,5	4	2,3	3

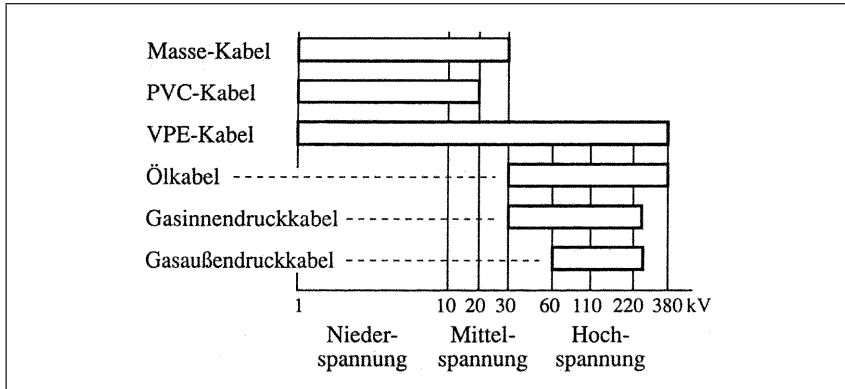


Abb. 2: Einsatzgebiete der Isolierstoffe für Wechselstromkabel

Eine Papierisolierung besteht aus 15 mm bis 30 mm breiten Papierbändern, die lagenweise glatt und faltenfrei auf den Leiter gewickelt werden. Anschließend wird die Isolierung mit zähflüssiger Masse oder Öl getränkt. Das Tränkmittel füllt die Hohlräume zwischen den überlappten Papierlagen. Hohlräume in der Isolierung könnten Ursache von Entladungen werden. Die geschichtete Isolierung aus Papier hat den Vorteil, dass örtliche Fehler oder Schwachstellen in einer Einzelschicht durch die benachbarten Schichten abgedeckt werden (Schott-Effekt) und dass die Tränkmasse in Hohlräume nachfließt. 15

PVC, ein thermoplastischer Isolierstoff, wird mit einem Extruder auf den Leiter aufgebracht. Adern mit zu vernetzenden Werkstoffen, wie VPE und EPR, werden nach dem Extrudieren mit unterschiedlichen Verfahren vernetzt [10]. 16

Allen extrudierten Isolierungen fehlt der Schotteffekt der geschichteten Isolierung. In der extrudierten Isolierung existiert auch keine Tränkmasse, die in entstandene Hohlräume nachfließt und sie füllt. Inhomogenitäten in extrudierten Isolierungen können Ursache örtlicher Überbeanspruchungen und daraus resultierender Werkstoffveränderungen und beschleunigter Alterung sein. Durch das Zusammenwirken von Inhomogenitäten mit dem elektrischen Feld und mit Feuchtigkeit können Wasserbäumchen oder elektrochemische Bäumchen entstehen, die unter ungünstigen Bedingungen in Entladungsbäumchen umschlagen (water trees, electrochemical trees und electrical trees). Die Bäumchenbildung (treeing) ist ein grundlegendes, aber 17

heute beherrschbares Problem der Kunststoffkabel. Man begegnet der vorzeitigen Alterung durch extreme Sauberkeit bei der Fertigung, durch das Fernhalten von Feuchtigkeit und durch ausgedehnte Prüfungen.

- 18 Der Einsatz von Kunststoffen hat für die Kabeltechnik folgende Vorteile gebracht:
- schnellere und saubere Montage: höhere Sicherheit und Kostensenkung,
  - geringeres Gewicht: einfachere Verlegung, größere Liefer- und Verlegelängen, weniger Muffen,
  - höhere Strombelastbarkeit: mehr Reserve bei der Übertragung der elektrischen Leistung,
  - niedrigere Verlustleistung: Senkung der Betriebskosten [5],
  - Feststoff-Isolierung: Eignung für Strecken mit Gefälle (keine Abwanderung der Masse).
- 19 Bei Kabeln mit einer Nennspannung von mehr als 0,6/1 kV wird die Isolierung von Leitschichten begrenzt. Die innere Leitschicht gleicht örtliche Überhöhungen der elektrischen Feldstärke am Leiter aus (Abbildung 3). Die äußere Leitschicht wirkt entsprechend an den Schirmdrähten. Bei feststoffisolierten Kabeln wird als innere und äußere Leitschicht eine rußhaltige Mischung aufgebracht und mit der Isolierung fest verbunden. Bei papierisolierten Kabeln besteht die innere Leitschicht aus mehreren Lagen von leitfähigem Rußpapier, die äußere leitfähige Schicht meist aus metallisiertem Papier (Höchstädter-Folie).

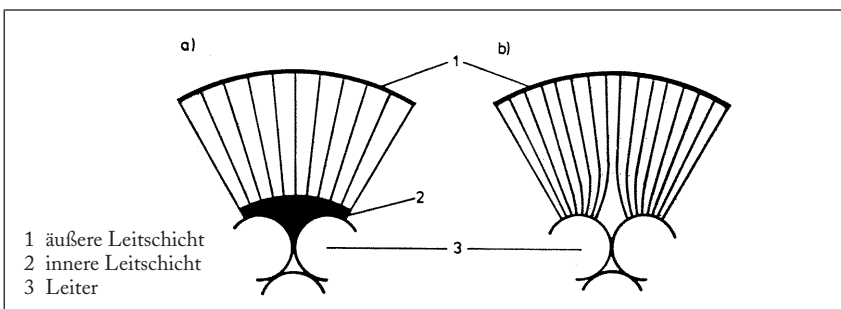


Abb. 3: Elektrisches Feld eines einadrigen Kabels  
a) mit und b) ohne innere Leitschicht

### 3.3 Schirm, Mantel, Bewehrung, Schutzhülle

Für das Weiterleiten des Ableit- und Ladestroms in Längsrichtung und als Berührungsschutz sind metallene Schirme vorhanden. Sie werden als konzentrische Leiter (bei Kunststoffkabeln) oder als Metallmäntel (bei papierisolierten Kabeln) ausgeführt. 20

Ein Mantel schützt die Kabelseele vor mechanischer Beschädigung und chemischen Angriffen und verhindert das Eindringen von Feuchtigkeit. Bei Hochspannungskabeln findet man noch den klassischen Bleimantel oder den Aluminiummantel. Der Schichtenmantel besteht aus einer sich selbst überlappenden, einseitig mit Kleber beschichteten Aluminiumfolie und einem extrudierten Polyethylen-Mantel. Niederspannungskabel haben meist einen PVC-Mantel, Mittelspannungs-Kunststoffkabel einen Polyethylen-Mantel. Der Polyethylen-Mantel zeichnet sich durch bessere Kältebeständigkeit, höhere Festigkeit, geringeren Abrieb und geringere Wasserdampf-Diffusion aus. Da farbiges Polyethylen allerdings nicht witterungsbeständig ist, wird durch einen geringen Zusatz von Ruß eine schwarze Einfärbung und eine daraus resultierende Stabilisierung des Polyethylens bewirkt. 21

Eine Bewehrung schützt die Kabelseele und den Kabelmantel mechanisch gegen Beschädigung durch Schlag, Zug oder Druck beim Transport, bei der Lagerung, beim Verlegen und im Betrieb. 22

Eine Schutzhülle bietet als Polster mechanischen Schutz und/oder dient als Korrosionsschutz für Mantel und Bewehrung. 23

## 4 Kabeltypen

Eine vollständige Aufzählung der gängigen Kabeltypen muss Monographien vorbehalten bleiben, z.B. [1; 5; 11]. Hier sollen nur die in Deutschland häufigsten Bauarten und ihre Bezeichnungsweise dargestellt werden. 24

Kabel werden bezeichnet mit den Bauartkurzzeichen, der Aderzahl mal Querschnitt in  $\text{mm}^2$ , dem Kurzzeichen für Leiterform und -art gemäß Abbildung 1, dem Querschnitt des Schirmes oder des konzentrischen Leiters in  $\text{mm}^2$  sowie der Nennspannung in kV. Das Bauartkurzzeichen beginnt mit dem Buchstaben N, wenn das Kabel als 25

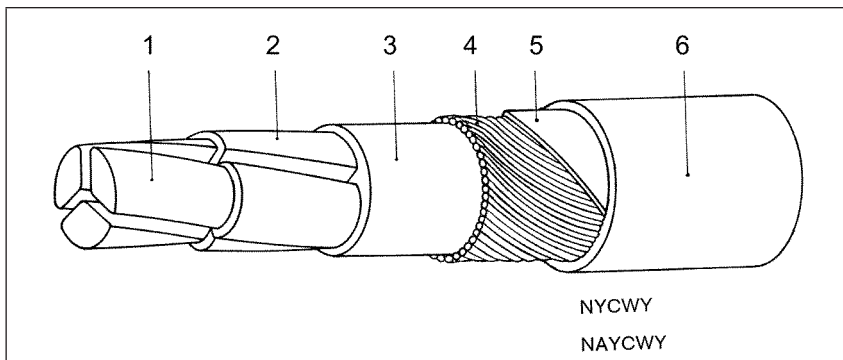
Normtyp einer VDE-Bestimmung entspricht. Dann folgen weitere Buchstaben gemäß Tabelle 4, die den Kabelaufbau von innen nach außen beschreiben.

Tab. 4: Bauartkurzzeichen von Kabeln (Auswahl)

A	Aluminiumleiter
Y	PVC-Isolierung
2X	VPE-Isolierung
C	konzentrischer Kupferleiter
CW	konzentrischer wellenförmiger Kupferleiter
S	Schirm aus Kupferdrähten
(F)	längswasserdichte Schirmzone
(FL)	längswasserdichte Schirmzone und Schichtenmantel
SE	Kupferschirm über jeder Ader
K	Bleimantel
F	Bewehrung aus Stahlflachdrähten
R	Bewehrung aus Stahlrunddrähten
G	Stahlbandwendel
Y	PVC-Mantel
2Y	Polyethylen-Mantel
zusätzlich für papierisierte Kabel	
H	Kabel mit Abschirmung
E	Dreimantelkabel
E	Korrosionsschutzschicht über Bleimantel
B	Doppelstahlbandbewehrung
A	Schutzhülle aus Faserstoffen
für Kabel mit $U/U_0$ 0,6/1 kV	
-J	Kabel mit grüngelber Ader
-O	Kabel ohne grüngelbe Ader

- 26 Niederspannungskabel (bis 1 kV) werden in Deutschland meist mit einer PVC-Isolierung, seltener mit einer VPE-Isolierung, ausgeliefert (ohne oder mit konzentrischem Leiter wie in Abbildung 4).





1	Leiter	Al oder Cu	A; -
2	Isolierung	PVC oder VPE	Y; 2X
3	Füllmischung	PVC oder Gummi	
4	konzentrischer Leiter	Cu wellenförmig	CW
5	Kontaktwendel	Cu-Band	
6	Mantel	PVC	Y

Abb. 4: Niederspannungskabel NYCWY, NAYCWY, NA2XCWY (bei fehlendem konzentrischen Leiter: NYY, NAYY, NA2XY) [12]

Mittelspannungskabel (20 kV bis 30 kV) haben heute eine Isolierung aus VPE (Abbildung 5). Für erschwerte Bedingungen gibt es Konstruktionen mit quellenden Materialien im Schirmbereich und einem extrudierten Innenmantel. Beide Maßnahmen verhindern eine Längsausbreitung von Wasser, falls der Mantel an einer Stelle beschädigt werden sollte. 27

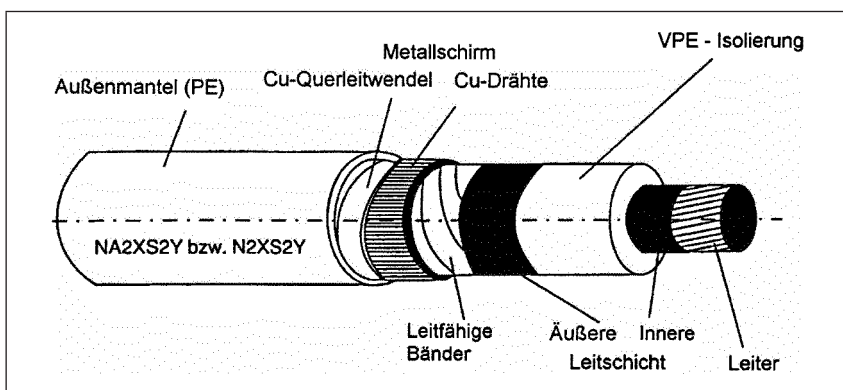


Abb. 5: Aufbau eines VPE-Mittelspannungskabels NA2XS2Y bzw. N2XS2Y (10 ... 30 kV) gemäß VDE 0276 (9/7-4)

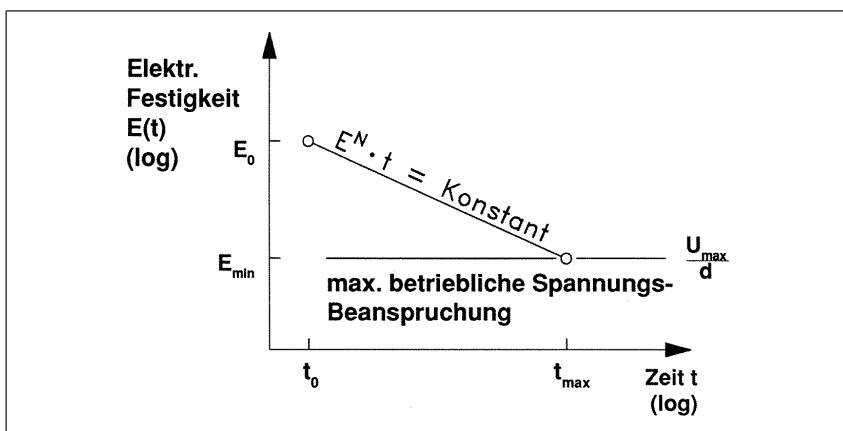
- 28 Im Hoch- und Höchstspannungsbereich [11; 13] werden getränktes Papier und VPE als Isolierstoffe eingesetzt. Hohlräume vermeidet man bei papierisolierten Kabeln durch Überdruck. Nach der Art der Druckmittel unterscheidet man Öl- und Gasdruckkabel. Ölinnen-druckkabel sind mit einem dünnflüssigen Öl getränkt und werden unter Druck gehalten. Im Leiter und/oder im Mantel (bei mehradrigen Kabeln auch in den Zwickeln der verseilten Adern) sind Ölkanäle angeordnet. Das in diesen Kanälen befindliche Öl kann in die Isolierung eindringen. Es ist damit zugleich Druck- und Isoliermittel. Bei den Gasaußendruckkabeln dient ein Bleimantel als Membran zwischen der Kabelisolierung und dem Druckmedium, meist Stickstoff. Bei den Gasinnendruckkabeln ist das Druckgas auch in der Isolierung vorhanden. Gasdruckkabel sind mechanisch sehr robust. Deswegen und wegen des zähflüssigen Tränkmittels ist auch im Fehlerfall keine Kontamination des Erdbodens und des Grundwassers zu befürchten. In steigendem Umfang werden VPE-Kabel auch für Hochspannung bis 500 kV eingesetzt. Sie zeichnen sich durch geringe dielektrische Verluste und geringen Aufwand bei Installation und Wartung aus. Ihr Aufbau entspricht weitgehend Abbildung 6; sie werden längswasser-dicht ausgeführt und erhalten zusätzlich einen Schichtenmantel zur Verbesserung der Querwasserdichtigkeit.
- 29 Zunehmend werden Lichtwellenleiter (LWL) zur Datenübertragung und Temperaturmessung eingeplant. Sie werden entweder in einem separaten Kabel geführt oder in das Energiekabel eingebaut. Bei der kombinierten Konstruktion sind die Material-, Fertigungs- und Ver-legekosten geringer. Jedoch ist der Aufwand bei Verbindungen und Reparaturen höher.

## 5 Kabeleigenschaften

- 30 Die nachzuweisenden Eigenschaften von Kabeln und ihre Prüfung [14] sind in den VDE-Bestimmungen 0276 und 0472 zusammengestellt. Geringen Aufwand an Geräten und Zeit bei großem Nutzen erfordert die Prüfung des Kabelaufbaues. Die genaue Betrachtung und Vermessung kurzer Endstücke eines Kabels liefert wertvolle Erkenntnisse über die Kabelqualität.

Kabel mit einer Kunststoffisolierung müssen bei Betriebsspannung vollkommen teilentladungsfrei sein. Dies ist nur durch eine Messung bei einer höheren Spannung nachzuweisen, weil die Empfindlichkeit der Messgeräte nicht beliebig zu erhöhen ist. So entstand die Bedingung für die Stückprüfungen in DIN VDE 0276, wonach die Teilentladung bei doppelter Spannung kleiner oder gleich 5 pC (Pico-Coulomb) sein muss. 31

Zum Nachweis der Spannungsfestigkeit wird an jedem Kabel eine Kurzzeitprüfung durchgeführt. Das Bestehen zeigt, dass die Isolierung keine groben Fertigungsfehler besitzt. 32

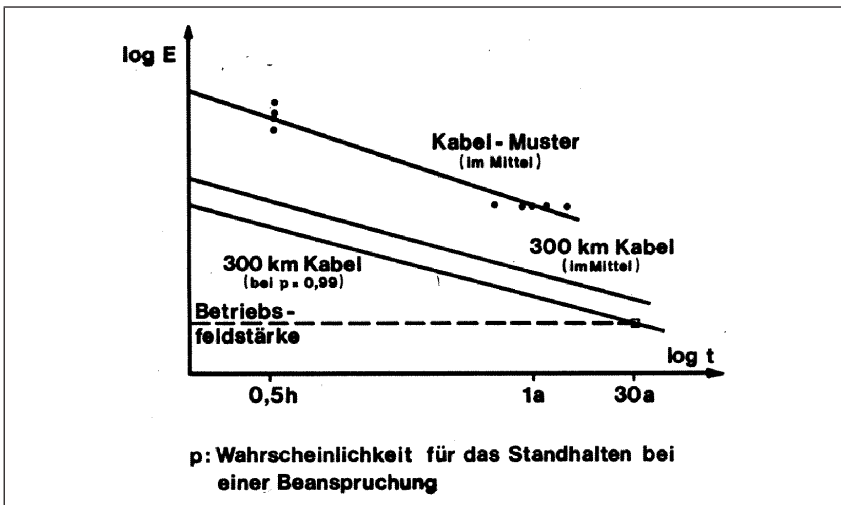


$E$	elektrische Feldstärke
$U_{\max}$	maximale Spannung im Betrieb
$d$	Wanddicke der Isolierung
$N$	Lebensdauerexponent

Abb. 6: Idealisierte Lebensdauergerade bei Kunststoffkabeln (nach Biasiutti (53307))

Bei Kunststoffkabeln für eine Spannung über 10 kV dient die Langzeitspannungsprüfung dazu, den Erwartungswert für die Lebensdauer des Kabels zu ergründen. Die Langzeitprüfung wird als Typprüfung, auch fertigungsbegleitend unter Einwirkung von Wasser, an einer großen Anzahl kurzer Kabel durchgeführt. Nach Ablauf von ½, 1 und 2 Jahren werden Durchschlagversuche mit erhöhter Feldstärke durchgeführt [15] und in doppelt logarithmischer Darstellung ausgewertet (Abbildung 6). Die elektrische Anfangsfestigkeit  $E_0$  und der Lebensdauerexponent  $N$  müssen so festgelegt sein, dass die Restfes- 33

tigkeit  $E(t)$  der Isolierung erst nach Ablauf der geforderten Betriebszeit  $t_{\max}$  in den Bereich der Spannungsbeanspruchung im Betrieb absinkt. Die Anfangsfestigkeit  $E_0$  ist allein vom Hersteller des Kabels zu verantworten. Der Lebensdauerexponent  $N$  dagegen ergibt sich aus den Eigenschaften des Kabels und der betrieblichen Beanspruchung, beispielsweise durch Spannung, Überspannung, Stromstärke, Temperatur, Fremdstoffe, Vibration, Zug und Druck. Ein Kabel altert schneller, wenn es bei Verlegung, Montage und Betrieb unsachgemäß zu hoch beansprucht wird. Zu beachten ist, dass eine Lebensdauergerade nur für eine vorgegebene Durchschlagwahrscheinlichkeit einer definierten Kabellänge gezeichnet werden kann. Für veränderte Durchschlagwahrscheinlichkeit und Kabellänge ergibt sich eine neue Lebensdauergerade (Abbildung 7).



$E$  elektrische Feldstärke  
 $t$  Zeit  
 $p$  Wahrscheinlichkeit für das Standhalten bei elektrischer Beanspruchung

Abb. 7: Lebensdauergeraden bei Kunststoffkabeln (nach Luoni) (53113)

- 34 Eine wichtige Kabeleigenschaft ist die Strombelastbarkeit. Organische Isolierstoffe altern abhängig von der Temperatur. Eine Erhöhung der Betriebstemperatur um 8 K bis 10 K verkürzt die Lebensdauer etwa um die Hälfte. Aus der Erwartung einer bestimmten Lebensdauer des Kabels ergibt sich die zulässige Betriebstemperatur, die auf

Erfahrung basiert (Tabelle 3). Kurzzeitig wird bei Kurzschluss eine höhere Temperatur zugelassen.

Aus der zulässigen Betriebstemperatur lässt sich bei bekannten Wärmewiderständen die zulässige Stromstärke berechnen. Ähnlich dem Ohmschen Gesetz und gemäß Abbildung 8 ist die Temperaturdifferenz an einem Wärmewiderstand  $T$  proportional zu der Verlustleistung  $P_V$ , die über den Wärmewiderstand strömt:  $\Delta q = P_V T$ . Die Wärmewiderstände werden gemäß IEC-Empfehlung 287 berechnet. Problematisch ist dabei vor allem der Wärmewiderstand des Erdbodens, der sehr stark schwanken kann. Die in DIN VDE 0298 tabellierten Belastbarkeitswerte basieren auf einer dosierten (bereichsweisen) Bodenaustrocknung in Kabelnähe [5; 16].

35

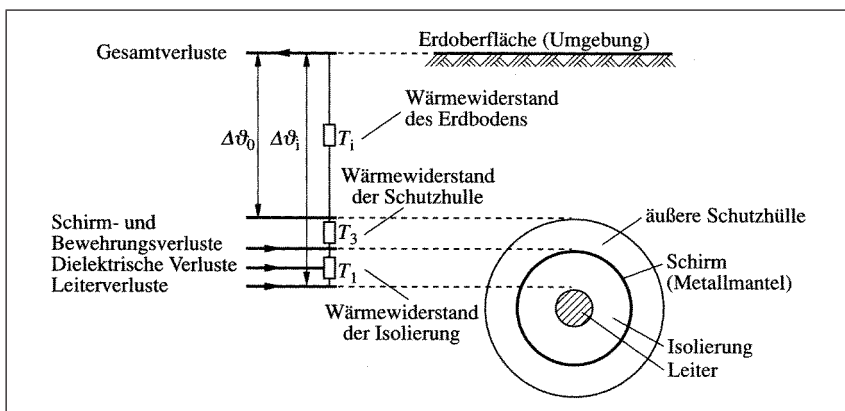


Abb. 8: Ersatzschaltbild für die Ableitung der Verlustwärme eines Kabels [11] (47094)

Bisher wurden Kabelnetze in Deutschland stets nicht voll ausgelastet. Die thermisch bedingte Alterung war daher gering, die Lebensdauer entsprechend groß. Es besteht jedoch die Absicht, Kabel künftig stärker zu belasten, um das gebundene Kapital intensiver zu nutzen. Damit wird vielleicht eine Temperaturüberwachung der Kabel (monitoring) notwendig. Derartige Anlagen werden auf der gesamten Länge von Kabeln installiert, meist in Form eines Lichtwellenleiters im Schirm eines Kabels. Erste Erfahrungen zeigen, dass dabei eine zuverlässige Betreuung durch den Lieferanten notwendig ist, um Problemen durch Softwarefehler und Alterung der Komponenten vorzu-

36

beugen. Die ökonomische Zweckmäßigkeit der Überwachungsanlagen ist heute noch schwer vorauszusagen [17].

- 37 Durch Zwangskühlung lässt sich die Strombelastbarkeit von Kabeln beträchtlich steigern. Die Systeme zur Zwangskühlung [11] und zur dauernden Temperaturüberwachung machen aus dem konventionell passiven Bauelement „Kabel“ ein aktiv zu betreibendes und zu wartendes System mit entsprechenden Folgen für den laufenden Betrieb.

## 6 Kabel und Freileitung

- 38 Die Entscheidung für Freileitung oder Kabel ist beim Bau elektrischer Netze wirtschaftlich und technisch von großer Bedeutung. In manchen Fällen ist die Verwendung von Kabeln zwingend vorgegeben, vor allem in Ballungsgebieten oder bei der Querung von Seen und Meeren. Andererseits gibt es Fälle, bei denen aus technischen Gründen nur Freileitungen in Frage kommen, beispielsweise bei größeren Entfernungen. In anderen Fällen muss zwischen Kabel und Freileitung gewählt werden.
- 39 Einen Vergleich technischer Daten zeigt Tabelle 5, wobei die thermisch zulässige Leistung jeweils etwa gleich ist. Kabel haben einen vergleichsweise kleinen Induktivitäts-, aber einen sehr großen Kapazitätsbelag. Daraus folgt eine hohe Ladeleistung und eine große natürliche Leistung, die weit über der thermisch zulässigen Grenzleistung liegt. Bei Kabeln ist deshalb nur ein Betrieb weit unterhalb der natürlichen Leistung möglich. Beim Betrieb mit natürlicher Leistung  $P_{\text{nat}} = U^2/Z$  ergeben sich vorteilhafte Betriebseigenschaften. So ist der Betrag von Spannung und Stromstärke auf der gesamten Leitungslänge gleich. Stromstärke und Spannung sind an jeder Stelle der Leitung in Phase. Die Leitung benötigt keine Blindleistung.

Tab. 5: Kennwerte von Freileitungen (F) und Kabeln (K) (nach Kulik)

	Einheit	U = 20 kV		U = 110 kV		U = 380 kV	
		F	K*	F	K*	F	K*
Leiter		Al/St	Al	Al/St	Cu	Al/St	Cu
Querschnittsfläche	mm <sup>2</sup>	120/20	240	265/35	630	4 x 265/35	2000
thermisch zulässige Leistung	MVA	12	12	130	124	1800	900
Widerstandsbelag	$\frac{\Omega}{\text{km}}$	0,24	0,125	0,109	0,029	0,028	0,01
Kapazitätsbelag	$\frac{\text{nF}}{\text{km}}$	10	290	9,5	180	14	280
Induktivitätsbelag	$\frac{\text{mH}}{\text{km}}$	1,14	0,34	1,21	0,41	0,8	0,7
Wellenwiderstand Z	$\Omega$	340	34	360	48	240	50
natürliche Leistung	MW	1,2	12	34	254	600	2900

Al/St Aluminium/Stahl      Cu Kupfer

\* Die Daten gelten je für ein Drehstromsystem. Die Kabel sind in Erde verlegt und natürlich gekühlt. Es handelt sich um Einleiter-VPE-Kabel (20 kV und 110 kV) bzw. Einleiter-Ölkabel (380 kV).

Die maximal mögliche Länge von Kabeln wird meist durch den Ladestrom begrenzt. Bei 110-kV-Kabeln erreicht der Ladestrom bereits bei einer Länge von etwa 50 km den Wert der thermisch zulässigen Stromstärke. Ein Kabel mit dieser Länge kann ohne zusätzliche Kompensationseinrichtungen für die kapazitive Blindleistung keine Wirkleistung übertragen. Die Länge von 380-kV-Freileitungen wird dagegen vor allem durch den Spannungsanstieg am leerlaufenden Leitungsende und durch die Übertragungsstabilität begrenzt. Bei den relativ kleinen Übertragungsentfernungen in Mitteleuropa spielen diese Einschränkungen für Freileitungen aber keine Rolle. **40**

Die Kühlung – also die Abfuhr der Verlustwärme – begrenzt die Strombelastbarkeit von Freileitungen und Kabeln. Die Bedingungen sind für Freileitungen viel günstiger als für Kabel. Bei Kabeln führt jede Überschreitung der dauernd zulässigen Temperatur wegen der Alterungsprozesse in der Isolierung zu einer Verkürzung der Lebensdauer. **41**

- 42 Der Flächenbedarf ist bei Freileitungen größer als bei Kabeln. Freileitungstrassen können aber – im Gegensatz zu den Kabeltrassen – bepflanzt und genutzt, unter bestimmten Bedingungen sogar bebaut werden.
- 43 In der Nähe von Freileitungen entsteht ein elektrisches und ein magnetisches Feld. Kabel bewirken in ihrer Umgebung kein elektrisches und ein erheblich schwächeres magnetisches Feld. Starke Felder können zu Störungen bei empfindlichen elektronischen Einrichtungen führen.

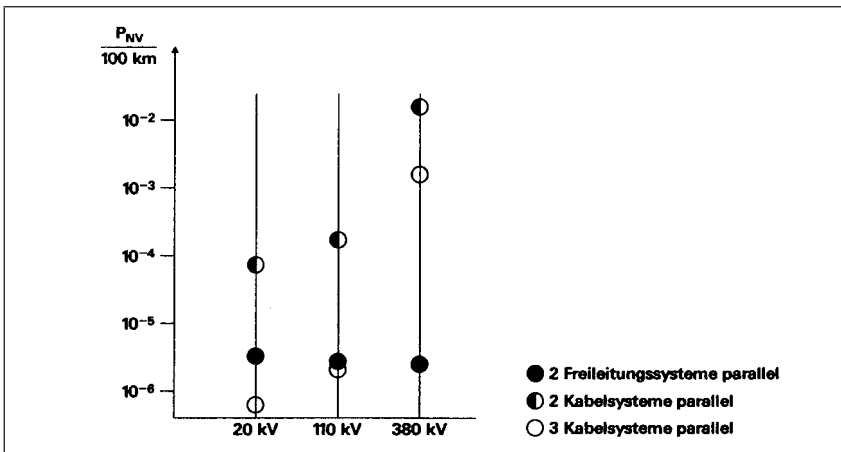


Abb. 9: Vergleich der Nichtverfügbarkeit von parallelen Freileitungs- und Kabelsystemen (nach Kulik) (64/26)

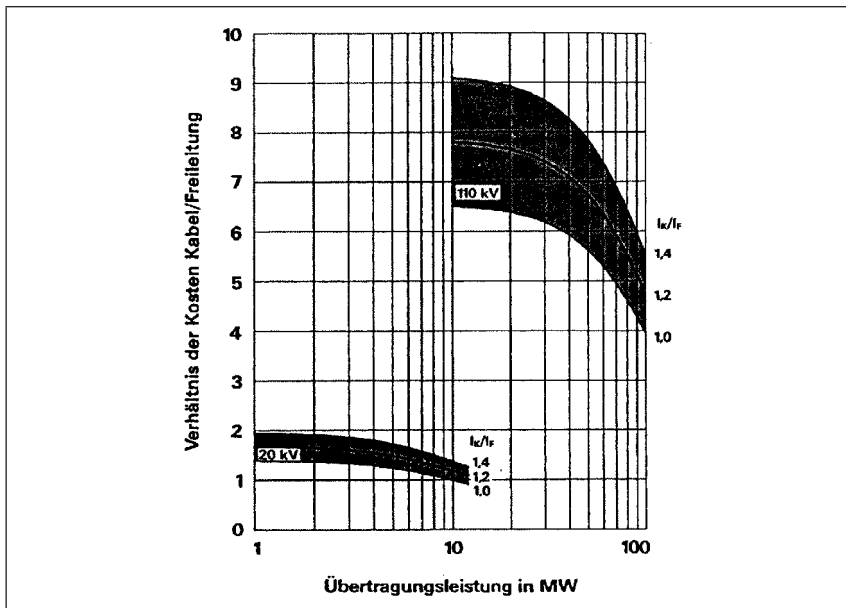
- 44 Kabel haben eine kleinere Ausfallrate als Freileitungen, benötigen jedoch eine längere Reparaturdauer. Deshalb ist die Verfügbarkeit von Kabeln kleiner als die von Freileitungen. Durch entsprechenden Ausbau können aber auch Kabelnetze so aufgebaut werden, dass sie ausreichend verfügbar sind. Wenn eine Kabelstrecke im Netz die gleiche Verfügbarkeit wie eine Freileitung haben soll, muss man die Auswirkung der Parallelschaltung von Leitungen auf deren Verfügbarkeit untersuchen. In Abbildung 9 sind für drei Spannungsebenen verschiedene Möglichkeiten dargestellt. Angegeben ist jeweils die Nichtverfügbarkeit für zwei parallele Freileitungs- und zwei bzw. drei parallele Kabelsysteme. Bei 20 kV ist die Parallelschaltung von zwei Kabeln ungünstiger, die von drei Kabeln günstiger als die Parallelschaltung von zwei Freileitungen. Bei 110 kV entsprechen drei paral-



lele Kabel praktisch zwei parallelen Freileitungen, so dass hier drei parallele Kabel ein äquivalenter Ersatz für eine Doppelleitung sind. Bei 380 kV liegt wegen der hohen Ausfalldauer der Kabel die Parallelschaltung von drei Kabeln in der Nichtverfügbarkeit noch weit über der einer 380-kV-Doppelfreileitung. Hier wäre also noch weiterer Aufwand notwendig, um mit der Verfügbarkeit in die Größenordnung zu kommen, die eine Doppelfreileitung bietet.

Kabelstrecken im Zuge von Freileitungen sind besondere Schwachstellen. Sie setzen die Zuverlässigkeit des Netzes herab. An den Übergangsstellen müssen Kabelendverschlüsse montiert werden. Bei Schaltvorgängen und Blitzeinschlägen können wegen der unterschiedlichen Wellenwiderstände Reflexionen und schädliche Überspannungen entstehen.

45



Parameter: Verhältnis der Längen von Kabel ( $l_k$ ) bzw. Freileitung ( $l_f$ )

Abb. 10: Verhältnis der Gesamtjahreskosten für Kabel und Freileitungen in Abhängigkeit von der Übertragungsleistung (nach Kulik) (64/25)

Im Hoch- und Höchstspannungsbereich sind Kabel erheblich teurer als Freileitungen. Mit zunehmender Spannung verschiebt sich die Relation immer mehr zu Ungunsten des Kabels. Abbildung 10 zeigt

46

das Verhältnis der Gesamtjahreskosten für Kabel und Freileitungen in Abhängigkeit von der übertragenen Leistung. Man erkennt, dass schwach belastete Leitungen aus wirtschaftlichen Gründen für eine Verkabelung besonders ungeeignet sind.

- 47 Die Hauptforderungen an eine Energieübertragung sind:
- Sicherheit (gegen Gefährdung von Menschen, Tieren, Sachen),
  - Netzsicherheit (Stromversorgung der Verbraucher),
  - Zuverlässigkeit (hohe Verfügbarkeit der Energie),
  - Qualität (Spannung und Frequenz innerhalb bestimmter Grenzen),
  - Wirtschaftlichkeit (Kostenminimum für Planung, Bau, Betrieb),
  - Umweltverträglichkeit (möglichst geringe Eingriffe in die Umwelt).
- 48 Mit Ausnahme der Umweltverträglichkeit sind alle Forderungen objektiv und quantitativ bewertbar, wenn auch meist nur statistisch. Für die Umweltverträglichkeit gibt es kein objektives Maß, sondern nur subjektive, von Ort, Zeit und Vorverständnis abhängige Wertungen. Die Anforderungen an die Sicherheit erfüllen heute Freileitung und Kabel in ausreichendem Maße. Auch hinsichtlich Übertragungsfähigkeit und Zuverlässigkeit sowie Qualität besteht bei normalen Anforderungen und entsprechender Redundanz keine zwingende Notwendigkeit für eine der beiden Lösungen. Die Frage „Freileitung oder Kabel?“ spitzt sich damit auf den Zielkonflikt zwischen Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit zu. Dabei ist noch eine mittelbare Rückwirkung der Wirtschaftlichkeit auf die Umweltverträglichkeit zu beachten, da hohe Kosten für die Energieübertragung volkswirtschaftliches Vermögen binden und daher an anderer Stelle weniger Mittel für Umwelt und Lebensqualität zur Verfügung stehen. Dies macht die Beantwortung der Frage „Freileitung oder Kabel?“ außerordentlich kompliziert und schwierig, zumal die Antwort maßgeblich von der Wichtung der verschiedenen beschriebenen Faktoren abhängt. Man benötigt zur richtigen Beantwortung Rechenverfahren, Optimierungsüberlegungen und Nutzwertanalysen, aber vor allem den Menschen, seine Lebenserfahrung, das Ingenieurwissen und die unternehmerische Entscheidung. Freileitung und Kabel – beide haben ihre Berechtigung.

## 7 Neue Übertragungsmedien

Als neue Übertragungsmedien seien hier die Hochspannungs-Gleichstromkabel, die gasisolierten Leitungen und die Supraleiterkabel verstanden. **49**

Hochspannungs-Gleichstromkabel dienen dazu, elektrische Energie über Meere hinweg zu transportieren. Neben den konventionellen Papier-Masse- und Papier-Öl-Kabeln stehen seit kurzer Zeit auch VPE-Kabel zur Verfügung. Betriebssichere VPE-Kabel können bei Gleichspannung nur dann eingesetzt werden, wenn man die elektrischen Raumladungen in der Isolierung beherrscht und dies durch entsprechende Prüfungen nachweist [18]. Selbstgeführte Stromrichter mit einem Gleichspannungszwischenkreis, der als Übertragungsstrecke genutzt wird, ermöglichen die Umkehr der Energieflussrichtung ohne Umpolung der Gleichspannung und tragen so dazu bei, das Raumladungsproblem zu lösen und VPE-Kabel einzusetzen [19]. **50**

Eine Alternative zur Gleichstromübertragung ist eine Drehstromübertragung mit gasisolierten Leitungen (GIL). Sie können in einpoliger Bauweise für eine Übertragungsleistung bis 3.800 MVA ausgeführt werden und verhalten sich hinsichtlich Leistungsfähigkeit und im Netzbetrieb ähnlich wie Freileitungen, haben jedoch im Außenraum kein elektrisches Feld und nur ein sehr geringes magnetisches Feld. GIL werden ähnlich wie Fernleitungen (Pipelines) für Gas oder Öl aus vorgefertigten, vor Ort miteinander verschweißten Rohrstücken in Freiluft, im Tunnel oder direkt im Erdboden verlegt (Abbildung 11). Als Isoliergas wird ein unter Druck stehendes Gemisch aus SF<sub>6</sub> (Schwefelhexafluorid) und N<sub>2</sub> (Stickstoff) verwendet, wobei der SF<sub>6</sub>-Anteil aus Umweltgründen kleiner als 20 % ist. GIL haben praktisch keine dielektrischen Verluste. Durch einen großen Leiterquerschnitt lassen sich die Stromwärmeverluste klein halten. Die Wärmeabfuhr durch Konvektion und Strahlung ist besser als bei Kabeln. Wegen der niedrigen Permittivität ( $\epsilon_r \approx 1$ ) und des größeren Verhältnisses zwischen Außen- und Innendurchmesser ist die Kapazität einer GIL kleiner als bei Kabeln. GIL lassen sich mit der natürlichen Leistung betreiben; eine Kompensation der Blindleistung ist nicht erforderlich. GIL können deshalb auch für größere Übertragungsstrecken bis 100 km und mehr eingesetzt werden [8; 19 bis 21]. **51**

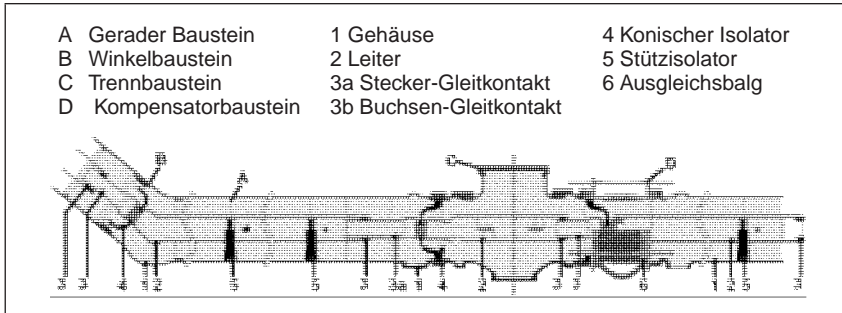


Abb. 11: Elemente einer gasisolierten Leitung (Siemens) (64/32)

- 52 Supraleitende Kabel werden zurzeit mit Hochtemperatur-Supraleitern entwickelt und projektiert. Diese Kabel haben nur eine sehr kleine Verlustleistung. Sie können für die Übertragung einer sehr großen Leistung in städtischen Ballungsgebieten in Betracht kommen und dort VPE-Kabel und GIL ersetzen. Erste ausgeführte Strecken dienen dazu, Erfahrungen mit Fertigung, Montage und Betrieb zu sammeln. Hochtemperatur-Supraleiterkabel müssen dauernd auf ihrer gesamten Länge auf etwa  $-170\text{ °C}$  gekühlt werden. Ein Ausfall der Kühlung bedeutet einen Ausfall des Supraleiterkabels. Die Kosten einer Kabelanlage mit Supraleitern lassen sich zurzeit nur schwer abschätzen [22].

## 8 Schrifttum und Quellen

- [1] Verband der Elektrizitätswirtschaft – VDEW – e.V. (Hrsg.): Kabelhandbuch. Frankfurt: VDEW Energieverlag, 6. Auflage 2001
- [2] Brumshagen, H.: Bedeutung der Starkstromkabel für die Elektrizitätsversorgung. Vortrag beim 63. Kabelseminar der Universität Hannover, 17./18. Februar 2004
- [3] Schroeder, R.-D.: Störungsentwicklung in Kabelnetzen und Konsequenzen. Vortrag beim 63. Kabelseminar der Universität Hannover, 17./18. Februar 2004
- [4] Bumann, J.: Methoden der Kabellegung. Vortrag beim 63. Kabelseminar der Universität Hannover, 17./18. Februar 2004
- [5] Heinhold, L.; Stubbe, R. (Hrsg.): Kabel und Leitungen für Starkstrom. Erlangen: Publicis MCD Verlag, 5. Aufl. 1999 und Heinhold, L.; Stubbe, R.; Glaubitz, W. (Hrsg.): Kabel und Leitungen für Starkstrom (CD-ROM). Erlangen: Publicis Corporate Publishing 2003
- [6] Cigré-Working Group 21.17: Construction, laying and installation techniques for extruded and self contained fluid filled cable systems. Cigré-Broschüre 194, 2001
- [7] Gütegemeinschaft Leitungstiefbau e. V. (Hrsg.): Arbeitshinweise für die Ausführung von Arbeiten im Kabelleitungstiefbau. Frankfurt: VDEW 2001
- [8] Henningsen, C. G.: Hoch- und Höchstspannungsübertragungstechniken für städtische Ballungsgebiete. Vortrag beim 62. Kabelseminar der Universität Hannover, 14./15. Oktober 2003
- [9] Klockhaus, H.; Merschel, F.; Wanser G. (†): Abschluß- und Verbindungstechnik bei Starkstromkabeln. Frankfurt: VDEW, 2. Aufl. 1995
- [10] Verein Deutscher Ingenieure (VDI) (Hrsg.): Kabel und isolierte Leitungen. Düsseldorf: VDI-Verlag 1984

- [11] Kiwit, W.; Wanser, G.; Laarmann, H.: Hochspannungs- und Hochleistungskabel. Frankfurt: VWEW 1985
- [12] Richter, S.: Einführung in die Starkstromkabeltechnik. Hannover: Kabel- und Metallwerke 1968
- [13] Peschke, E. F.; von Olshausen, R.: Kabelanlagen für Hoch- und Höchstspannung. Erlangen und München: Publicis MCD Verlag 1998
- [14] Kuhnert, E.; Wiznerowicz, F.; Wanser, G. (†): Eigenschaften von Energiekabeln und deren Messung. Frankfurt: VWEW, 2. Auflage 1997
- [15] Merschel, F.: Langzeitprüfungen an VPE-isolierten Mittelspannungskabeln nach DIN VDE 0276-620. Vortrag beim 63. Kabelseminar der Universität Hannover, 17./18. Februar 2004
- [16] Lücking, H.W.: Energiekabeltechnik. Braunschweig/Wiesbaden: Vieweg 1981
- [17] Cigré-Working Group B 1.02: Optimization of power transmission capability of underground cable systems using thermal monitoring. Cigré-Broschüre 247, 2004
- [18] Cigré-Working Group 21.01: Recommendations for testing DC extruded cable systems for power transmission at a rated voltage up to 250 kV. Cigré-Broschüre 219, 2003
- [19] Oswald, B. R.: Netzanbindung von Offshore-Windenergieparks. Vortrag beim 63. Kabelseminar der Universität Hannover, 17./18. Februar 2004
- [20] Neumann, C.: Erdverlegte gasisolierte Leitung (GIL), ein neuer Typ von Übertragungsleitung – Stand der Entwicklung. Vortrag beim 62. Kabelseminar der Universität Hannover, 14./15. Oktober 2003
- [21] Cigré-Joint Working Group 23/21/33.15: Gas insulated transmission lines (GIL). Cigré-Broschüre 218, 2003
- [22] Cigré-Task Force 38.01.11: Superconducting cables impact on network structure and control. Cigré-Broschüre 199, 2002

# Mittelspannungsnetzkosten und Versorgungszuverlässigkeit

*Ulrich vom Felde*

*Mit Einführung der Anreizregulierung, die auf Reduzierung der Netzentgelte abzielt, werden Netzbetreiber gezwungen, die Effizienz ihrer Netze zu erhöhen und damit die Netzkosten zu senken. Gleichzeitig wird mit der angekündigten Einführung einer Qualitätsregulierung der Aspekt der Versorgungszuverlässigkeit fokussiert und der Zielkonflikt zwischen Netzkosten und Zuverlässigkeit verstärkt. Für Netzbetreiber steigt dadurch die Notwendigkeit, den Zusammenhang zwischen beiden Kenngrößen zu kennen und bewerten zu können. Im Rahmen des vorliegenden Artikels werden Verfahren vorgestellt, mit denen eine analytische Abschätzung des Zusammenhangs zwischen Kosten und Versorgungszuverlässigkeit von Mittelspannungsnetzen erfolgen kann. Als entscheidender Rahmenparameter wird dabei die Versorgungsaufgabe besonders berücksichtigt und zentrale Freiheitsgrade der strategischen Mittelspannungs-Netzplanung abgebildet.*

## Inhaltsübersicht

	Rn		Rn		
1	Bedeutung, Hintergrund und Zielstellung	1–3	4	Analyse-Ergebnisse zu MS-Netzkosten und Versorgungszuverlässigkeit	49–76
2	Grundlagen der Kosten- und Zuverlässigkeitsbewertung in MS-Netzen	4–21	4.1	Einfluss der Versorgungsaufgabe	49–56
2.1	Versorgungszuverlässigkeit	4–10	4.2	Einfluss der Schutz- und Fernwirktechnik	57–60
2.2	Netzkosten	11–21	4.3	Einfluss des Zulassens von Stichstrukturen	61–64
3	Modellierung des Zusammenhangs zwischen Netzkosten und Versorgungszuverlässigkeit	22–48	4.4	Zusammenhang zwischen Netzkosten und Versorgungszuverlässigkeit	65–70
3.1	Einfluss der Netztopologie im Minimalnetzmodell	22–32	4.5	Gesamtkostenminimierung bei Monetarisierung der Versorgungszuverlässigkeit	71–76
3.2	Analytische Zuverlässigkeitsberechnung im homogenen Netzmodell	33–48	5	Fazit	77–79
			6	Literatur	

## 1 Bedeutung, Hintergrund und Zielstellung

- 1 Stromausfälle, wie nach dem Orkantief Kyrill im Januar 2007 oder den starken Schneefällen im Münsterland Ende 2005, führten in der öffentlichen Diskussion zur Forderung an die Energieversorgungsunternehmen (EVU), die Versorgungszuverlässigkeit der Stromnetze zu erhöhen. Gleichzeitig wird durch die anhaltende Strompreisdiskussion die Forderung zur Reduzierung der Netzentgelte lauter.
- 2 Dem Spannungsfeld zwischen Versorgungszuverlässigkeit und Netzkosten sind die Netzbetreiber in Deutschland direkt ausgesetzt. Während im ersten Schritt die Anreizregulierung auf eine Steigerung der Netzeffizienz und damit verbunden auf eine Reduzierung der Netzkosten und der Netzentgelte abzielt, wird über eine Qualitätsregulierung der Aspekt der Versorgungszuverlässigkeit fokussiert. Beide Aspekte lassen sich jedoch nicht entkoppelt voneinander betrachten. Der Netzaufbau hat immer Einfluss sowohl auf die Netzkosten als auch auf die Versorgungszuverlässigkeit.
- 3 Für Netzbetreiber steigt durch die angekündigte Qualitätsregulierung die Notwendigkeit zu wissen, mit welchem finanziellen Aufwand welche Veränderung der Versorgungszuverlässigkeit erreicht wird. Verfahren hierzu werden in [1] beschrieben und hier zusammengefasst.

## 2 Grundlagen der Kosten- und Zuverlässigkeitsbewertung in MS-Netzen

### 2.1 Versorgungszuverlässigkeit

- 4 Der Begriff Zuverlässigkeit beschreibt nach DIN 40041 die „Beschaffenheit einer Einheit bezüglich ihrer Eignung, während oder nach vorgegebenen Zeitspannen bei vorgegebenen Anwendungsbedingungen die Zuverlässigkeitsforderung zu erfüllen“ [2]. Die Versorgungszuverlässigkeit ist demnach die Fähigkeit eines Versorgungssystems, seine Versorgungsaufgabe unter vorgegebenen Randbedingungen während einer bestimmten Zeitspanne zu erfüllen, d. h. konkret: der Netzanschluss soll mit einer bestimmten Verfügbarkeit bereitgestellt werden. Neben der Spannungsqualität (insbesondere Spannungshöhe



und Frequenz) und der Servicequalität wird die Versorgungszuverlässigkeit als dritte Säule der Versorgungsqualität betrachtet.

Zur Bewertung der *Versorgungszuverlässigkeit* müssen geeignete **5** Kenngrößen festgelegt werden, mit denen die Fähigkeit des Netzes, spezielle Netzknoten zeitgerecht mit der vom Abnehmer geforderten Energie zu versorgen, bewertet werden kann. Auf Basis der Festlegungen der internationalen UNIPED-Expertengruppe „Distribution Quality“ (DISQUAL) werden die Kenngrößen Unterbrechungshäufigkeit<sup>1</sup>, Unterbrechungsdauer<sup>2</sup> und Nichtverfügbarkeit<sup>3</sup> auch in der VDN-Verfügbarkeitsstatistik berechnet und ausgewertet [3].

Neben der Erfassung und Bewertung der Ist-Zustände bezüglich der **6** Zuverlässigkeitskennzahlen ist für die Netzplanung die Kenntnis des Einflusses von Maßnahmen von besonderer Bedeutung. Für die Vorhersage dieses Einflusses auf die Versorgungszuverlässigkeit hat sich die probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung auch in Verteilungsnetzen bewährt [4]. Aus dem erfahrenen und statistisch beschreibbaren Ausfallverhalten von Betriebsmitteln kann unter Berücksichtigung der Netzstruktur die zu erwartende Versorgungszuverlässigkeit prognostiziert werden.

Bei der probabilistischen Beschreibung von störungsbedingten **7** Versorgungsunterbrechungen haben sich auch international insbesondere die Erwartungswerte von Unterbrechungshäufigkeit  $E(H)$  und der Unterbrechungsdauer  $E(T)$  sowie die Nichtverfügbarkeit  $Pr(A)$  durchgesetzt.

Das Produkt der kundenbezogenen Werte aus Unterbrechungshäufigkeit und -dauer ergibt gemäß Gleichung 1 die Nichtverfügbarkeit **8** des Kunden z. B. in min/a. Diese beschreibt die Wahrscheinlichkeit eines Störungszustandes und wird häufig als kumulierte Unterbrechungsdauer interpretiert [4].

**Gleichung 1:** 
$$Pr(A)_i = \sum_j E(H)_{i,j} \cdot E(T)_{i,j}$$

1 SAIFI: System Average Interruption Frequency Index (nach IEEE 1366 [57])

2 CAIDI: Customer Average Interruption Duration Index (nach IEEE 1366 [57])

3 Wahrscheinlichkeit (engl.: probability) der Nichtversorgung; auch SAIDI: System Average Interruption Duration Index (nach IEEE 1366)

- 9 Die Nichtverfügbarkeit für einen Kunden  $i$  ergibt sich aus den Häufigkeiten und zugehörigen Dauern aller bei ihm auftretenden Versorgungsunterbrechungen  $j$ . Darüber hinaus kann mit Hilfe der nicht zeitgerecht gelieferten Energie ( $ENS^4$ ) die während der Störung unterbrochene Leistung und damit als Hilfwert die Bedeutung des Kunden bzw. eines Netzknoten berücksichtigt werden.
- 10 Das Produkt aus der Nichtverfügbarkeit und der unterbrochenen Leistung  $P$  – z. B. mittlere Leistung über ein Jahr – ergibt die zu erwartende Energie, die an diesem Knoten im Laufe des Betrachtungszeitraums nicht zeitgerecht geliefert werden kann. Sie summiert, ähnlich wie die Nichtverfügbarkeit, die unterschiedlichen Versorgungsunterbrechungen  $j$  auf, gewichtet sie jedoch mit der vom Verbraucher  $i$  geforderten aber nicht gedeckte Last  $P$  – auch Defizitleistung genannt.

**Gleichung 2:** 
$$ENS_i = \sum_j \Pr(A)_{i,j} \cdot P_{i,j}$$

## 2.2 Netzkosten

- 11 Während bei der früheren Kosten-Plus-Regulierung die *Netzentgelte* den kalkulatorischen Kosten der Netzbetreiber folgten, wird im Rahmen der Anreizregulierung über das Benchmarking ein Vergleichswettbewerb eingeführt, der den EVU je Regulierungsperiode Erlöspfade vorgibt, deren Verlauf von der Entwicklung der Kosten entkoppelt ist. In diesem Fall können Netzbetreiber ihre Rendite steigern, wenn sie Kostensenkungen in einem Ausmaß realisieren, der über der von der Bundesnetzagentur (BNetzA) vorgegebenen Absenkung der Netzentgelte liegt. Für Netzbetreiber resultiert hieraus ein starker Druck zur Kostensenkung über Effizienzsteigerung [5]. Eine wirtschaftliche Bewertung kann damit in einen Kostenvergleich überführt werden und Netzstrukturen sollten minimale Gesamtkosten verursachen.
- 12 Bei der Bewertung der *Netzkosten* werden im Rahmen dieses Artikels die Kosten berücksichtigt, die durch das Assetmanagement der Netzbetreiber über Vorgabe von Planungsgrundsätzen beeinflusst werden können. Hierzu gehören insbesondere Investitions- und Instandhal-

---

4  $ENS$ =Energy Not Supplied

tungskosten für eingesetzte Netzbetriebsmittel. Darüber hinaus können über Planungsgrundsätze der grundsätzliche Netzaufbau und darüber auch die Netzverlustkosten aber auch Netzbetriebskosten beeinflusst werden.

Die Investitionskosten  $I_0$  werden bei Wirtschaftlichkeitsberechnungen üblicherweise in annuitätische Kosten  $k_{Inv}$  umgewandelt, d. h. unter Berücksichtigung der Kapitalverzinsung  $i$  gleichmäßig auf die Nutzungsdauer  $N$  verteilt, damit sie mit den kontinuierlich während der Nutzungsdauer anfallenden Kosten verrechnet werden können. Die jährliche Annuität  $k_{Inv}$  errechnet sich aus Gleichung 3. **13**

**Gleichung 3:** 
$$k_{Inv} = I_0 \cdot \frac{i \cdot (1+i)^N}{(1+i)^N - 1}$$

Die gleichzeitig im laufenden Betrieb der Netzbetriebsmittel entstehen Kosten für Instandhaltung (Inspektion, Wartung, Instandsetzung) können über einen betriebsmittelgruppenspezifischen pauschalen Abschlag auf die Investitionskosten berücksichtigt werden. **14**

**Gleichung 4:** 
$$k_{IH} = I_0 \cdot b$$

Bei der monetären Bewertung der Verluste sind grundsätzlich sowohl Leistungs- als auch Arbeitsverlustkosten zu berücksichtigen. Die Verlustarbeit  $W_v$  ergibt sich aus dem Integral der Verlustleistung  $P_v(t)$  über die Zeit. **15**

**Gleichung 5:** 
$$W_v = \int_{t=0}^{T_n} P_v(t) dt = T_v \cdot P_{v,max} = \vartheta \cdot T_n \cdot P_{v,max}$$

Dabei beschreibt  $T_v$  die sogenannte Verlustdauer, die sich über den Verlustfaktor  $\vartheta$  und der Jahresbetriebsdauer  $T_n$  abbilden lässt. Die jährlichen Verlustkosten ergeben sich mit Hilfe der spezifische Leistungskosten  $k_{v,P}$  und der spezifische Arbeitskosten  $k_{v,W}$  aus **16**

**Gleichung 6:**

$$k_v = k_{v,P} \cdot P_{v,max} + k_{v,W} \cdot W_v = (k_{v,P} + k_{v,W} \cdot \vartheta \cdot T_n) \cdot P_{v,max} \quad \text{in } \text{€}/\text{a}$$

Über eine Mischkalkulation lassen sich die Verlustkosten auch vereinfacht aus der Verlustarbeit bestimmen. Die spezifischen Kosten  $k_{v,Misch}$  entsprechen dann einem Mischpreis, der sich aus dem Leistungs- und Arbeitspreis ergibt. **17**

**Gleichung 7:**  $k_v = k_{v,Misch} \cdot \vartheta \cdot T_n \cdot P_{v,max}$

- 18 Wie bereits dargestellt, wirkt die Netzdimensionierung nicht nur auf die Netzkosten, sondern immer auch auf die Versorgungszuverlässigkeit für angeschlossenen Netzkunden. Aufgrund der langfristig negativen Wirkung unzureichender Netzinvestitionen wird diese Problematik auch in Überlegungen der BNetzA einbezogen.
- 19 In der jüngsten Diskussion um Anreiz- und Qualitätsregulierung nimmt die monetäre Bewertung von Versorgungszuverlässigkeit auch in Deutschland an Gewicht zu. So werden derzeit Kundenstandards diskutiert, die bei Nichteinhaltung zu Strafzahlungen führen. Auf diese Weise werden dem Netzbetreiber Anreize für effiziente Netzinvestitionen geschaffen. In [6] wurde in Deutschland bereits 1975 der Begriff Ausfallkosten bzw. Defizitkosten  $k_D$  spezifiziert und aus zwei Anteilen zusammengesetzt:

**Gleichung 8:**  $k_{Di} = \sum_j (b_P \cdot E(H)_{i,j} + b_A \cdot E(H)_{i,j} \cdot E(T)_{i,j}) \cdot P_{i,j}$

Darin beschreiben  $b_P$  spezifische Ausfallleistungskosten und  $b_A$  spezifische Ausfallarbeitskosten, die jeweils auch als Funktion der Unterbrechungsdauer dargestellt werden können. Demnach ergeben sich Kosten für die ausgefallene Leistung (Defizitleistung  $P_D$ ) und für die nicht zeitgerecht gelieferte Energie ( $ENS$ ), jeweils unter Berücksichtigung der Auftretenshäufigkeit der am Knoten  $i$  auftretenden Störungen  $j$ .

- 20 Nachteil einer volkswirtschaftlichen Bewertung der beim Kunden entstehenden Kosten ist insbesondere, dass diese für das EVU externe Kosten darstellen. Erst durch das Qualitätselement der Regulierungsformel werden die Kosten für das EVU betriebswirtschaftlich wirksam, und das EVU wird bestrebt sein, dort in die Zuverlässigkeit des Netzes zu investieren, wo die Kunden dies benötigen und entsprechend auch bezahlen.
- 21 Mit Hilfe einer monetären Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit können zusammen mit den klassischen Netzkosten Gesamtkosten ermittelt werden, die vom Netzbetreiber zu minimieren sind.

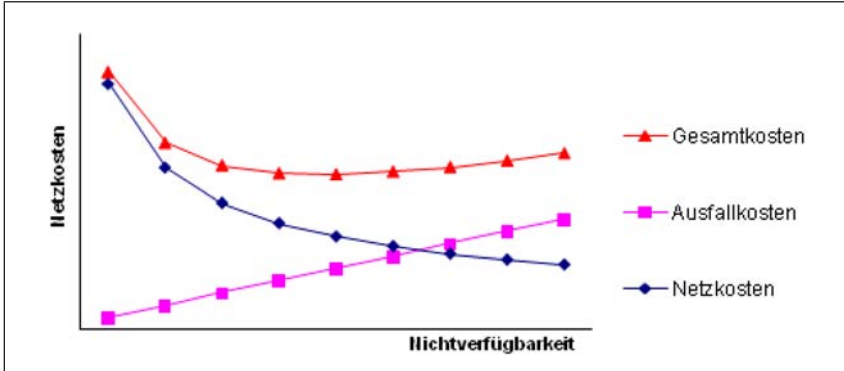


Abb. 2.1: Beispiel zur Feststellung des optimalen Netzaufbaus über Gesamtkostenminimierung bzw. Gleichsetzung von Grenzkosten und Grenznutzen.

### 3 Modellierung des Zusammenhangs zwischen Netzkosten und Versorgungszuverlässigkeit

#### 3.1 Einfluss der Netztopologie im Minimalnetzmodell

Ziel der Netzbetreiber ist es zunächst, die Versorgungsaufgabe mit möglichst geringer Netzbetriebsmittelmenge zu erfüllen. Maßgeblicher Anteil der Mittelspannungsnetzkosten resultiert aus dem MS-Leitungsnetz. Netzbetreiber sind daher bestrebt, insbesondere die Netzlänge zu minimieren. Das minimale Leitungsnetz ist dabei immer ein Strahlennetz. Über einen in [1] beschriebenen graphentheo-

22

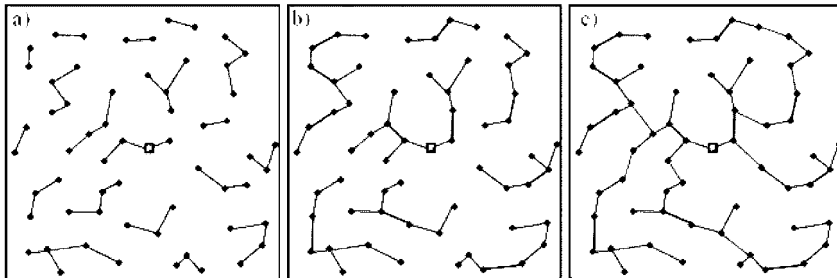


Abb. 3.1: Vorgehensweise bei der Schaffung eines Strahlennetzes minimaler Leitungslänge bei Vorgabe der Koordinaten der Netzknoten (d.h. MS/NS-Stationen, MS-Kundenstationen, UW) [1]

retischen Ansatz lässt sich bei Vorgabe einer konkreten Versorgungsaufgabe – räumliche Verteilung der Netzknoten auf der Versorgungsfläche – zunächst rein geometrisch ein Strahlennetz minimaler Länge herleiten.

- 23 In einem iterativen Prozess werden dabei zunächst die einzelnen Netzknoten mit ihren nächsten Nachbarknoten zu Inselnetzen verbunden (a). Diese Inselnetze werden dann so häufig mit den nächstgelegenen Inselnetzen verbunden, bis jeder einzelne Knoten mit dem speisenden Umspannwerk verbunden ist (b,c). Es entsteht ein Strahlennetz, das unter der Maßgabe von Knoten-Knoten-Verbindungen nicht weiter verkürzt werden kann – also das minimale Netz.
- 24 Da sich die Strahlen gegenseitig keine Reserve stellen, entspricht diese Netzform jedoch nicht dem (n-1)-Prinzip, das in der Netzplanung üblicherweise Anwendung findet. Im Störfall können die hinter der Fehlerstelle liegenden Netzknoten erst nach einer Reparatur versorgt werden, falls nicht eine Versorgung der Knoten über Notstromaggregate oder ähnliches möglich ist. Die Forderungen der BNetzA nach der Berücksichtigung der Versorgungszuverlässigkeit sowie Kundenansprüche zwingen Netzbetreiber jedoch, Redundanzen in gewisser Höhe einzuplanen. Aus dieser Forderung entstehen in der MS-Ebene üblicherweise Ring- bzw. Strangnetze mit einzelnen Stickleitungen, sowie Kombinationen daraus. In welchem Ausmaß

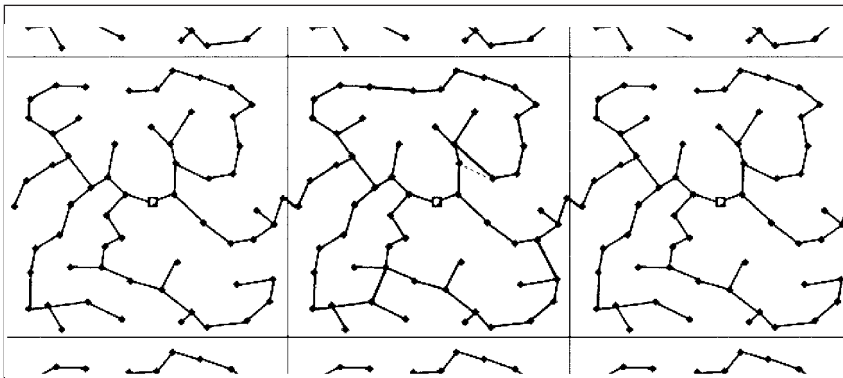


Abb. 3.2: Schematische Darstellung der Bildung von Ring- und Strangverbindungen aus dem minimalen Strahlennetz für das grau hinterlegte Netzgebiet (hier für  $K=1$ ) [1]

diese Stickleitungen zugelassen werden, liegt dabei grundsätzlich im Ermessen des Netzbetreibers.

An dieser Stelle wird daher als ein Freiheitsgrad der Netzplanung die maximale Anzahl an Stationen in einem Stich eingeführt und mit  $K$  bezeichnet.  $K \rightarrow \infty$  heißt, dass beliebig viele Stationen über einen Stich versorgt werden könnten und führt damit zu einem reinen Strahlennetz.  $K=0$  hingegen führt zu einem Netz, indem jede Station redundant über mindestens zwei Wege versorgt wird.

25

Im dargestellten Beispiel ergeben sich sowohl Ringleitungen als auch zwei Strangverbindungen zu den benachbarten UW-Bereichen. Es bilden sich dabei auch einzelne Stickleitungen, die in diesem Beispiel für  $K=1$  maximal eine Station beinhalten.

Es wird deutlich, dass die sich ergebende Gesamtnetzlänge und damit die spezifische Länge je Netzknoten mit zunehmender Anforderung an die Redundanz, d. h. mit sinkendem  $K$  gegenüber Abbildung 3.1: Vorgehensweise bei der Schaffung eines Strahlennetzes minimaler Leitungslänge bei Vorgabe der Koordinaten der Netzknoten (d.h. MS/NS-Stationen, MS-Kundenstationen, UW) [1] kontinuierlich steigt.

26

Der quantitative Zusammenhang zwischen  $K$  und der Netzlänge lässt sich für exemplarische, zufällig erzeugte Versorgungsaufgaben zunächst mit Bildung minimaler Strahlennetze und anschließender sukzessiver Erhöhung der Redundanz in den Netzen ermitteln. Die

27

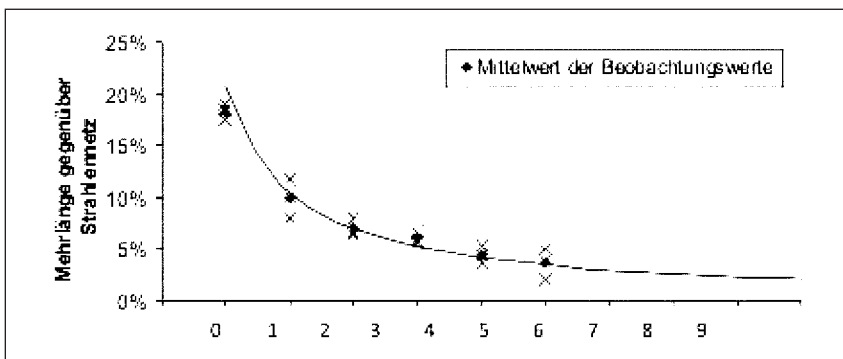


Abb. 3.3: Erhöhung der spezifischen Netzlänge in Abhängigkeit der maximalen Stationszahl je Stich, d.h. in Abhängigkeit der geforderten Redundanz für die Knotenversorgung

Mehrlänge bei Redundanzhöhung gegenüber den Strahlennetzen zeigt Abbildung 3.3.

Die Leitungslänge eines Ring-/Strangnetzes lässt sich aus der Länge des Strahlennetzes über die empirische Gleichung 9 annähern.

**Gleichung 9:** 
$$l_{\min}(K) \approx l_{\min, K \rightarrow \infty} \cdot \left(1 + \frac{0,2}{K+1}\right)$$

- 28 Es wird deutlich, dass die Einführung von Redundanz für jeden Netzknoten ( $K=0$ ) zu einer Leitungslängenerhöhung gegenüber dem Strahlennetz ( $K \rightarrow \infty$ ) um ca. 20% führt. Dabei ist der hyperbolische Verlauf hervorzuheben, der im Bereich kleiner  $K$  zu einem deutlich höheren Gradienten führt als im Bereich großer  $K$ . Aus dieser Erkenntnis heraus lässt sich die Aussage ableiten, dass es sinnvoll erscheint, Stiche mit wenigen Stationen bei der Netzplanung zuzulassen. Das Zulassen vieler Stationen im Stich führt hingegen zu keinem hohen Mehrnutzen bezüglich der Leitungslängeneinsparung.
- 29 Neben der Redundanzforderung über die maximale Stationsanzahl im Stich wird die Leitungslänge insbesondere über die Versorgungsaufgabe, aber auch über spezifische Umwegfaktoren für Leitungen und die notwendige Anzahl an Umspannwerksabgängen beeinflusst.

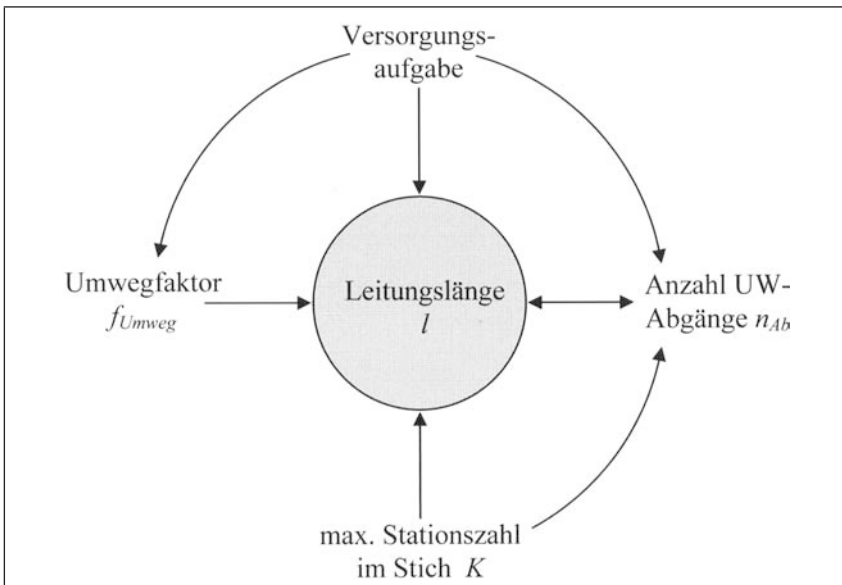


Abb. 3.4: Einflussgrößen auf die Leitungslänge im Minimalnetzmodell



Die Versorgungsaufgabe, die sich z.B. über Last- oder Stationsdichten beschreiben lässt, hat wesentlichen Einfluss auf die Leitungslänge. Die Kundenstruktur auf der Fläche wirkt dabei auf die Anzahl an MS-Anschlusspunkten (MS-Knoten). Es lässt sich zeigen, dass mit der Knotenzahl – auf gleicher Fläche – die Gesamtleitungslänge ansteigt, die spezifische Leitungslänge je Netzknoten und damit die Leitungskosten je Knoten aber auch je Kunde sinkt [1].

30

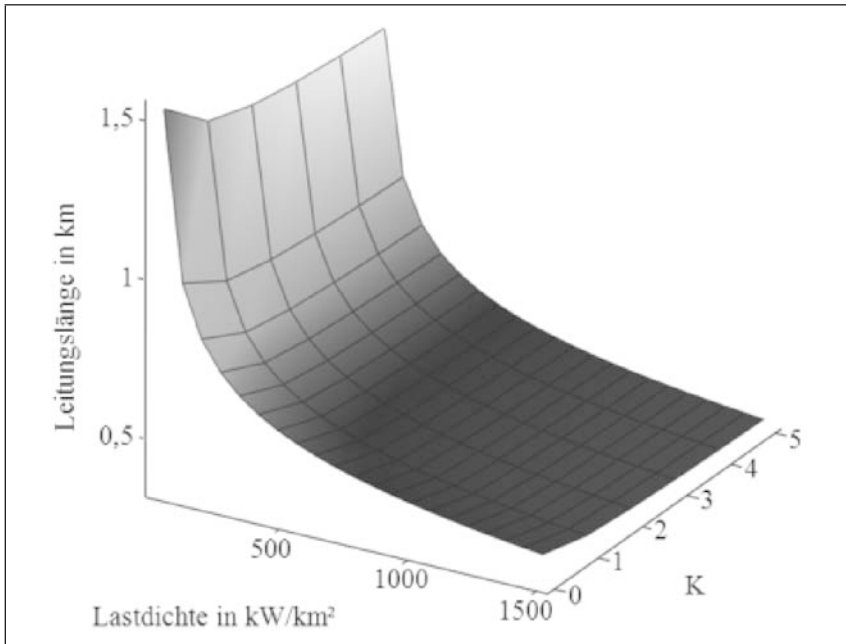


Abb. 3.5: Optimale Leitungslänge unter Berücksichtigung technischer und wirtschaftlicher Kriterien in Abhängigkeit der Lastdichte und der Redundanzforderung über  $K$

Der Umwegfaktor dient der Umrechnung der bislang angenommenen Luftlinienverbindung zwischen den Knoten auf reale Trassenlängen. Bei der Netzplanung sind geographische Gegebenheiten, wie beispielsweise Straßenverläufe, Gewässer etc. zu berücksichtigen. Das oben beschriebene graphentheoretische Verfahren zu Leitungslängenminimierung unterliegt bisher noch keiner elektrotechnischen Überprüfung. Als einzuhaltende Parameter sind hier im Wesentlichen die Spannungsqualität – und dabei insbesondere die notwendige Höhe der Spannung – und die zulässige Belastbarkeit der Betriebs-

31

mittel – insbesondere der Leitungen – zu berücksichtigen. Diese erfordern in der Regel eine höhere Anzahl an Umspannwerksabgängen, damit die Ring- und Stranglängen reduziert, der Spannungsfall innerhalb der Vorgaben der DIN EN 50160 und die Belastung der Leitungen innerhalb der Herstellerangaben liegen. Gleichzeitig sinken mit Erhöhung der Abgangszahl auch die Verluste und damit die Verlustkosten, sodass eine Erhöhung der Abgangszahl trotz für das zusätzliche Schaltfeld notwendigen Investitions- und Betriebskosten durchaus wirtschaftlich sein kann.

- 32 Insgesamt ergeben sich aus dem abgeleiteten Minimalnetzmodell spezifische Leitungslängen je Netzknoten, d.h. mittlere Stationsabstände, von bis zu 1,5 km in sehr ländlichen Gebieten mit  $<50 \text{ kW/km}^2$  und unter 500 m in städtischen Gebieten mit  $>1500 \text{ kW/km}^2$ . Dabei wird von einem mit der Lastdichte von ca. 30% auf nahezu 100% ansteigenden Kabelanteil ausgegangen.

Es zeigt sich, dass der Einfluss der Versorgungsaufgabe, die hier über die Lastdichte abgebildet ist, deutlich größeren Einfluss auf die spezifische Leitungslänge je Netzknoten aufweist, als der netzplanerische Freiheitsgrad der Redundanz.  $K$  wirkt durch die Veränderung der Leitungslänge auf die Ausfallhäufigkeit, aber auch auf die Ausfalldauer insbesondere für die davon abhängigen Stichstrukturen. Die resultierenden Stiche weisen keine Redundanz auf, und Störungen können damit zu langen Ausfällen führen.

### 3.2 Analytische Zuverlässigkeitsberechnung im homogenen Netzmodell

- 33 Während über die Variable  $K$  die Netzlänge und damit auch die Häufigkeit von Netzfehlern maßgeblich beeinflusst wird, können über den Einsatz von Schaltstationen (SSt) die Anzahl von selektiven Schutzpunkten und damit die Auswirkungen von Netzfehlern beeinflusst werden. *Schaltstationen* werden hier als Stationen definiert, deren Leitungsabgänge mit ferngesteuertem Leistungsschalter und Schutztechnik ausgestattet sind. Damit kann primär Einfluss auf die spezifische Häufigkeit von Kundenunterbrechungen genommen werden. Gleichzeitig werden über die Reduzierung der Schutzabschnittsgröße auch die Dauer der Fehlersuche und damit die Dauer von Kundenunterbrechungen verringert. Die Größe der Schutzabschnitte lässt sich

über die darin enthaltene Betriebsmittelmenge, z.B. die Anzahl an Stationen  $n_{ONS,SA}$  beschreiben.

Die Dauer von Kundenunterbrechungen wird darüber hinaus auch maßgeblich durch den Einsatz von Geräten zur Fehlerortung und die Möglichkeiten der Wiederversorgung bestimmt. Die Dauer der Fehlereingrenzung lässt sich zum einen über Kurzschlussstromanzeiger (KA) reduzieren – diese können vor Ort auslesbar oder aber auch ferngemeldet sein. Zum anderen kann der fehlerbehaftete Bereich durch ferngesteuerte Schalthandlungen bereits eingegrenzt und damit die Fehlersuche beschleunigt werden. Fernschaltbare Stationen (FSt) dienen darüber hinaus insbesondere zur schnellen Wiederversorgung fehlerfreier Netzbereiche. Die Anzahl an Kurzschlussstromanzeigern und die Anzahl an fernschaltbarer Stationen  $n_{FSt}$  stellen weitere Freiheitsgrade der Mittelspannungsnetzplanung dar. Zur Bestimmung des Einflusses dieser Freiheitsgrade auf die Versorgungszuverlässigkeit wird in [1] der Ablauf der Störungsbeseitigung beschrieben und im Modell abgebildet.

34

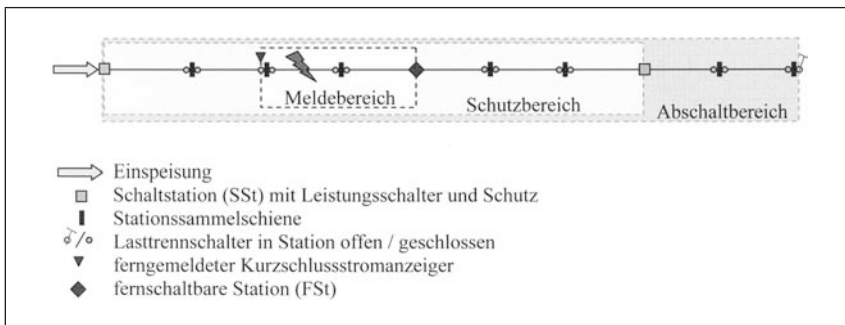


Abb. 3.6: Definition von Melde-, Schutz- und Abschaltbereich

Als Folge der Abschaltung mittels Schutzgeräte und Leistungsschalter sind im so genannten Abschaltbereich liegende Netzknoten nicht mehr versorgt. Der Abschaltbereich enthält dabei alle Stationen eines Schutzbereiches sowie ggf. weitere nach Schutzauslösung spannungslosen Netzknoten. Über ggf. vorhandene ferngemeldete Kurzschlussstromanzeiger oder ferngesteuerte Schalthandlungen kann die Netzleitstelle den fehlerbehafteten Bereich innerhalb kürzester Zeit weiter auf den sogenannten „Meldebereich“ weiter eingrenzen. Nach Bestimmung des Meldebereiches wird die Störungsbeseitigung durch

35

das Entstörpersonal innerhalb des Meldebereiches eingeleitet. Diese erste Fehlerlokalisierung hat zunächst das Ziel der Fehlereingrenzung auf einen Leitungsabschnitt bzw. auf eine Station.

- 36 Ist der Fehlerort auf einen Leitungsabschnitt zwischen zwei Stationen oder auf eine Station eingegrenzt, so wird er für die Dauer der notwendigen Reparatur frei geschaltet. Die VDN-Verfügbarkeitsstatistik belegt dabei, dass Leitungsfehler im Mittelspannungsnetz den dominierenden Einfluss auf die Nichtverfügbarkeit haben [3].
- 37 Die Dauer von Versorgungsunterbrechungen wird, wie dargestellt, im Wesentlichen durch die Dauer der Fehlereingrenzung im Meldebereich und die Art der Wiederversorgung beeinflusst. Die Größe des Meldebereiches lässt sich dabei durch die Anzahl ferngemeldeter Kurzschlussstromanzeiger ermitteln, die üblicherweise auch in fernschaltbaren Stationen eingesetzt werden.

**Gleichung 10:** 
$$n_{ONS,MB} = \frac{n_{ONS,SA}}{n_{KA,fg} + 1}$$

$n_{ONS,MB}$ : Stationsanzahl im Meldebereich

$n_{ONS,SA}$ : Stationsanzahl im Schutzabschnitt

$n_{KA,fg}$ : Anzahl Kurzschlussstromanzeiger im Schutzabschnitt (inkl. FSt)

- 38 Die Fehlereingrenzung im Meldebereich lässt sich nach [7] in einzelne Handlungsschritte (Anfahrt, Stationszugang, Schalthandlung, Fahrten, Notstromaktivierung) unterteilen und deren Dauern anschließend zu einer Gesamtzeit addieren.

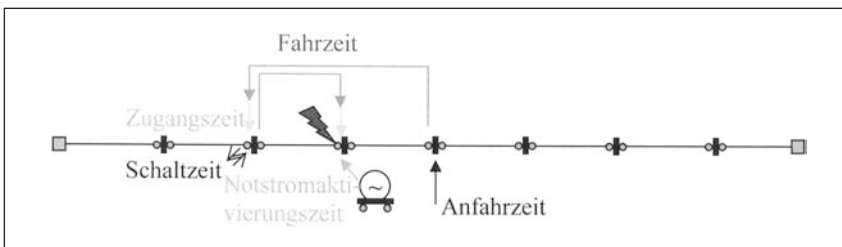


Abb. 3.7: Definition der Zeitparameter zur Bestimmung der Dauer der Fehlereingrenzung

- 39 Die **Anfahrzeit** beinhaltet alle betrieblichen Schritte vom Eingang der Störmeldung in der Netzleitstelle bis zum Erreichen des Entstör-

personals der zuerst angefahrenen Station. Es kann dabei angenommen werden, dass die Anfahrt zur ersten Station in ländlichen Gebieten aufgrund der häufig auftretenden größeren Entfernungen länger dauert, als in städtischen Gebieten.

Die **Fahrzeit**  $T_{Fahrt}$  beinhaltet sämtliche Zeiten für das Überbrücken der zwischen den Stationen liegenden Strecken. Sie lässt sich aus der zu überbrückenden Stationszahl und der spezifischen Trassenlängen, d.h. der Gesamtfahrstrecke  $L_{Fahrt}$  und der abgeschätzten Fahrgeschwindigkeit  $v$  abschätzen. Bei der häufig eingesetzten sogenannten binären Fehlersuche wird der Meldebereich durch Anfahren der jeweils mittleren Station und Versuchsschaltung sukzessive halbiert, bis er eindeutig eingegrenzt ist. 40

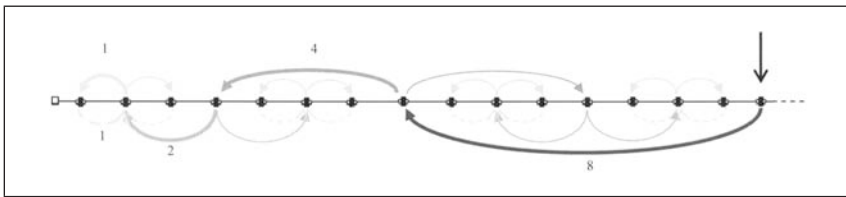


Abb. 3.8: Anzahl abgefahrener Leitungsabschnitte zur Fehlereingrenzung am Beispiel eines halben Meldebereiches mit 16 Leitungsabschnitten

Es lässt sich zeigen, dass bei binärer Fehlersuche immer die Strecke eines halben Meldebereiches (dargestellter Ausschnitt) abgefahren werden muss [1]. Beim dargestellten Meldebereich mit 31 Stationen – also 32 Leitungsabschnitten – ergibt sich eine Fahrstrecke von 16 Leitungsabschnitten, unabhängig vom Fehlerort. Das heißt, dass die Fahrzeit sich proportional zur Meldebereichsgröße verhält. 41

**Gleichung 11:** 
$$T_{Fahrt} = \frac{L_{Fahrt}}{v} = \frac{1/2 \cdot l_{ONS} \cdot (n_{ONS,MB} + 1)}{v}$$

- $L_{Fahrt}$ : Gesamtfahrstrecke
- $v$ : Fahrgeschwindigkeit
- $l_{ONS}$ : mittlerer Stationsabstand im Meldebereich
- $n_{ONS,MB}$ : Stationsanzahl im Meldebereich

Die **Zugangszeit** beinhaltet die Zeit vom Eintreffen des Personals vor der Station bis zum Betreten der Station selbst. Die resultierende Ge- 42

samtzugangszeit lässt sich aus der Anzahl an Stationszugängen  $n_{Zugänge}$  und der spezifischen Zugangszeit ermitteln. Die Anzahl an Stationszugängen ergibt sich bei binärer Suchstrategie über die Anzahl an Fahrten. Dabei zeigt sich ein logarithmischer Zusammenhang mit der Stationsanzahl im Meldebereich [1].

**Gleichung 12:** 
$$n_{Zugänge} = \frac{\ln(n_{ONS,MB} + 1)}{\ln(2)} + 1$$

- 43 Die **Schaltzeit** beinhaltet die Zeit für das Ein- und Ausschalten von Lasttrennschaltern vor Ort in der Station bzw. ferngesteuert aus der Netzleitstelle. Sie ergibt sich aus der Anzahl notwendiger Schalthandlungen (manuell bzw. fernbedient) sowie deren spezifische Dauern. Die Schalthandlungen dienen der praxisüblichen Fehlereingrenzung durch Versuchsschaltungen, wenn keine Kurzschlussstromanzeiger vorhanden sind.

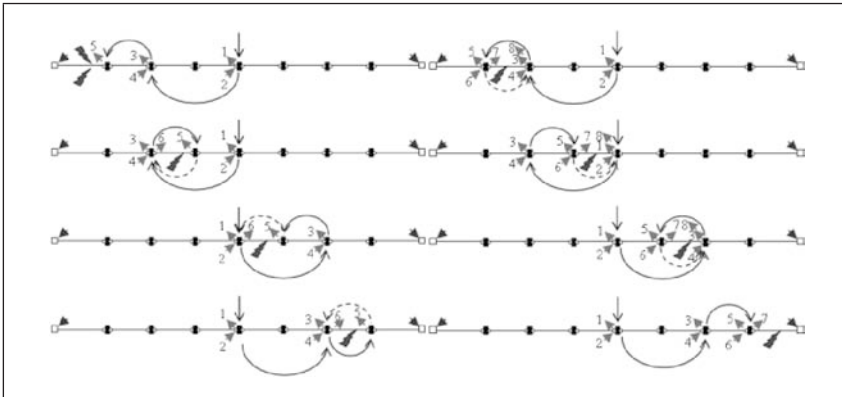


Abb. 3.9: Ablauf der Störungsbeseitigung in Abhängigkeit des Fehlerortes bei sieben Stationen im Meldebereich (hier gleich Schutzbereich); Reihenfolge notwendiger manueller Schalthandlungen

- 44 Die Anzahl manueller Schalthandlungen korreliert mit der Anzahl an Stationszugängen. Verdoppelt sich die Anzahl an Stationen, so kommt gemäß Gleichung 12 ein Stationszugang hinzu, der zu zwei zusätzlichen Schalthandlungen (Aus-/Einschalten) führt. Die Anzahl manueller Schalthandlungen lässt sich wie folgt annähern:

**Gleichung 13:** 
$$n_{Schalt,man.} = 2 \frac{\ln(n_{ONS,MB} + 1)}{\ln(2)} + 1$$

Für die Anzahl fernbedienter Schalthandlungen gilt entsprechend:

**Gleichung 14:**  $n_{Schalt,fern} = n_{Zugänge} = \frac{\ln(n_{ONS,MB} + 1)}{\ln(2)} + 1$

Sind in den Ortsnetzstationen zusätzliche Kurzschlussstromanzeiger installiert, so kann das Entstöpersonal nach Betreten der Station ohne Versuchsschaltung feststellen, in welcher Richtung der Fehler liegt. Folglich werden die Anzahl manueller und ferngesteuerter Schalthandlungen und damit die Dauer der Fehlereingrenzung reduziert.

Die **Notstromaktivierungszeit** beinhaltet alle Maßnahmen vom Abschluss der Fehlereingrenzung bis zur Wiederversorgung von Kunden durch geeignete Notmaßnahmen, wenn keine Redundanz vorhanden ist, z.B. in Stickleitungen oder bei Fehlern innerhalb von Stationen. Werden die genannten Einzelzeiten addiert ergibt sich die Gesamtzeit der Fehlereingrenzung.

45

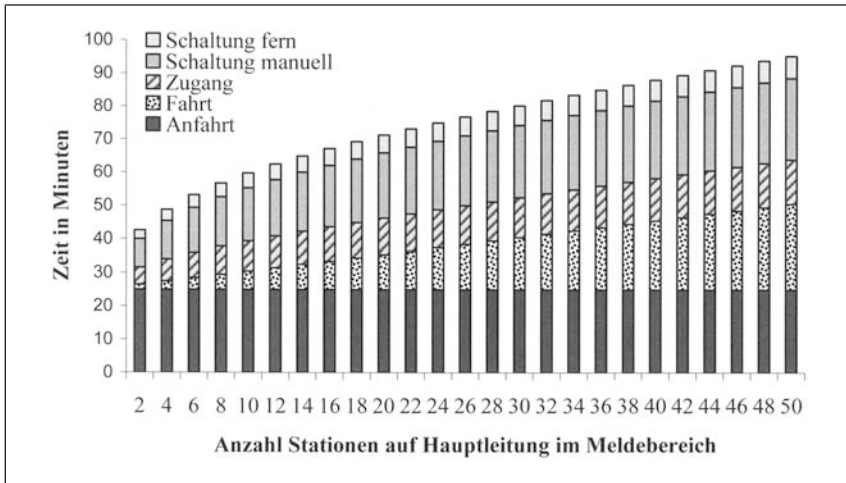


Abb. 3.10: Zusammensetzung der durchschnittlichen Wiederversorgungsdauer im geschlossenen Betrieb ohne ferngesteuerte und manuelle Teilwiederversorgung. (Stationsabstand  $l_{ONS}=500m$ , Geschwindigkeit  $v=30 \text{ km/h}$ ,  $T_{Anfahrt}=25 \text{ Min.}$ ,  $t_{Zugang}=2 \text{ Min.}$ ,  $t_{Schalt,man}=2 \text{ Min.}$ ,  $t_{Schalt,fern}=1 \text{ Min.}$ )

Es wird deutlich, dass die Dauer bis zur Wiederversorgung in kleinen Meldebereichen im Wesentlichen von der Anfahrtszeit dominiert

46

wird, der Anteil der Fahrzeit zwischen den Stationen ist gering. Mit der Meldebereichsgröße steigt insbesondere der Einfluss der Fahrzeit und der manuellen Schalthandlungen. Insgesamt ergeben sich Zeiten von unter einer bis zu zwei Stunden, bis der Fehler lokalisiert und frei geschaltet ist und Kunden wiederversorgt werden können.

- 47 Durch fernschaltbare Stationen kann zum einen der Meldebereich über fernbediente Schalthandlungen eingegrenzt und zum anderen anschließend ein Teil des ausgefallenen Netzbereiches außerhalb des Meldebereiches in kurzer Zeit vorzeitig wiederversorgt werden. Die Größe des vorzeitig wiederversorgten Bereiches ist abhängig von der Anzahl fernschaltbarer Stationen. Je mehr FSt vorhanden sind, desto größere Netzteile können wiederversorgt werden, wobei der Einfluss zusätzlicher FSt zunehmend geringer wird. Die Anzahl der vorzeitig wieder zu versorgenden Stationen hängt dabei auch davon ab, ob die Ringleitung offen oder geschlossen gefahren wird (ohne / mit Trennstelle). Während im geschlossenen Betrieb eine vorzeitige Wiederversorgung bei Einsatz von FSt in jedem Fall möglich ist, so ist dies bei geöffnetem Betrieb nur möglich, wenn auch die Trennstelle fernschaltbar ist und der Fehler nicht in Richtung der Trennstelle liegt.

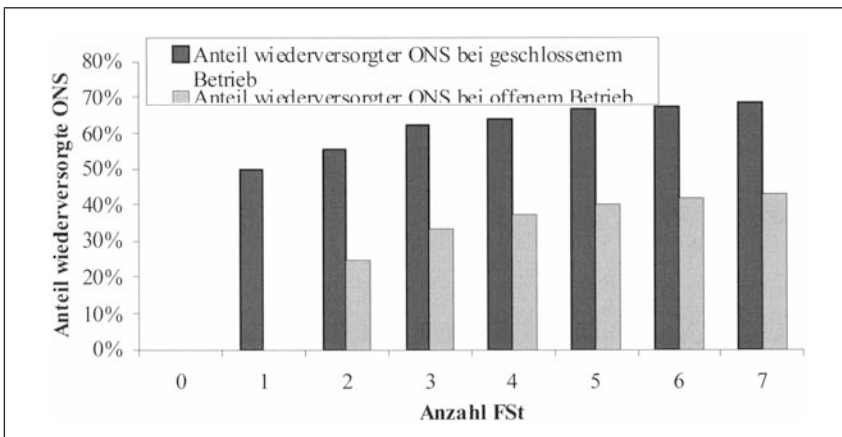


Abb. 3.11: Anteil vorzeitig wiederversorgter Stationen durch Einsatz von fernschaltbaren Stationen in zweiseitig gespeisten Schutzabschnitten.

- 48 Der Anteil der über FSt im Minutenbereich wiederversorgte Netzknoten bei geschlossenem Betrieb kann über folgende Gleichung angenähert werden.



**Gleichung 15:** 
$$\frac{n_{ONS_{ww},FSt}}{n_{ONSSA}} = 0,5 \cdot n_{FSt}^{0,17}$$

Bei offenem Betrieb lässt sich der Anteil vorzeitig wiederversorgter Station für  $n_{FSt} > 0$  über Gleichung 16 bestimmen.

**Gleichung 16:** 
$$\frac{n_{ONS_{ww},FSt}}{n_{ONSSA}} = \frac{n_{FSt} - 1}{2 \cdot n_{FSt}}$$

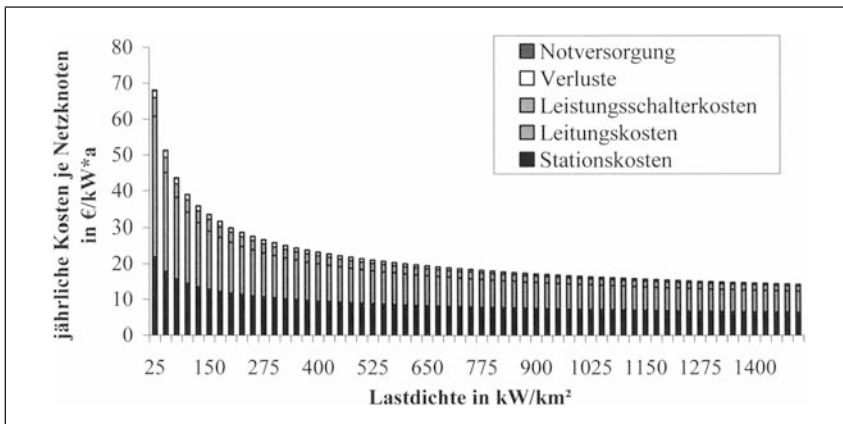
Es bestätigt sich die Annahme, dass der Grenznutzen mit der Anzahl an FSt abnimmt. Gleichzeitig wird erkennbar, dass der Nutzen von FSt im geschlossenen Betrieb deutlich größer ist, als im offenen Betrieb.

## 4 Analyse-Ergebnisse zu MS-Netzkosten und Versorgungszuverlässigkeit

### 4.1 Einfluss der Versorgungsaufgabe

Von besonderer Bedeutung ist in der öffentlichen Diskussion insbesondere der Einfluss der Versorgungsaufgabe als Strukturmerkmal auf die Netznutzungsentgelte. Ein Indikator hierfür sind die lastbezogenen Netzkosten in Euro/kW, die in Abbildung 4.1 dargestellt sind.

49



*Abb. 4.1:* Verlauf der jährlichen MS-Netzkosten je kW in Abhängigkeit der Lastdichte (Stationszahl je Schutzabschnitt  $n_{ONS,SA}=20$  Stationen, keine Fernwirk-/meldetechnik, keine Kurzschlussstromanzeiger,  $K=5$ )

- 50 Zwischen den spezifischen MS-Netzkosten bei ländlicher (25 kW/km<sup>2</sup>) und städtischer Versorgung (1500 kW/km<sup>2</sup>) liegt im dargestellten Beispiel ein Faktor von ca. 4,5. Insbesondere im Bereich kleiner Lastdichten ergibt sich ein hoher Gradient für die spezifischen Gesamtkosten. Wesentliche Kostenanteile entstehen insbesondere Leitungen und Stationen.
- 51 Dargestellt sind die Kosten bei 20 Stationen je Schutzabschnitt ohne den Einsatz von fernschaltbaren Stationen oder Kurzschlussstromanzeiger. Eine Veränderung im Bereich der Schutztechnik (Vergrößerung oder Reduzierung der Schutzabschnittsgröße) oder der Fernwirk- bzw. -meldetechnik führt zwangsläufig zu einer Kostenveränderung über die notwendigen Investitions- und Betriebskosten. Die theoretisch mögliche Ausstattung jeder Station mit Leistungsschalter und Schutz führt dabei zu einer Kostenerhöhung um den Faktor zwei bis drei gegenüber dem Basiszustand mit 20 Stationen je Schutzabschnitt [1].
- 52 Die über die Lastdichte beschreibbare Versorgungsaufgabe führt, zu einer Veränderung der Leitungslängen und damit über die veränderte Betriebsmittelmenge innerhalb eines Schutzbereiches zu einer Veränderung der Störungs- und Ausfallhäufigkeit.

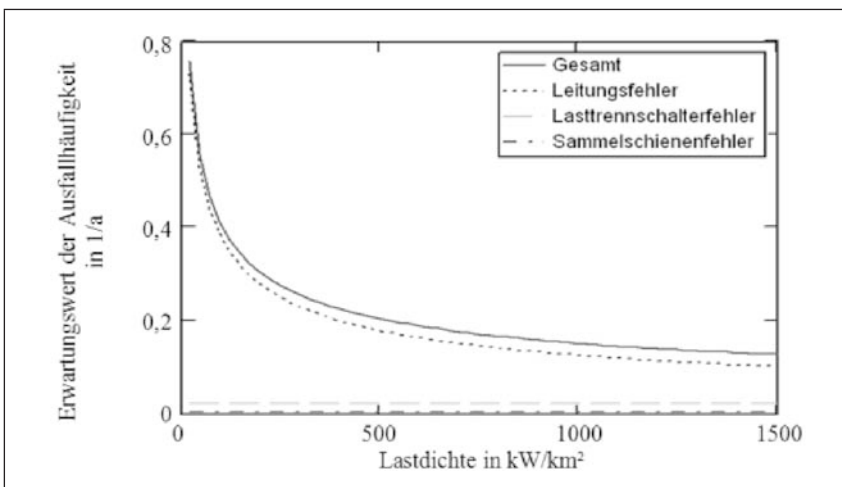


Abb. 4.2: Erwartungswert der Ausfallhäufigkeit in Abhängigkeit der Lastdichte bei 20 Stationen im Schutzbereich (keine Fernwirk-/ -meldetechnik, keine Kurzschlussstromanzeiger,  $K=0$ )

Der Erwartungswert der Ausfallhäufigkeit quantifiziert die These, dass der Großteil der MS-Störungen auf Leitungsfehler zurückzuführen ist. Der Anteil der Leitungsfehler steigt dabei aufgrund der zunehmenden Leitungslänge mit abnehmender Lastdichte. Insgesamt ist die Ausfallhäufigkeit aufgrund dieser Längenabhängigkeit sehr stark von der Versorgungsaufgabe abhängig. Dies liegt darüber hinaus auch in einem mit sinkender Lastdichte angenommenen steigendem Freileitungsanteil und damit steigender spezifische Fehlerhäufigkeit der Leitung begründet.

53

Dem gegenüber ist die Dauer der Fehlereingrenzung weniger von der Versorgungsaufgabe abhängig. Während die Zeiten für Schaltmaßnahmen und Stationszugänge konstant sind, sinken die Fahrzeiten aufgrund reduzierter Fahrstrecke mit zunehmender Lastdichte. Bei 20 Stationen im Schutzabschnitt ergeben sich realistische Gesamtzeiten zwischen ein und zwei Stunden.

54

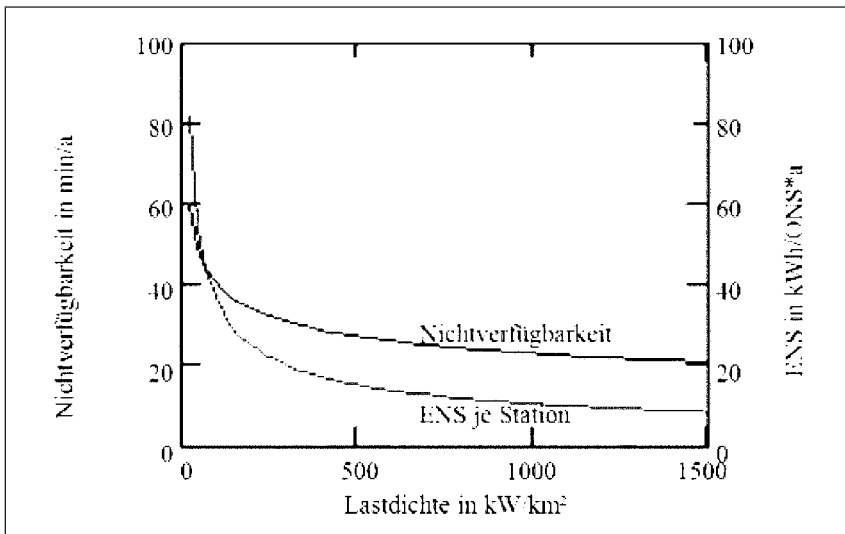


Abb. 4.3: Nichtverfügbarkeit und nicht zeitgerecht gelieferte Energie (ENS) in Abhängigkeit der Lastdichte bei 20 Stationen im Schutzbereich (geschlossenem Betrieb keine Fernwirktechnik und KA, K=0)

Bezüglich der Nichtverfügbarkeit wird deutlich, dass diese insgesamt stark mit zunehmender Lastdichte abnimmt. Dies liegt an den sinkenden Werten der darin enthaltenden Kenngrößen der Ausfalldauer und der Ausfallhäufigkeit. Während im hier untersuchten Fall, 20

55

Knoten im Schutzbereich, in ländlichen Gebieten Nichtverfügbarkeiten von bis zu 80 min/a entstehen, liegt der Wert in städtischen Gebieten bei ca. 10 min/a.

- 56 Die nicht zeitgerecht gelieferte Energie je Netzknoten sinkt ebenfalls mit zunehmender Lastdichte. Aufgrund der hier angenommenen mit der Lastdichte steigenden durchschnittlichen Leistung je Netzknoten sinkt dieser Wert jedoch nicht so stark wie die Nichtverfügbarkeit.

## 4.2 Einfluss der Schutz- und Fernwirktechnik

- 57 Wie oben beschrieben, wirkt die Größe des Schutzabschnittes sowohl auf die Ausfallhäufigkeit als auch auf die Ausfalldauer und damit im Produkt auf die Nichtverfügbarkeit von Netzknoten.

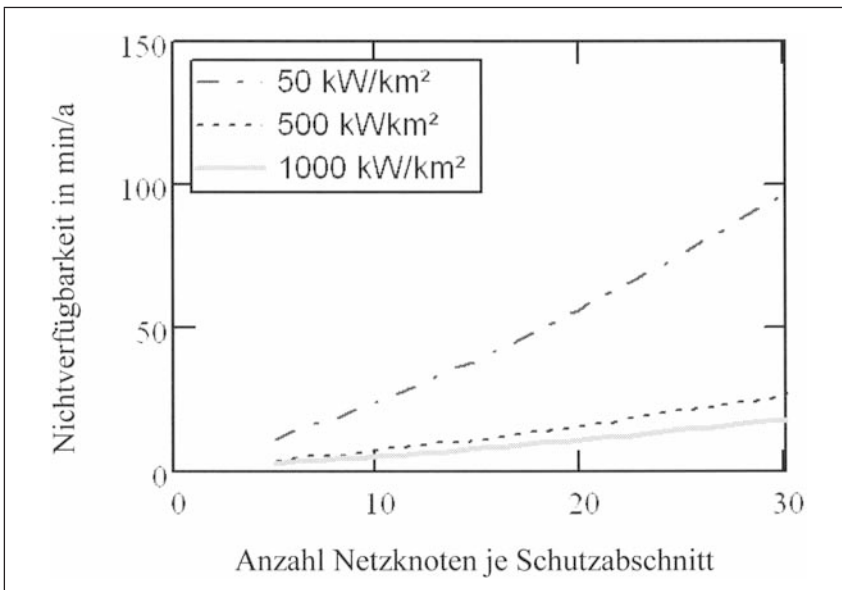


Abb. 4.4: Nichtverfügbarkeit in Abhängigkeit der Knotenzahl im Schutzabschnitt für 50 Einw./km<sup>2</sup>, 500 Einw./km<sup>2</sup> und 1000 Einw./km<sup>2</sup> (keine Fernwirk- und -meldetechnik, keine Kurzschlussstromanzeiger,  $K=0$ )

- 58 Abbildung 4 quantifiziert die These, dass die Versorgungszuverlässigkeit durch den Einsatz von Schaltstationen stark beeinflusst werden kann. So kann für ländliche Bereiche mit 50 kW/km<sup>2</sup> die Nichtverfügbarkeit beim Übergang von 30 Knoten auf 10 Knoten im Schutz-

abschnitt von ca. 100 min/a auf ca. 25 min/a geviertelt werden. Es wird jedoch auch ersichtlich, dass selbst bei sehr hohem Aufwand in ländlichen Netzen (5 Knoten je Schutzabschnitt), die geringen Nichtverfügbarkeitswerte der städtischen Netze bei heute durchaus üblichem Aufwand von 20 Knoten je Schutzabschnitt nur schwer erreicht werden können.

Gleichzeitig kann die Ausfalldauer durch zusätzliche fernschaltbare Stationen reduziert werden, wie Abbildung 4.5 zeigt: **59**

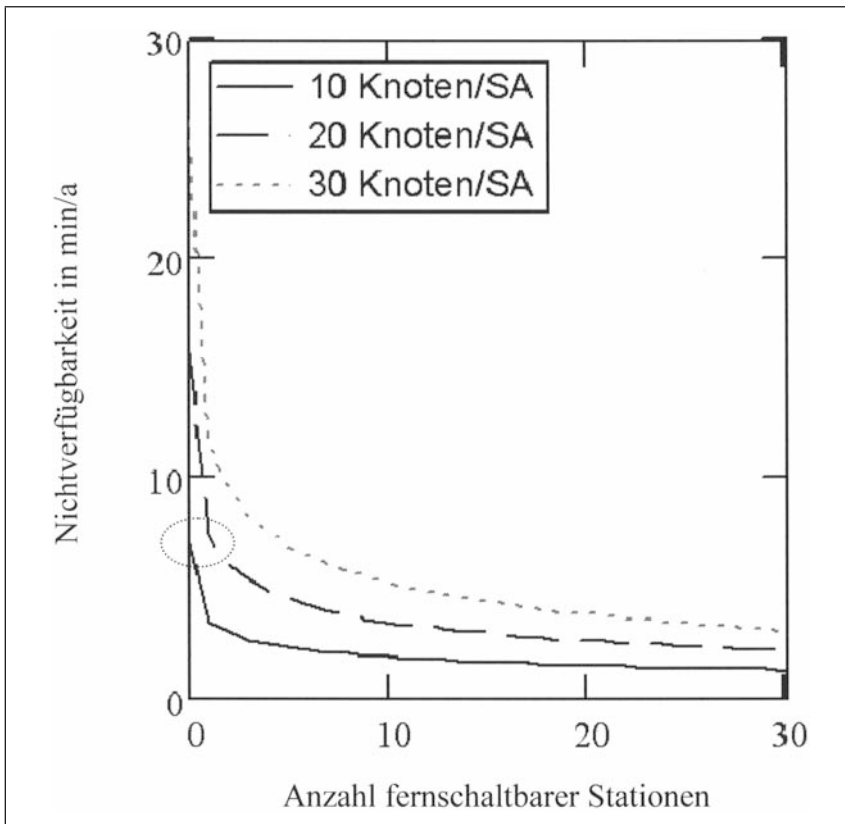


Abb. 4.5: Nichtverfügbarkeit in Abhängigkeit der Anzahl fernschaltbarer Stationen für 10, 20 und 30 Knoten je Schutzabschnitt bei 500 kW/km<sup>2</sup> (geschl. Betrieb, keine Kurzschlussstromanzeiger,  $K=0$ )

Im geschlossenen Betrieb kann insbesondere die erste fernschaltbare Station zu einer deutlichen Reduzierung der Nichtverfügbarkeit führen. Dies lässt sich zum einen über die dargestellte Reduzierung der **60**

Dauer der Fehlereingrenzung erklären. Darüber hinaus kann durch fernbediente Schaltmaßnahmen ein Teil des fehlerbehafteten Bereiches in sehr kurzer Zeit wiederversorgt werden. In Bezug auf die Nichtverfügbarkeit führt die erste fernschaltbare Station zu einer vergleichbaren Reduzierung der Versorgungszuverlässigkeit, wie eine zusätzliche Schaltstation (Vergleich: 10 Knoten im Schutzabschnitt ohne FSt / 20 Knoten im Schutzabschnitt 1 FSt). Mit jeder weiteren FSt nimmt der Grenznutzen kontinuierlich ab. Darüber hinaus wird ersichtlich, dass fernschaltbare Stationen mit größer werdenden Schutzabschnitten zu stärkeren absoluten Zuverlässigkeitsverbesserungen führen, also vor allem in großen Schutzabschnitten eingesetzt werden sollten.

### 4.3 Einfluss des Zulassens von Stichstrukturen

- 61 Die maximale Stationszahl im Stich hat zum einen Einfluss auf die Ausfallhäufigkeit, indem die spezifische Leitungslänge je Netzknoten verändert wird. Gleichzeitig wird durch die Reduzierung der Stationsanzahl auf dem Haupttransportweg des Meldebereiches auch die Dauer bis zur Wiederversorgung für Knoten des Haupttransportweges leicht reduziert. Für die entstehenden Stichkonten erhöht sich jedoch mit Vergrößerung der Stichlänge über  $K$  die mittlere Dauer bis zur Wiederversorgung erhöht.
- 62 Für die mittlere Nichtverfügbarkeit über alle Knoten ergibt sich bezüglich des Freiheitsgrades  $K$ , der maximalen Stationszahl im Stich, ein lokales Minimum.
- 63 Es zeigt sich, dass ein Zulassen von Stichen begrenzter Länge durchaus zu einer Verbesserung der mittleren Versorgungszuverlässigkeit führt, wobei sich die Nichtverfügbarkeiten der entstehenden Stiche mit zunehmender Stichlänge deutlich verschlechtern, was durch die dargestellten Maximalwerte belegt wird.
- 64 Die Lage des lokalen Minimums erweist sich dabei als abhängig von der Lastdichte, der Stationsanzahl im Meldebereich und der Ausstattung mit Fernwirk- und -meldetechnik [1]. Mit zunehmender Lastdichte liegt es bei kleineren Werten für  $K$ . Während in städtischen Netzen (z.B. 1000 kW/km<sup>2</sup>) in Schutzabschnitten mit 15 Knoten bis zu zwei Stationen im Stich zugelassen werden sollten, steigt dieser

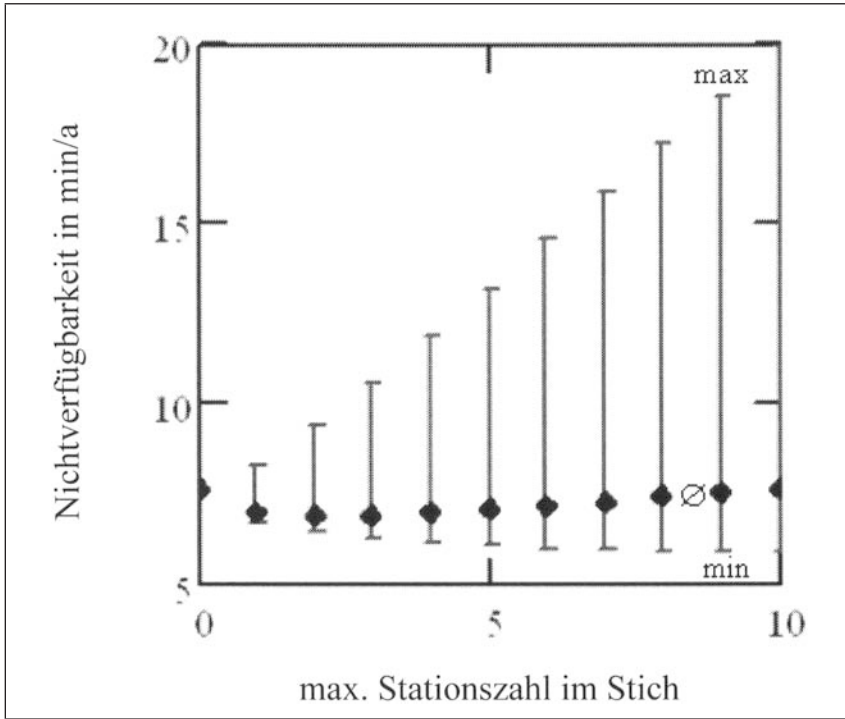


Abb. 4.6: Minimale, maximale und mittlere Nichtverfügbarkeit bei 1000 kW/km<sup>2</sup> bei 15 Knoten im Schutzabschnitt in Abhängigkeit der maximalen Stationszahl im Stich

Wert für ländliche Netze auf ca. drei Knoten an (100 kW/km<sup>2</sup>), bei noch geringeren Lastdichten noch darüber hinaus [1]. Daraus folgt, dass in ländlichen Netzen auch aus Zuverlässigkeitsgesichtspunkten mehr und längere Stiche zugelassen werden sollten.

#### 4.4 Zusammenhang zwischen Netzkosten und Versorgungszuverlässigkeit

Für netzplanerische Entscheidungen ist von besonderer Relevanz, inwiefern sich Versorgungszuverlässigkeitsänderungen auf die Kosten auswirken. Hierzu lässt sich eine Aussage tätigen, indem Kosten und Versorgungszuverlässigkeit in Abhängigkeit der freien Parameter zusammengeführt werden. Hieraus lässt sich ableiten, welche Zuverlässigkeitsveränderungen mit welchen Kostenänderungen einhergehen.

65

- 66 Beispielhaft zeigt uns Abbildung 4.7 den Zusammenhang zwischen Kosten und Versorgungszuverlässigkeit in Abhängigkeit der Schutzabschnittsgröße für unterschiedliche Versorgungsaufgaben.

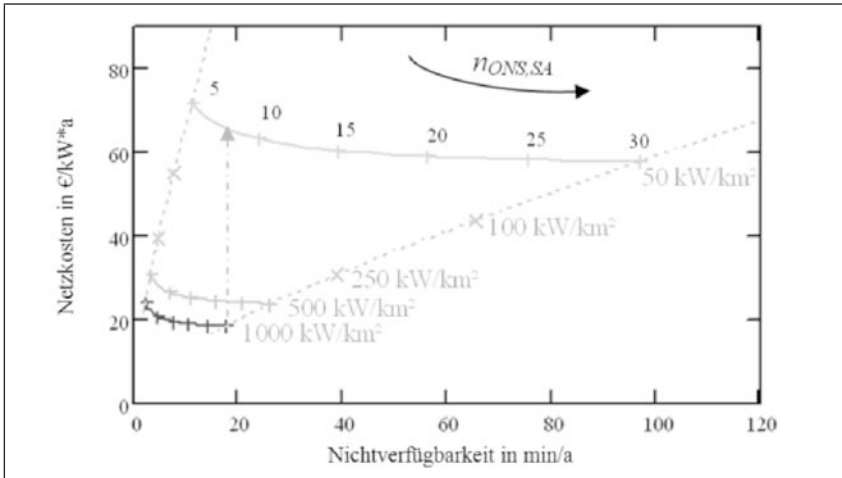


Abb. 4.7: Netzkosten und Nichtverfügbarkeit in Abhängigkeit der Anzahl an Stationen im Schutzabschnitt für 50, 500 und 1000 kW/km<sup>2</sup> (keine Fernwirktechnik, keine Kurzschlussstromanzeiger) im geschlossenen Betrieb

- 67 Der bei Variation der Schutzabschnittsgröße entstehende Verlauf zeigt eine – in der Fachliteratur bereits qualitativ beschriebene – starke Nichtlinearität zwischen Kosten und Nichtverfügbarkeit. Gleichzeitig zeigt das Diagramm, dass eine Reduzierung der Schutzabschnittsgröße in ländlichen Gebieten deutlich größere Auswirkungen auf den Absolutwert der Nichtverfügbarkeit hat als in städtischen Netzen. Dort liegt die Zuverlässigkeit generell auf höherem Niveau.
- 68 Die Abbildung belegt damit auch, dass das Kosten-Zuverlässigkeits-Niveau insgesamt stark von der Lastdichte abhängt. In städtischen Netzen können deutlich günstigere Kosten/Zuverlässigkeitswerte erreicht werden. Auffällig ist dabei, dass es keine Schnittpunkte der Kurven unterschiedlicher Lastdichte gibt, d.h. es ist bei stark unterschiedlichen Versorgungsaufgaben nicht möglich, ein einheitliches Preis-/Zuverlässigkeitsgefüge zu erhalten.
- 69 Welches Kosten-/Zuverlässigkeitsniveau von Netzbetreibern anzustreben ist, lässt sich jedoch nur beantworten, wenn entweder Grenz-



werte für Versorgungszuverlässigkeitskennzahlen oder die Netzkosten vorgegeben werden oder aber die Versorgungszuverlässigkeit z.B. über Pönalen als zusätzliche Kosten abgebildet wird.

Durch das letztgenannte Vorgehen, welches in ähnlicher Form im Rahmen der Anreizregulierung in Deutschland über Einführung der sogenannten Q-Komponente in der Regulierungsformel angedacht ist, würde die Versorgungszuverlässigkeit monetarisiert und eine Minimierung der Gesamtkosten für Netzbetreiber ermöglicht.

70

#### 4.5 Gesamtkostenminimierung bei Monetarisierung der Versorgungszuverlässigkeit

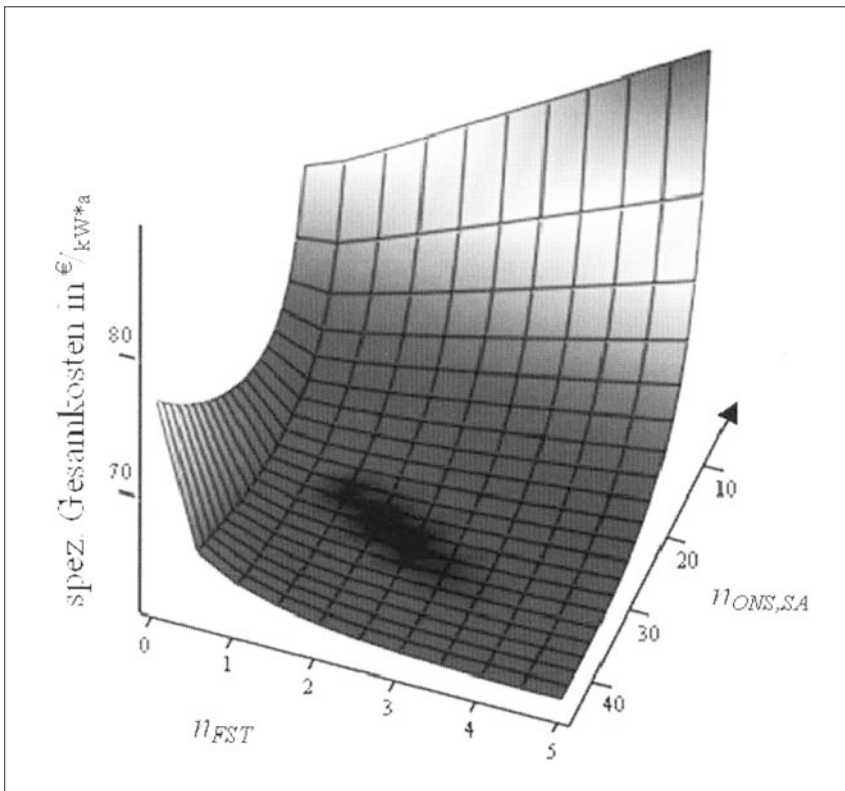


Abb. 4.8: Einfluss der Schutzabschnittgröße und der Anzahl FSt auf die spezifische Gesamtkosten je kW bei Pönalisierung der nicht zeitgerecht gelieferten Energie mit  $b_A=10$  €/kWh für 50 kW/km<sup>2</sup> im geschlossenen Betrieb

- 71 Die dargestellte Beispielrechnung zeigt für ein ländliches Gebiet mit  $50 \text{ kW/km}^2$ , dass sich bezüglich der Größe von Schutzabschnitten und der Anzahl FSt je Schutzabschnitt ein lokales Minimum der spezifischen Gesamtkosten ergibt. Für ländliche Gebiete mit ca.  $50 \text{ kW/km}^2$  ergibt sich ein Kostenminimum bei ca. 30 Stationen je Schutzabschnitt und ca. 2 fernschaltbaren Stationen.
- 72 Es zeigt sich gleichzeitig, dass eine Reduzierung der Schutzabschnittsgröße zu einer Reduzierung der optimalen Anzahl FSt führt. Müssen Schutzabschnitte z. B. aus vertraglichen Gründen kleiner gewählt werden, sollten gleichzeitig weniger FSt eingesetzt werden als bei großen Schutzabschnitten.
- 73 In gleicher Weise lässt sich ebenfalls der Einsatz von Kurzschlussstromanzeigern in die Optimierungsrechnungen einbeziehen und Gesamtkostenminima bezüglich aller netzplanerischen Freiheitsgrade bestimmen.
- 74 In Abhängigkeit der Höhe einer möglichen Pönale für nicht zeitgerecht gelieferte Energie ergeben sich zur Minimierung der Gesamtnetzkosten optimale Konstellationen der Freiheitsgrade und damit Kosten-/Zuverlässigkeitsverläufe gemäß Abbildung 4.9.

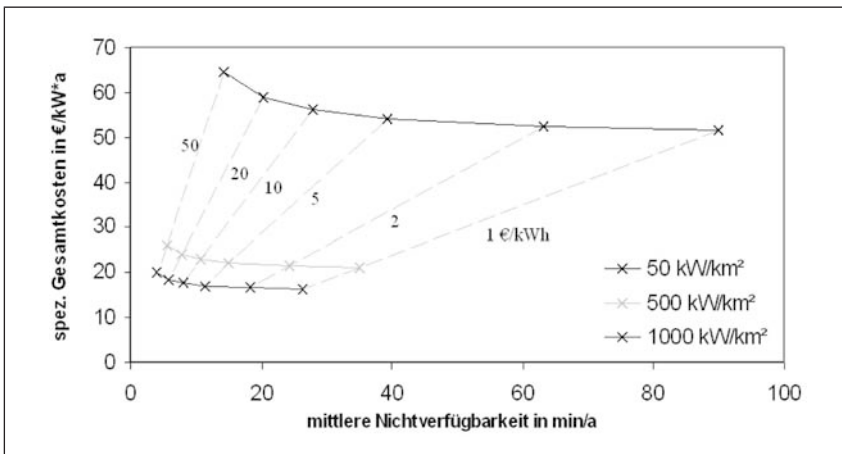


Abb. 4.9: Minimale spezifische Gesamtnetzkosten und mittlere Nichtverfügbarkeit in Abhängigkeit der Bewertung nicht zeitgerecht gelieferter Energie für  $50 \text{ kW/km}^2$ ,  $500 \text{ kW/km}^2$  und  $1000 \text{ kW/km}^2$  im geschlossenen Betrieb ohne Teilwiederversorgung

Es zeigt sich, dass sich für jede Versorgungsaufgabe abhängig von der Pönale unterschiedliche Werte für Kosten und Versorgungszuverlässigkeit als optimal ergeben. Eine Pönale von 50 €/kWh würde zu Nichtverfügbarkeiten zwischen 5 und 15 min/a führen, was in städtischen Gebieten auf und in ländlichen Gebieten deutlich unter dem heutigen Niveau liegt. Eine geringe Pönale von 1 €/kWh würde zu Nichtverfügbarkeiten von 30 bis 90 min/a führen, was in städtischen Gebieten deutlich über und in ländlichen Gebieten auf dem heutigen Niveau liegt. **75**

Soll durch die Einführung einer Qualitätsregulierung das heutige Zuverlässigkeitsniveau gehalten werden, so wäre dafür folglich eine nach Versorgungsaufgaben differenzierte Pönalisierung der Versorgungszuverlässigkeit notwendig. **76**

## 5 Fazit

Über das vorgestellte Verfahren lassen sich Kosten und Versorgungszuverlässigkeit für minimale Mittelspannungsnetze ermitteln und dadurch der Zusammenhang zwischen beiden Bewertungskenngrößen quantifizieren. Dabei bestätigt sich ein, bereits in der Literatur qualitativ beschriebener, stark nicht-linearer Zusammenhang. **77**

Aufbauend auf der Vorgabe von Zuverlässigkeitsgrenzwerten oder der monetären Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit lassen sich daraus kostenminimale Netzstrukturen abgeleitet. Die Versorgungsaufgabe weist dabei einen starken Einfluss auf das Kosten-Zuverlässigkeitsniveau auf. Bei gleichem Zuverlässigkeitsgrenzwert oder gleicher Pönale ergeben sich für ländliche Versorgungsaufgaben im Vergleich zu städtischen Gebieten ca. drei- bis vierfache spezifische minimale Netzkosten. **78**

Gleichzeitig lässt sich die zur Minimierung der Netzkosten notwendige Ausgestaltung der Freiheitsgrade ermitteln. Daraus können abschließend Planungsgrundsätze abgeleitet und bestehende Planungsgrundsätze kritisch hinterfragt werden. **79**

## 6 Literatur

- [1] vom Felde, U.: Ein Beitrag zur Minimierung der Mittelspannungsnetzkosten unter besonderer Berücksichtigung der Versorgungszuverlässigkeit. Dissertation an der Technischen Universität Clausthal, Clausthal-Zellerfeld, 2009
- [2] DIN 40 041: Zuverlässigkeit 1990
- [3] VDN-Verfügbarkeitsstatistik 2005. VDN, Berlin, 2006
- [4] Haubrich, H.-J.: Zuverlässigkeit von Verteilungsnetzen – Grundlagen – Verfahren – Anwendungen. ABEV, Aachen, 1996
- [5] Frontier economics, CONSENTEC: Netzpreisaufsicht in der Praxis – Abschlussbericht. Studie im Auftrag des BDI und VIK, 2003
- [6] Böcker, H., Kaufmann, W.: Optimierung des Aufwandes für die Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in der Netzplanung zum Nutzen des Abnehmers. In: Elektrizitätswirtschaft, Jg. 74 (1975), Heft 8
- [7] Nick, W. R.: Bewertung redundant geplanter Hoch- und Mittelspannungsverteilungsnetze im Hinblick auf Versorgungszuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit. Dissertation der RWTH-Aachen, ABEV, Band 4, Aachen, 1993

# Das Konzept der dezentralen Spannungsregelung

*Johannes Schmiesing*

Ein rascher Zubau von Erzeugungsanlagen in ländlichen Mittel- und Niederspannungsnetzen führt für den jeweiligen Netzbetreiber zu erheblichen Problemen mit der normgerechten Spannungshaltung im Niederspannungsnetz. Anstelle eines unstrukturierten und kostenintensiven Leitungs- oder Stationszubaus zur Erhöhung der Kurzschlussleistung, wie er derzeit mangels Alternativen oft anzutreffen ist, scheint der selbstregelnde Ortsnetztransformator eine interessante Alternative zur Behebung lokaler Probleme. Voraussetzung ist, dass das Verfügbarkeitsproblem für diese neue Technologie zumindest mittelfristig preisgünstig und kompakt gelöst werden kann. Derzeitige Überlegungen gehen davon aus, die neue Technologie bedarfsbezogen in Niederspannungsnetzen mit hoher Erzeugungsdichte einzusetzen. Da sich dieser Bedarf aber mittelfristig in einer großen Anzahl von Niederspannungsnetzen einstellen wird, ist zu überlegen, ob seitens des Netzbetreibers nicht eine aktive Dezentralisierung der Spannungsregelung betrieben werden sollte. Damit könnte nicht nur der gegenwärtig ins Visier genommene Niederspannungs-Netzausbau, sondern auch große Teile des ähnlich kostenintensiven Mittelspannungs-Netzausbaus überflüssig gemacht werden. Neben der Verfügbarkeit ist dabei, wie der Autor zeigt, ein ausreichend großer Regelbereich der Ortsnetztransformatoren zwingend nötig, um das normseitig verfügbare, aber mangels Spannungsregelung künstlich eingeengte Mittelspannungsband vollständig nutzen zu können.

## Inhaltsübersicht

Rn.			Rn.
1	Ausgangslage	1– 3	6
2	Normative Vorgaben zu Spannungsänderungen	4– 6	Stand der Anwendungserfahrungen mit der SRONT-Technologie
3	Spannungshaltung und Erzeugungsverteilung passen nicht mehr zusammen	7–10	28–36
4	Vorstellung der Technologie: Selbstregelnde Ortsnetztransformatoren	11–20	7
5	Bestimmung von Stufenbreite und Stufenanzahl	21–27	Vorschlag einer flächendeckenden dezentralen Spannungsregelung
			37–47
			8
			Vorschlag für ein erweitertes MS-Spannungsband bei Umstellung auf DSR
			48–55
			9
			Forschungsbedarf und Ausblick
			56–58
			10
			Literatur

## 1 Ausgangslage

1 Im Zuge des dynamischen Ausbaus der dezentralen und lokalen Erzeugung<sup>1)</sup> kommt der Frage, wie seitens des Netzbetreibers eine normgerechte Spannungshaltung im Mittel- und Niederspannungsnetz zukünftig sichergestellt werden kann, eine rasch wachsende Bedeutung zu. Gemäß DIN EN 50160 sind für die Mittel- und Niederspannung (MS und NS) vom Netzbetreiber unter normalen Betriebsbedingungen nur begrenzte Spannungsänderungen zulässig<sup>2)</sup>. Deren Obergrenze kann, wie noch zu zeigen sein wird, insbesondere bei großen Übertragungsentfernungen in der Mittelspannung, geringen Verbräuchen und hohen verteilten Einspeiseleistungen in den Mittel- und den unterlagerten Niederspannungsnetzen leicht überschritten werden. Zunächst stellt sich die Frage, welche Netze davon mittelfristig, also in Abgrenzung von momentanen, teilweise zufälligen Häufungen, strukturell betroffen sein werden. Gemäß den heute vorliegenden Erfahrungen aus der Praxis sind Probleme insbesondere dort zu erwarten, wo sich mehrere der folgenden vier Merkmale überlagern:

1. Ländliche Strukturen – nur hier kann es wegen der Existenz nutzbarer Acker- und Weideflächen und der relativ großen Dachflächen je Einwohner zu hohen DEA- und LEA-Leistungsdichten je HA, geringen Netzlasten und gleichzeitig zu großen Übertragungsentfernungen kommen. Die ländlichen Strukturen sind deshalb die notwendige Bedingung; die ‚conditio sine qua non‘ des beschriebenen Problems. Städtische Netze werden nach heutigem Kenntnisstand<sup>3)</sup> keine vergleichbaren Probleme bekommen.
2. Windhöffigkeit – derzeit wird die Windenergie vornehmlich im nord-, ost- und teilweise westdeutschen Raum genutzt. Es gibt aber auch im süddeutschen Raum windreiche Regionen; zudem machen wachsende Nabenhöhen und verbessertes Teillastverhalten auch bisher weniger interessante Regionen attraktiver.

---

1 Dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA), Mittelspannung/Lokale Erzeugungsanlagen (LEA), Niederspannung

2 Zu den Details s. u. und [1]

3 Micro-KWK-Anlagen und Mini-BHKW's verbreiten sich bisher selbst in städtischen Strukturen nur sehr schleppend.

3. Wirtschaftskraft-Photovoltaik (PV) ist zu wesentlichen Teilen ein Finanzierungs- und demografisches Thema: Dachflächen werden dort belegt, wo Menschen über relativ viel Geld verfügen und die Bevölkerung nicht überaltert<sup>4</sup>). Die Globalstrahlung ist wegen ihrer relativ geringen Schwankungsbreite über Deutschland dagegen langfristig ein vermutlich eher nachrangiges Thema. Deshalb steht nicht zu erwarten, dass die starke Dominanz Süddeutschlands im PV-Bereich mittelfristig in dieser Ausprägung erhalten bleibt.
4. Waldarmut-Biomasse benötigt Ackerflächen und/oder Weideland. Waldreiche ländliche Regionen, wie sie insbesondere in den deutschen Mittelgebirgen sowie auf von der Bodenqualität her minderwertigen Flächen im norddeutschen Tiefland anzutreffen sind, sind für hohe Konzentrationen von Biomasseanlagen deshalb weniger geeignet.

Überlagert sich Merkmal 1 mit einem oder mehreren der Merkmale 2 ... 4, so stehen die regionalen Netzbetreiber bereits heute oder zumindest kurzfristig vor der Frage, wie sie die normgerechte Spannungshaltung gewährleisten wollen. Zentraler Maßstab bei der Diagnose ist die bereits installierte und in gleicher Form mittelfristig zu prognostizierende, relative Erzeugungsleistung  $p_{inst,rel}(t)$  z. B. in einem Umspannungsbereich oder einem ganzen Netzgebiet. Diese Größe bezieht die installierte Erzeugungsleistung von  $k(t)$  DEA und  $l(t)$  LEA des gleichen Gebiets auf die Anzahl der heute vorhandenen Hausanschlüsse  $n_{HA}$  in der Niederspannung:

$$p_{Erz,rel}(t) = \frac{\sum_{i=1}^{k(t)} P_{DEA,i} + \sum_{i=1}^{l(t)} P_{LEA,i}}{n_{HA}}$$

Überlagern sich mehrere der oben genannten Merkmale, so entstehen hier Werte von

$$p_{Erz,rel}(t) \gg 2kW / HA$$

4 Da wirtschaftsstärke Regionen Wanderungsgewinne erzielen, kann hier neben Kaufkraftindizes auch die demografische Entwicklung zur Bewertung herangezogen werden.

und damit in oberhalb der Starklast<sup>5)</sup> der den dörflichen Raum prägenden Wohn-, Landwirtschafts- und Kleingewerbestructur. In der Realität ist das Zusammentreffen von Stark- und Schwachlast mit maximalen und minimalen Erzeugungsfällen stochastisch. In der klassischen, deterministischen Netzplanung muss man also von den Extremkombinationen Starklast mit minimaler Erzeugung und Schwachlast mit maximaler Erzeugung ausgehen. Dabei kann unter der o. g. Prämisse der letztgenannte zum auslegungskritischen Fall werden. Da nun die Erzeugung elektrisch invers zum Verbrauch – nämlich spannungserhöhend – wirkt, steht der ländliche Netzbetreiber vor dem Problem, die ihm normseitig zur Verfügung stehenden Spannungsbänder neu aufzuteilen.

## 2 Normative Vorgaben zu Spannungsänderungen

- 4 Die für den Netzbetreiber verfügbaren Spannungsbänder in den jeweiligen Netzebenen resultieren aus normativen Vorgaben. Für Spannungsänderungen in öffentlichen Mittel- und Niederspannungsnetzen ist DIN EN 50160 mit derzeitigem Änderungsstand Februar 2011 maßgeblich. Sie regelt wesentliche Merkmale – und dabei u. a. die Spannungsänderungen – „... der Versorgungsspannung an der Übergabestelle zum Netznutzer in öffentlichen Nieder-, Mittel- und Hochspannungs-Wechselstrom-Versorgungsnetzen unter normalen Betriebsbedingungen.“ [1, 1.1 Anwendungsbereich]. Sie gilt also explizit nicht für Störungen, Baumaßnahmen, abweichende Schaltzustände etc. und damit nicht für diejenigen Betriebssituationen, die netzplanerisch als (n-1)-Situationen bezeichnet werden.
- 5 In DIN EN 50160 sind sowohl für die Nieder- als auch für die Mittelspannung Anforderungen und Prüfverfahren definiert. Für die Niederspannung gilt: „Unter normalen Betriebsbedingungen mit der Ausnahme von Intervallen mit Unterbrechungen sollten Änderungen der Versorgungsspannung +/- 10% der Nennspannung  $U_n$  nicht über-

---

5 2...3 kW/HA ist ein üblicher Lastansatz für Mischnutzungen im ländlichen Wohngebäudebestand mit einem über 50 Wohneinheiten gerechneten Gleichzeitigkeitsfaktor. Diese Anzahl ist wiederum für kleinere dörfliche Strukturen typisch.



schreiten.“ [1, 4.2.2.1 Anforderungen]<sup>6)</sup>. Als Prüfverfahren werden 10-Minuten-Spannungsmittelwerte genutzt, die zu 95% jedes Wochenintervalls innerhalb eines Bereiches von  $U_n \pm 10\%$  und zu 100% jedes Wochenintervalls innerhalb eines Bereiches von  $U_n + 10\%/-15\%$  liegen müssen [4, 2.2.2 Prüfverfahren]. Anschließend wird für die Mittelspannung geregelt: „Unter normalen Betriebsbedingungen mit der Ausnahme von Intervallen mit Unterbrechungen sollten Änderungen der Versorgungsspannung  $\pm 10\%$  der vereinbarten Versorgungsspannung<sup>7)</sup>  $U_c$  nicht überschreiten.“ [1, 5.2.2.1 Anforderungen]<sup>8)</sup>. Die Grenzwerte des Spannungsbandes gleichen also dem der Niederspannung, allerdings sind die Prüfverfahren schärfer gefasst. In einem Messintervall von mindestens einer Woche müssen 99% aller 10-Minuten-Mittelwerte des Spannungs-Effektivwertes innerhalb eines Bereiches von  $U_c \pm 10\%$  liegen. Alle Werte müssen in einem Band von  $U_c \pm 15\%$  liegen.

Damit steht sowohl in der Mittel- wie auch in der Niederspannung für den ungestörten Betrieb theoretisch ein Spannungsband von  $\pm 10\%$  zur Verfügung. Gibt es aber zwischen der Mittel- und Niederspannung keine Spannungsregelung, so muss das Gesamtspannungsband ( $\pm 10\%$ ) vom Netzbetreiber aufgeteilt werden. Das geschieht heute nach individuellen Planungsprämissen. Im Haus des Verfassers ist eine Aufteilung von  $+7,5\%/-5\%$  für die MS und von  $+2,5\%/-5\%$  für die NS üblich<sup>9)</sup>. In der Konsequenz ist das MS-Spannungsband damit enger gefasst, als es von der Norm erlaubt wäre. Dies geschieht, um die Einhaltung des normativen Spannungsbandes in der Niederspannung sicherstellen zu können.

6

---

6 Ausgenommen davon ist die Versorgung von gemäß nationaler Definition besonders entlegenen Kunden, die, wenn sie darüber informiert werden, in einem Band zwischen  $+10\%/-15\%$  liegen darf. Diese Einschränkung ist aber für das vorliegende Thema praktisch ohne Relevanz.

7 Sie entspricht im Regelfall der Nennspannung [1, 3.2 vereinbarte Versorgungsspannung], soweit es zwischen Netzbetreiber und Netznutzer keine abweichende Vereinbarung gibt.

8 Wiederum ausgenommen sind besonders entlegene Kunden gemäß nationaler Definition.

9 Für RWE nennt [2, S. 45]  $\pm 4\%$  für die MS und  $\pm 6\%$  für die NS.

### 3 Spannungshaltung und Erzeugungsverteilung passen nicht mehr zusammen

- 7 Die Engerfassung des MS-Spannungsbandes durch den Netzbetreiber ist heute in Deutschland übliche Betriebspraxis. Dabei sind die jeweiligen Grenzwerte betreiberspezifisch festgelegt. Diese Betriebspraxis harmoniert mit der herkömmlichen Erzeugungsverteilung. Betrachtet man diese herkömmliche Erzeugungsverteilung in Deutschland, so konnte man bis vor einigen Jahren von einer regional<sup>10)</sup> in Großkraftwerken<sup>11)</sup> konzentrierten Stromerzeugung sprechen. Damit befanden sich elektrisch hinter der herkömmlichen Spannungsregelung in Umspannwerken keine wesentlichen spannungssteigernden Erzeugungsleistungen. Deshalb konnte man für die Mittel- und besonders die Niederspannung von Versorgungsnetzen sprechen und die Spannungshaltung auf die alleinige Versorgungsaufgabe ausrichten.
- 8 In regionalen Großkraftwerken hatte sich offensichtlich ein Optimum zwischen Kraftwerksgröße und Transportentfernung eingestellt. Durch das Aufkommen und die Förderung der erneuerbaren Energien kommt es zu einer zunehmenden Dezentralisierung der Erzeugung insbesondere in den ländlichen Raum hinein, die mittelfristig auf eine völlig neue Erzeugungsverteilung in Deutschland führen wird. Diese Entwicklung verändert die Anforderungen an die Spannungshaltung insbesondere in ländlichen Mittel- und Niederspannungsnetzen, da jede Erzeugungsanlage spannungssteigernd wirkt. In Zukunft befinden sich wesentliche Teile der Stromerzeugung elektrisch hinter der Spannungsregelung im Umspannwerk. Natürlich kann der Netzbetreiber trotzdem die ausschließlich zentrale Spannungsregelung beibehalten. Er muss dann aber die Kurzschlussleistung in seinen Netzen durch den Zubau von Leitungen und Transformatoren erhöhen. Diese Vorgehensweise wird allgemein als konventioneller (Erneuerbare-Energien-(EEG))-Netzausbau bezeichnet. Sie ist für hohe Erzeugungsdichten teuer und scheint im großen Stil schon deshalb wenig sinnvoll, weil sie nur indirekt wirkt: Durch Parallelschaltung von mehr und leistungsfähigeren Betriebsmitteln wird

10 Dieser Begriff versteht sich in Abgrenzung zu lastferner zentraler Erzeugung (z. B. zukünftige große Windparks in der Nordsee) sowie lastnaher dezentraler (im MS-Netz) und lokaler (im NS-Netz) Erzeugung.

11 Als Großkraftwerke werden hier Kraftwerksblöcke >100...1.400 MW verstanden.

die Stromtragfähigkeit des Netzes erhöht, obwohl im Regelfall gar keine Tragfähigkeitsprobleme bei den Betriebsmitteln existieren [2, S. 42]. Deshalb passt die laufende Dezentralisierung der Stromerzeugung nicht zum Beharren auf dem Konzept einer allein im Umspannwerk befindlichen, zentralen Spannungsregelung.

Aus diesem Grund wird der konventionelle EEG-Netzausbau mittel- 9  
fristig zunehmend nur noch die Kostenreferenz für innovativere Strategien sein. Auf Volleinspeisung des stochastischen Erzeugungsdargebots zielende, alternative Strategien kann man folgendermaßen systematisieren:

1. Verbrauchsseitige Synchronisation des Stromverbrauchs mit einer zunehmend stochastischen Erzeugung: Hierbei handelt es sich um die Kombination von ursprünglich zur Bezugsoptimierung entwickelten DSM<sup>12)</sup>-Ansätzen mit der Vision eines ‚Smart Home‘ und zugehöriger, netz- und/oder vertriebsseitiger Preissignale. Dabei ist jedoch fraglich, ob die komfortneutralen Verschiebemöglichkeiten des ländliche Netze dominierenden, privaten Stromverbrauchs nicht deutlich geringer und zeitlich kurzfristiger sind als die Erzeugungsschwankungen<sup>13)</sup>. Zudem kann netzplanerisch nicht als gesichert angesehen werden, dass der Stromverbrauch sich preissignalkonform verhält. Auch der Signalgeber-Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), Verteilnetzbetreiber (VNB) oder Vertriebe – und seine Strategie sind unbekannt. Damit spielt dieser Ansatz für eine heutige belastbare Netzplanung eine untergeordnete Rolle.
2. Speichertechnische Synchronisation des Stromverbrauchs mit einer zunehmend stochastischen Erzeugung: In diesem Fall wird nicht der Stromverbrauch geregelt, sondern Überschusserzeugung von Speichertechnik aufgenommen. Die derzeit vorhandenen Lösungen scheinen aber, verglichen mit konventionellem Netzausbau, unwirtschaftlich.

---

12 DSM: demand side management – Lastmanagement, das klassisch zur Vermeidung von Bezugsspitzen über Abschaltverträge oder eigene Bezugssteuerung preisenkend eingesetzt wurde.

13 Vermutlich würde sich das Synchronisationsproblem nur über den großflächigen Einsatz von Speichertechnologien, nicht aber regional lösen lassen.

3. Verursachungsgerechte<sup>14)</sup>, von den DEA und LEA über Blindleistungsregelung selbst durchgeführte Spannungsstützung: Technisch gesehen ist eine Spannungsstabilisierung durch den Einsatz leicht überdimensionierter,  $\cos\varphi(U)$  oder  $\cos\varphi(P)$ -fähiger Wechselrichter möglich<sup>15)</sup>. Bei hoher Erzeugerdichte kann der Bezug induktiver Blindleistung einen erheblichen Umfang annehmen; in kapazitiv geprägten Kabelnetzen aber technisch nicht uninteressant sein. Derzeit wird untersucht, ob unsynchronisierte Wechselrichter unterschiedlicher Hersteller mit unterschiedlichen Regelkonzepten technisch zuverlässig in einem Netz die Spannung regeln können. Die Lösung dieses Problems liegt vermutlich in einer kommunikationsseitigen Synchronisation der Wechselrichter. Da der Netzbetreiber aber für die normgerechte Spannungshaltung in seinen Netzen selbst verantwortlich ist, ist bei diesem Ansatz zudem noch offen, ob und wie er diese Pflicht rechtswirksam an seine Erzeugungskunden delegieren kann.
4. Direkte Spannungsregelung insbesondere durch den netzseitigen Einsatz selbstregelnder Ortsnetztransformatoren (SRONT, auch RONT, also regelbarer Ortsnetztransformatoren): Sie sorgen im zugehörigen Niederspannungsnetz unter der Beachtung eigener Regeltoleranzen für eine Fixierung der Ausgangsspannung der Ortsnetzstation. Dieser relativ neue Weg wird derzeit einerseits erprobt und andererseits wissenschaftlich untersucht. Dabei sind die technische Ausführung, die notwendigen Regelbereiche und die Wechselwirkung zwischen den verschiedenen Spannungsregelungen im Netz die wesentlichen Untersuchungsgegenstände. Voraussetzung ist, dass es gelingt, eine preiswerte und platzsparende technische Lösung mit einem ausreichenden Regelbereich zu entwickeln<sup>16)</sup>.

---

14 Diese wertende Beschreibung ist an sich irreführend, weil niemand einfordert, dass Verbrauchskunden keinen eigenen Beitrag zur Spannungshaltung liefern müssen. Die Bezeichnung wird hier trotzdem genutzt, weil sie häufig verwandt wird und ein wesentliches Motiv hinter diesem Lösungsansatz deutlich macht.

15 DEA oder LEA mit Blindleistungsregelung beziehen beim Einspeisen von Wirkleistung zeitgleich induktive Blindleistung. Dies wirkt insbesondere an induktiven Netzelementen wie Transformatoren spannungssenkend, sofern diese unregelt sind.

16 Alternativ werden im Rahmen der direkten Spannungsregelung elektronische Spannungsregler im NS-Netz (z. B. bei stationsfernen Netzkunden) oder in Parallelschaltung zur Ortsnetzstation und damit zur Erzeugung einer Zusatzspannung diskutiert [3, S. 44].

Ohne Bewertung der Vor- und Nachteile der Verfahren soll hier ausschließlich der letztgenannte Weg betrachtet werden. Er ist insofern interessant, als er bei freiem Kundenverhalten das originäre Spannungsproblem direkt angeht. Zunächst geschieht dies durch selbstregelnde Ortsnetztransformatoren (im folgenden SRONT) in einzelnen Ortsnetzstationen.

10

### 4 Vorstellung der Technologie: Selbstregelnde Ortsnetztransformatoren

Der Einsatz eines SRONT in einem Ortsnetz fixiert die heute in unbekanntem Umfang schwankende Ausgangsspannung der Ortsnetzstationen (ONS) auf das von der Stufenbreite des SRONT und der angestrebten Regelhäufigkeit abhängig, doppelte Toleranzband des Traforeglers. Dies verdeutlicht Abbildung 4.1 und führt dabei wesentliche Abkürzungen ein.

11

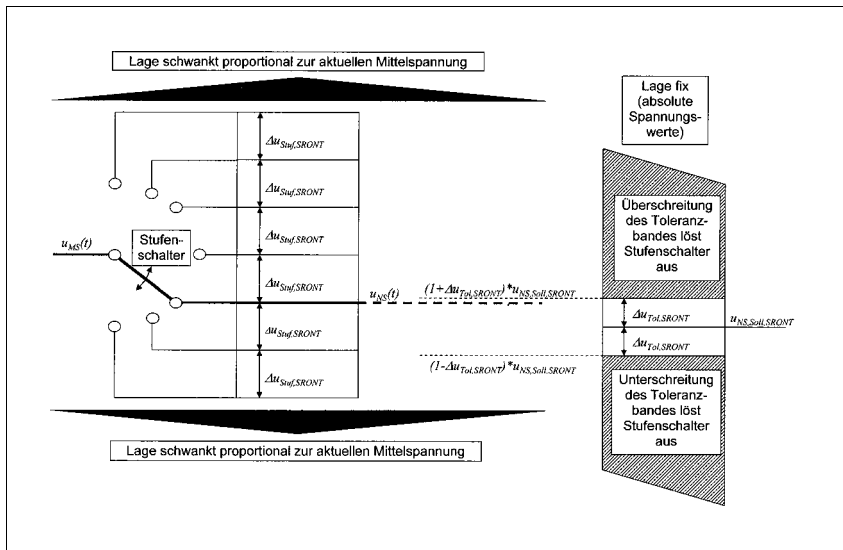


Abb. 4.1: Prinzipdarstellung der Wirkungsweise des selbstregelnden Ortsnetztransformators

- 12 Beispielwerte nützlicher Traforegelungen weisen für das doppelte Toleranzband Werte zwischen 2 und 6% auf:

$$2 \cdot \Delta u_{\text{Tot}, \text{SRONT}} = 2 \dots 6\%$$

Hier wird modellhaft angesetzt:

$$\Delta u_{\text{Stuf}, \text{SRONT}} = 2,5\%$$

und

$$2 \cdot \Delta u_{\text{Tot}, \text{SRONT}} = 3,75\% = 1,5 * \Delta u_{\text{Stuf}, \text{SRONT}}$$

- 13 Es ist bereits darauf hingewiesen worden, dass der Netzbetreiber das normseitig zur Verfügung stehende MS-Spannungsband von  $U_c \pm 10\%$  einschränken muss, wenn er zwischen Mittel- und Niederspannung nicht über eine Spannungsregelung verfügt. Bei den genauen Grenzwerten handelt es sich um Festlegungen des jeweiligen Netzbetreibers. Üblicherweise kann aber davon ausgegangen werden, dass die Unterspannung eines irgendwo im Netz befindlichen Ortsnetztransformators um 12 oder 13%, also knapp 2/3 des normseitig verfügbaren Spannungsbandes von 230V  $\pm 10\%$ , schwanken kann. Es wird hier angesetzt zu

$$\Delta u_{\text{ONS}, \text{klass}} = 12,5\%$$

Üblicherweise nutzt der Netzbetreiber ein Band von 5% für seine lokalen Verbrauchskunden (LVB) im Niederspannungsnetz:

$$\Delta u_{\text{LVB}, \text{max}} = 5\%$$

Damit ergibt sich ein für die Netzintegration von LEA in das NS-Netz gem. DIN EN 50160 und der oben getroffenen Annahmen ein verbleibender zulässiger Spannungshub von

$$\Delta u_{\text{LEA}, \text{max}, \text{klass}} = 20\% - \Delta u_{\text{LVB}, \text{max}} - \Delta u_{\text{ONS}, \text{klass}} = 20\% - 5\% - 12,5\% = 2,5\%$$

Setzt man nun die beiden zuletzt bestimmten Werte, nämlich den in klassischer Aufteilung zulässigen Spannungshub durch lokale Erzeugung und maximalen Spannungsfall durch lokalen Verbrauch, zueinander ins Verhältnis, so ergibt sich ein Wert von: 14

$$\frac{\Delta u_{LEA, \max, \text{klass}}}{\Delta u_{LVB \max}} = 0,5$$

Wenn nun andererseits festzustellen ist, dass zukünftig in vielen Ortsnetzen und damit auch zumindest in Teilen ihrer Leitungen gilt:

$$\sum_{i=1}^{k(t)} P_{LEA, i} > P_{LVB, \max} (t = T_{\max})$$

Darin ist  $k(t)$  die momentane Anzahl der LEA zum Zeitpunkt  $T_{\max}$  und  $t = T_{\max}$  der Zeitpunkt maximalen Verbrauchs in einem betrachteten Ortsnetz.

In diesem Fall passt die früher jedenfalls sinnvolle Aufteilung des Spannungsbandes nicht zur heutigen oder zukünftigen Netzkundenstruktur, weil die angeschlossene Erzeugungsleistung größer ist als der maximale Verbrauch, dem Spannungsfall aber ein größerer Anteil am Spannungsband eingeräumt wird als dem Spannungshub. Andererseits erlaubt die über Jahrzehnte auf Basis einer Reservierung von 5% des Spannungsbandes für den Stromverbrauch gewachsene Netzstruktur kurz- und mittelfristig keine andere Aufteilung. 15

Damit wird hier im Sinne des bisher gesagten der SRONT-Einsatz sinnvoll: Setzt man in einem Ortsnetz einen SRONT mit den zuvor angenommenen Merkmalen ein, so verbleiben nun statt bisher 2,5% für den erzeugungsseitigen Spannungshub 16

$$\Delta u_{LEA, \max, SRONT} = 20\% - \Delta u_{LVB, \max} - 2 \cdot \Delta u_{Tol, SRONT} = 20\% - 5\% - 3,75\% = 11,25\%$$

Damit ergibt sich einen Nutzenfaktor für die SRONT-Technologie von

$$f_{\text{Nutzen, SRONT}} = \frac{\Delta u_{LEA, \max, SRONT}}{\Delta u_{LEA, \max, \text{klass}}} = \frac{11,25\%}{2,5\%} = 4,5$$

- 17 Es ist klar, dass ein erheblicher Nutzen darin liegt, wenn ohne konventionellen Netzausbau ein Ortsnetz, in das zuvor in einer bestimmten, zufälligen Verteilung z. B. 120 kW LEA integriert werden konnten, nun plötzlich – wiederum ohne Netzausbau – 560 kW aufnehmen kann. In konventioneller Technik ließ sich ein solches Aufnahmepotenzial für verteilte LEA nur durch Netzausbauten erreichen, deren Kosten leicht 60.000 EUR übersteigen könnten<sup>17</sup>.
- 18 Zwei abschließende Anmerkungen zur SRONT-Technologie sind dabei wichtig:
- 19 Eine Optimierung hin auf einen wesentlich höheren Wert als den oben ermittelten Nutzenfaktor ist deshalb nicht sinnvoll, weil danach die Betriebsmittel – Leitungen und/oder Transformatoren – ihrerseits zunehmend an eigene Leistungsgrenzen stoßen und aus Tragfähigkeitsgründen ausgetauscht werden müssten. Nötig ist sie auch nicht, weil insbesondere die für die Niederspannung relevanten Dachflächen, die PV-Anlagen tragen können, begrenzt sind. Selbst bei großen landwirtschaftlichen Dachflächen sind über gesamte Stationsbereiche mittlere installierte PV-Leistungen  $\gg 8$  kW/HA selten<sup>18</sup>.
- 20 Zweitens ist immer zu beachten, dass der SRONT, solange er – wie hier unterstellt – mit einer Eingrößenregelung auf die Unterspannungsseite des Ortsnetztransformators ausgestattet ist, die Schwankungen der überlagerten Mittelspannung und nicht der unterlagerten Niederspannung ausregelt: der SRONT wird nach heutiger Überlegung bedarfsbezogen eingesetzt, um mehr LEA in ein NS-Netz integrieren zu können, aber sein Wirkmechanismus ist – marginale Spannungshübe über den SRONT selbst vernachlässigt – ein Ausregeln der Schwankungen des vorgelagerten MS-Netzes, die durch dessen Belastungen sowie Stufungen der Umspannungsregelung insbesondere dann hervorgerufen werden, wenn es sich um umspannungsferne Stationen handelt.

---

17 60.000 EUR entsprechen z. B. 1,0...1,5 km zusätzlichem NS-Netz oder zwei zusätzlichen ON-Stationen.

18 Der Mittelwert wird mit den HA ohne PV-Anlage gebildet.



## 5 Bestimmung von Stufenbreite und Stufenanzahl

Sind die maximale Schwankungsbreite der Mittelspannung an der Ortsnetzstation und ein geforderter Nutzenfaktor bekannt, so können die maximale Stufenbreite und die minimale Stufenanzahl des SRONT analytisch bestimmt werden. Es gilt ja für die maximale Schwankungsbreite der Mittelspannung: 21

$$\Delta u_{ONS, klass} = \Delta u_{EA, max, klass} + 2 \cdot \Delta u_{Tol, UW} + \Delta u_{VB, max, klass}$$

Bei Einsatz eines SRONT kann man nun in Abhängigkeit von Nutzenfaktor und dem doppelten Toleranzbereich des SRONT formulieren: 22

$$\Delta u_{ONS, klass} = \Delta u_{LEA, max, SRONT} + 2 \cdot \Delta u_{Tol, SRONT} = f_{Nutzen, SRONT} \cdot \Delta u_{EA, max, klass} + 2 \cdot \Delta u_{Tol, SRONT}$$

Nun gilt erfahrungsgemäß – um permanente Stufungen zu verhindern – für das doppelte Toleranzband des SRONT (wie auch für den Umspannwerkstrafa) in Abhängigkeit von der werksseitig festgelegten Stufenbreite des Transformators: 23

$$2 \cdot \Delta u_{Tol, SRONT} \geq 1,4 \cdot \Delta u_{Stuf, SRONT}$$

Damit kann man die maximal mögliche Stufenbreite bestimmen:

$$\Delta u_{Stuf, SRONT} \leq \frac{\Delta u_{ONS, klass} - f_{Nutzen, SRONT} \cdot \Delta u_{EA, max, klass}}{1,4}$$

Fordert man nun beispielsweise einen Nutzenfaktor von 4, so ergibt sich auf Basis der bisherigen Beispielwerte für die maximale Stufenbreite des SRONT: 24

$$\Delta u_{Stuf, SRONT} \leq \frac{12,5\% - 4 \cdot 2,5\%}{1,4} = 1,786\%$$

Da die betrachteten Werte durchaus realistisch sind, zeigt sich, dass sich hohe Nutzenfaktoren nur mit geringen Stufenbreiten erreichen lassen: Stufenbreiten des SRONT von über 3%, die durchaus diskutiert werden, führen zwangsläufig zu einem geringen Nutzen der 25

neuen Technologie, auch wenn sie den SRONT selbst zunächst preiswerter machen.

- 26 Ist die maximale Stufenbreite bestimmt, so lässt sich damit auch die mindestens nötige Stufenanzahl bestimmen. Zunächst gilt:

$$\Delta u_{ONS, klass} \leq (n_{Stuf, SRONT} - 1) \cdot \Delta u_{Stuf, SRONT}$$

Dies lässt sich nach der Stufenanzahl auflösen:

$$n_{Stuf, SRONT} \geq \frac{\Delta u_{ONS, klass}}{\Delta u_{Stuf, SRONT}} + 1$$

Wiederum mit den hier verwendeten Werten gilt:

$$n_{Stuf, SRONT} \geq \frac{12,5\%}{1,786\%} + 1 = 8$$

- 27 Kann aus baulichen Erfordernissen die maximale Stufenbreite nicht ausgeschöpft werden, so erhöht sich natürlich auch die erforderliche Stufenanzahl. Dieses Ergebnis unterstreicht die Notwendigkeit, die zum Einsatz kommenden SRONT mit einer – relativ zu den bisher diskutierten Lösungen für eine kompakte Technologie – hohen Stufenanzahl und einer geringen Stufenbreite auszustatten. Diese – allerdings bisher nicht kompakte – Bauform ist aus der Umspannwerksregelung bekannt und erzielt in Pilotprojekten sehr gute Ergebnisse, wie im Folgenden dargestellt ist.

## 6 Stand der Anwendungserfahrungen mit der SRONT-Technologie

- 28 Selbstregelnde Ortsnetztransformatoren befinden sich gegenwärtig bei verschiedenen Herstellern in der Entwicklung. Es soll an dieser Stelle nicht auf die verschiedenen denkbaren Verfahren, Bauformen und Regelalgorithmen eingegangen werden, sondern es werden erste praktische Erfahrungen dargestellt, um zu zeigen, dass die Technologie prinzipiell verfügbar ist und wunschgemäß arbeiten kann.
- 29 Die E.ON Avacon als derjenige Netzbetreiber, bei dem der Autor beschäftigt ist, setzt seit Sommer 2010 einen ersten SRONT im Rah-

men eines Pilotprojektes ein. 2011/12 werden mindestens drei weitere folgen. Ziel des gemeinsam mit den Herstellerfirmen MR Maschinenfabrik Reinhausen und Siemens durchgeführten Pilotprojektes ist es zu zeigen, dass die SRONT-Technologie zuverlässig und effizient arbeitet.

Dazu wird der SRONT in einem übersichtlichen Niederspannungsnetz eingesetzt, an dessen Ausläufer 2010 eine einzelne, größere PV-Anlage errichtet wurde (Abb. 6.1). **30**

Der 400 kVA-Ortsnetztransformator mit Regelung ist eine Spezialanfertigung mit Transformator und konventionellem Stufenschalter in einem Gehäuse (Abb. 6.2). **31**



Abb. 6.2: Im Rahmen des Pilotprojektes eingesetzter SRONT (Hersteller: Siemens/MR)

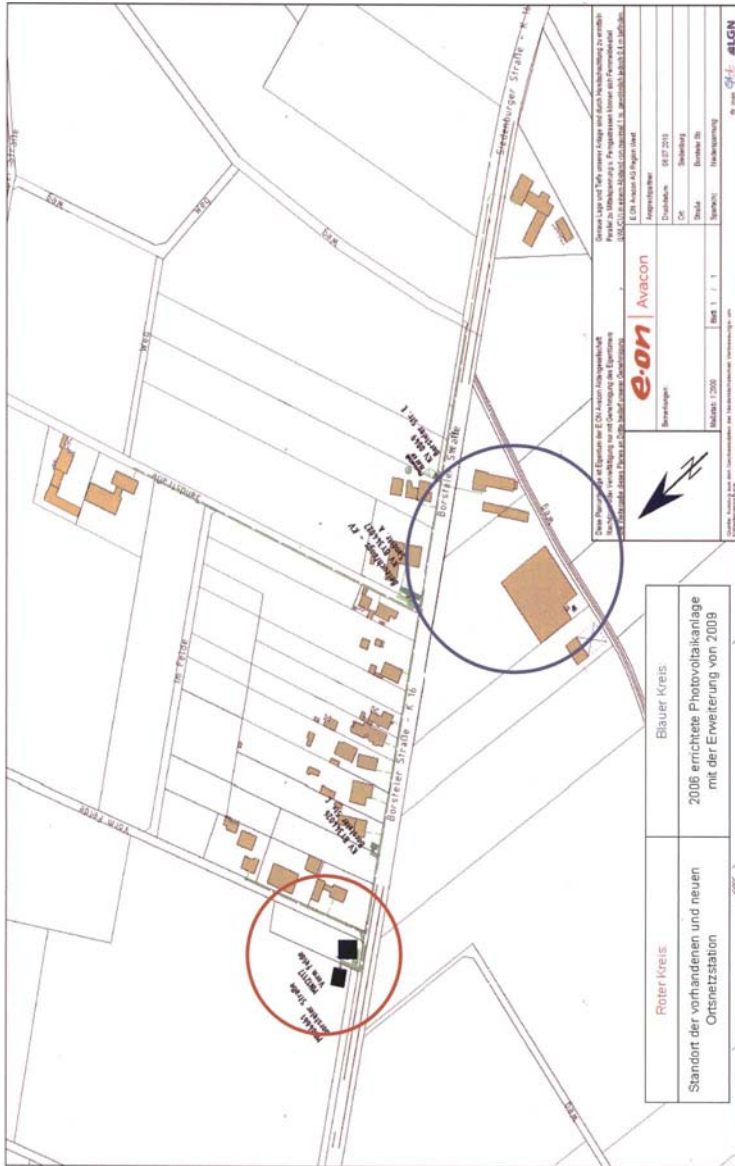


Abb. 6.1: Ausgewähltes Niederspannungs-Ortsnetz mit Standort der 160 kW PV-Anlage (blau) und der Ortsnetzstation (rot)

Aufgrund seiner Größe benötigt der SRONT eine eigene Garagenstation. Die benachbarte, aus Reservegründen verbliebene Niedrigstation älterer Bauart macht die Größenverhältnisse deutlich (Abb. 6.3):

32



Abb. 6.3: Außenansicht von alter (links) und neuer Ortsnetzstation (rechts, mit SRONT)

Die Leistungsmerkmale des SRONT zeigt die nachfolgende Tab. 6.1:

33

Tab. 6.1: Leistungsmerkmale des im Pilotprojekt eingesetzten SRONT

Parameter des regelbaren Ortsnetztransformators	
Nutzungsart	Regelbarer Ortsnetztransformator
Scheinleistung	400 kVA
Nennspannung OS	20 kV
Nennspannung US	0,4 kV
OS-seitiger Lastregelschalter	$\pm 9 \times 1,44\%$
Frequenz	50 Hz
Schaltgruppe	Dyn5
Kühlungsart	ONAN

- 34 Gem. vorheriger Darstellung ergibt sich im Pilotprojekt eine Stufenbreite von

$$\Delta u_{Stuf,SRONT,PP} = 1,44\%$$

Mit der vorhandenen Stufenanzahl von

$$n_{Stuf,SRONT,PP} = 19$$

ergibt sich ein gesamter Regelbereich von

$$\Delta u_{RB,SRONT,PP} = (n_{Stuf,SRONT,PP} - 1) \cdot \Delta u_{Stuf,SRONT,PP} = 18 \cdot 1,44\% = 25,92\%$$

Eingestellt ist für das Pilotprojekt ein doppeltes Toleranzband von

$$2 \cdot \Delta u_{Tol,SRONT,PP} = 2,00\% \approx 1,39 * \Delta u_{Stuf,SRONT,PP}$$

- 35 Je enger man das Toleranzband wählt und je kürzer Verzögerungszeiten nach Verlassen des Toleranzbandes eingestellt werden, desto häufiger kommt es zu Regelvorgängen. Typische Tagesverläufe für eine eingestellte Regelverzögerung von 600 s zeigen Abb. 6.4 für einen sonnigen und Abb. 6.5 für einen wolkgigen Tag.
- 36 Im bisherigen, knapp einjährigen Pilotbetrieb traten keinerlei Störungen auf. Da er mittelspannungsseitig an einem Netzausläufer eingesetzt ist, wurde mit 10 Stufen ein recht großer Regelbereich überfahren. Üblicherweise werden pro Tag 3 bis 10 Stufungen durchgeführt und dabei 2 bis 4 Stufen genutzt. Der SRONT erfüllte die technischen Anforderungen vollständig. Aus Sicht der E.ON Avacon bestehen deshalb keine Bedenken, die SRONT-Technologie in einer kompakteren Ausführung zukünftig auch in größeren Stückzahlen in ihren Netzen einzusetzen, wenn die weiteren Modellvorhaben ebenso erfolgreich verlaufen.

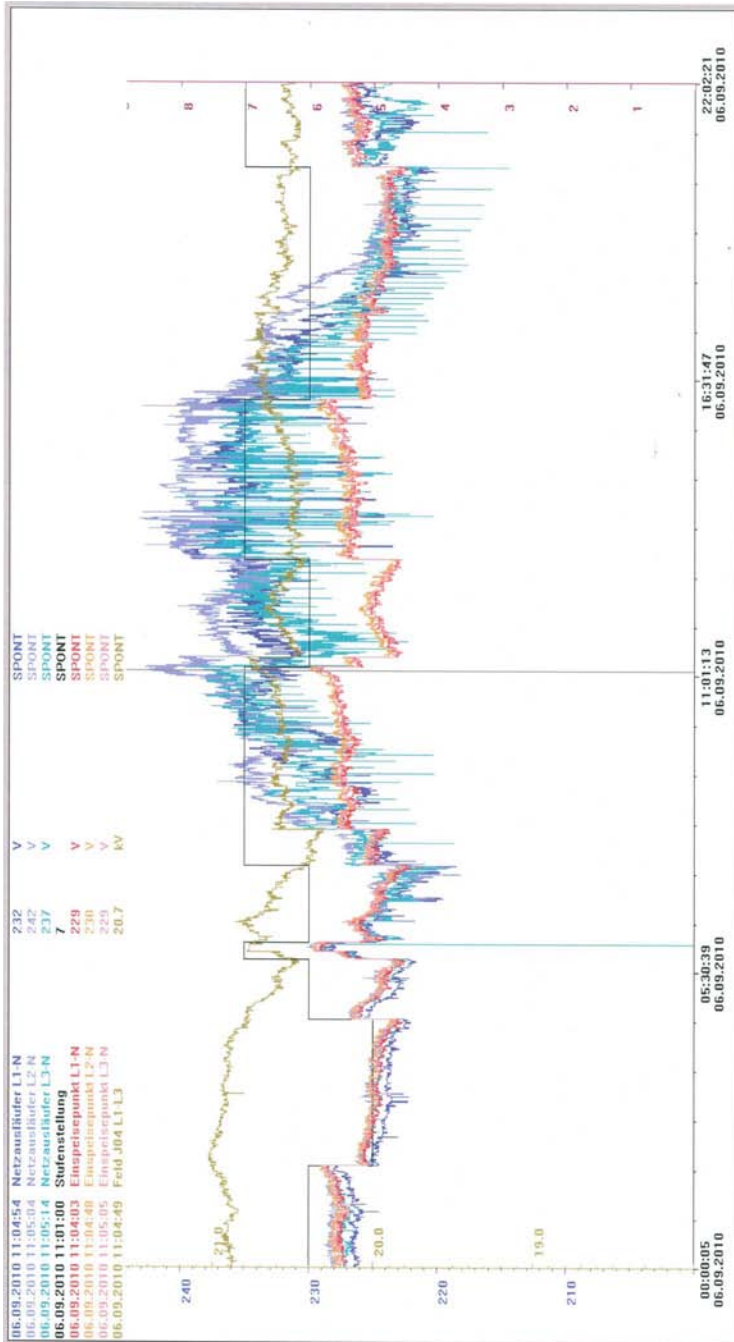


Abb. 6.4: Spannungsmesswerte und Regelschritte an einem sonnenreichen Tag (blau: PV-Anschluss (NS), rot: SRONT (NS), schwarz: Stufe SRONT, oliv: SRONT (MS))

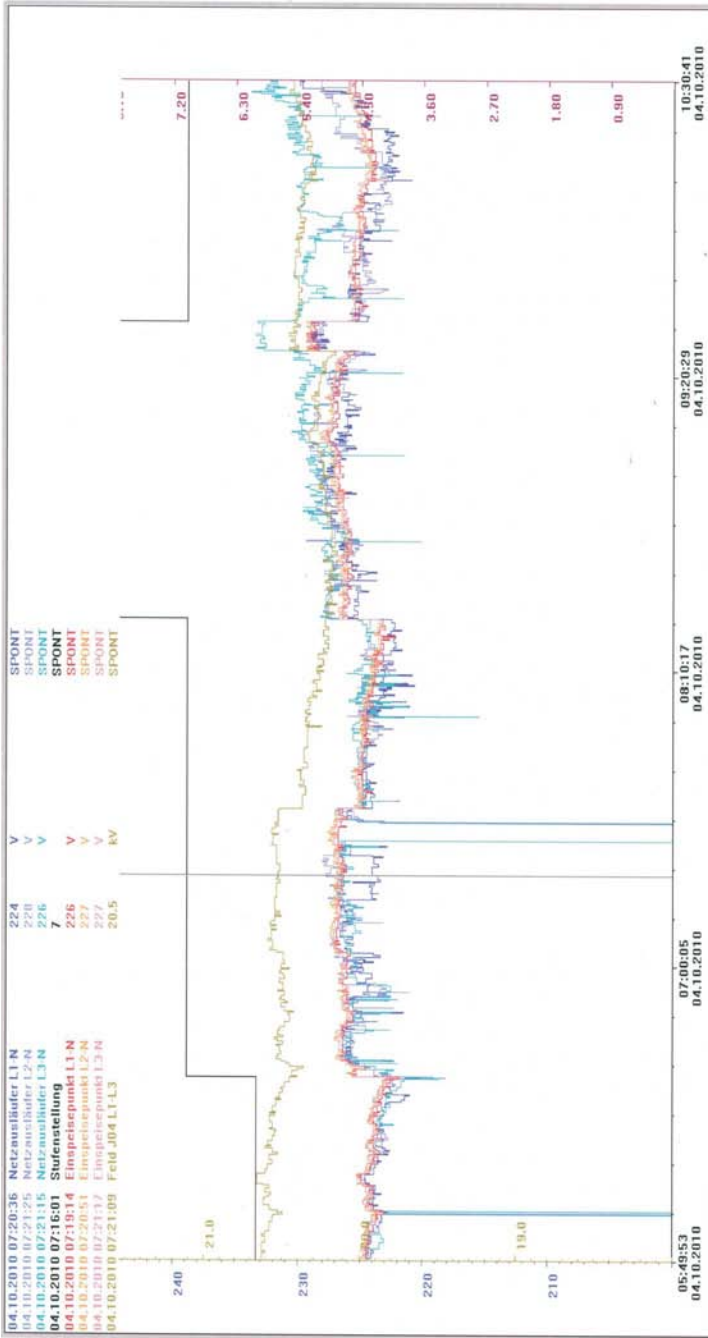


Abb. 6.5: Spannungsmesswerte und Regelschritte an einem wolkenigen Tag (blau: PV-Anschluss (NS), rot: SRONT (NS), schwarz: Stufe SRONT, oliv: SRONT (MS))



## 7 Vorschlag einer flächendeckenden dezentralen Spannungsregelung

Folgt man den Prognosen zum Ausbau der erneuerbaren Energien, der ja insbesondere im ländlichen Raum erfolgen wird, so wird es in den nächsten Jahren keine punktuellen, sondern flächige Probleme mit der Spannungshaltung geben. Das bedeutet, dass die SRONT-Technologie, wenn sie in kompakter Bauform preiswert verfügbar ist, für ländliche Netzbetreiber zu einer sehr interessanten Technologie werden wird, um die Spannungshaltung im NS-Netz sicherzustellen. **37**

Nimmt man nun an, dass ein Netzbetreiber in einem seiner Umspannwerksbereiche mittelfristig mehr als die Hälfte seiner Ortsnetzstationen auf die SRONT-Technologie umstellt, so ist zu fragen, warum er – einen noch zu erörternden Zusatznutzen vorausgesetzt – nicht gleich eine Komplettumstellung des betreffenden MS-Netzes auf SRONT durchführt. Dieses Vorgehen wird im Folgenden im Gegensatz zum punktuellen, bedarfsbezogenen Einsatz der SRONT-Technologie als Dezentrale Spannungsregelung (DSR) bezeichnet. Es böte auf Basis der eingangs vorgestellten Überlegungen zunächst einmal die Möglichkeit, das normativ zur Verfügung stehende Spannungsband in der Mittelspannung von  $U_c$  +/- 10% vollständig zu nutzen. **38**

Worin genau liegt dabei der Nutzen einer DSR? Dazu muss die Mittelspannung analog zur Niederspannung betrachtet werden. Gegenwärtig sind die Schwankungsmöglichkeiten der Mittelspannung durch die fehlende Spannungsregelung zwischen Mittel- und Niederspannung stärker begrenzt, als es normativ vorgegeben ist. Dazu war bereits – vernachlässigt man wiederum den Spannungshub über den Ortsnetztransformator – für die klassische Aufteilung des Spannungsbandes bereits festgehalten worden: **39**

$$\Delta u_{ONS, klass} = 12,5\%$$

Von diesen 12,5% werden üblicherweise in Summe 10% für das doppelte Toleranzband der Umspannwerksregelung und den verbrauchsbedingten im MS-Netz reserviert. Beispielhaft wird hier folgende, nicht unübliche Verteilung angenommen: **40**

$$2 \cdot \Delta u_{\text{Tot}, \text{UW}} = 4\%$$

und

$$\Delta u_{\text{VB}, \text{max}, \text{klass}} = 6\%$$

- 41 Zu beachten ist hierbei, dass es sich um alle Verbraucher an dem jeweiligen MS-Netz handelt, also sowohl um die bei gleicher Wortwahl dezentralen, direkt im MS-Netz angeschlossenen Verbraucher als auch die dem Netz zugehörigen Ortsnetzstationen mit ihren lokalen Verbrauchern. Zudem handelt es sich üblicherweise im MS-Netz um eine (n-1)-Betrachtung, obwohl dies gem. des auf normale Betriebsbedingungen beschränkten Anwendungsbereiches von DIN EN 50160 nicht zwingend ist [1, 1.1 Anwendungsbereich].
- 42 Damit verbleiben für den aus allen DEA und LEA<sup>19)</sup> des zugehörigen MS-Netzes im MS-Netz selbst resultierenden Spannungshub von

$$\Delta u_{\text{EA}, \text{max}, \text{klass}} = \Delta u_{\text{ONS}, \text{klass}} - 2 \cdot \Delta u_{\text{Tot}, \text{UW}} - \Delta u_{\text{VB}, \text{max}, \text{klass}} = 12,5\% - 4\% - 6\% = 2,5\%$$

Mit den bisher getroffenen Annahmen ist also davon auszugehen, dass im Umspannwerk eine Spannung von höchstens

$$U_{\text{UW}, \text{max}} = (100\% + 10\% - \Delta u_{\text{LEA}, \text{max}, \text{klass}} - \Delta u_{\text{EA}, \text{max}, \text{klass}}) \cdot U_N = 105\% \cdot U_N$$

herrschen darf, wenn die höchste zulässige Niederspannung von 110% der Nennspannung nicht überschritten werden darf. Diese höchste

19 Dieser Hinweis versteht sich in Abgrenzung zur Richtlinie „Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ [3] des BDEW in der aktuell gültigen Fassung vom Juni 2008, die im Abschnitt 2.3 zwar den aus den in der MS direkt angeschlossenen DEA resultierende Spannungsänderung zu 2% bestimmt, dabei aber die LEA in den nachgelagerten NS-Netzen vernachlässigt. Diese Vereinfachung ist nur dann zulässig, wenn die Gesamtleistung der angeschlossenen LEA im Vergleich zu den angeschlossenen DEA sehr klein ist. Das war bisher häufig der Fall, weil Windenergie nie und Biomasse selten in der Niederspannung angeschlossenen wurden. Für hohe private PV-Durchdringungsgrade kann diese Annahme zukünftig aber sicherlich nicht gelten.

Umspannwerk(UW)-Spannung kann durch den erzeugungsseitig resultierenden Spannungshub im ganzen MS-Netz auf maximal

$$U_{MS,max,kl\text{ass}} = 107,5\% \cdot U_N$$

angehoben werden. Minimal weist die Mittelspannung im (n-1)-Fall und bei Starklast einen Wert von

$$U_{MS,min} = (100\% - 10\% + \Delta u_{LVB,max}) \cdot U_N = 95\% \cdot U_N$$

auf. Dieser Zusammenhang ist in der folgenden Abb. 7.1 zunächst ohne punktuellen Einsatz der SRONT dargestellt. Er zeigt die Verwendung der verfügbaren Spannungsbänder in der Mittel- und Niederspannung, wobei Grenzverletzungen durch Betriebsmittelzubau – also konventionellen Netzausbau – aufgefangen werden müssen.

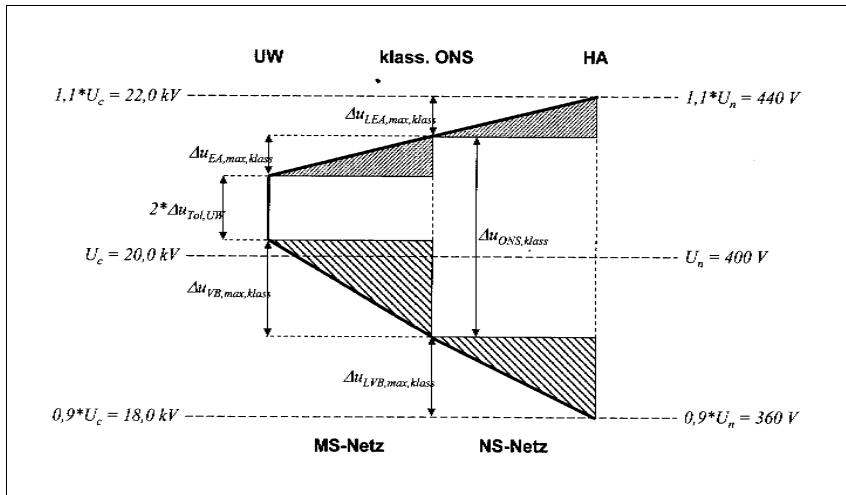


Abb. 7.1: Spannungsbänder MS/NS ohne SRONT

Führt man nun punktuell die SRONT-Technologie ein, so verändert sich Abbildung 7.1 zu Abbildung 7.2 wie folgt:

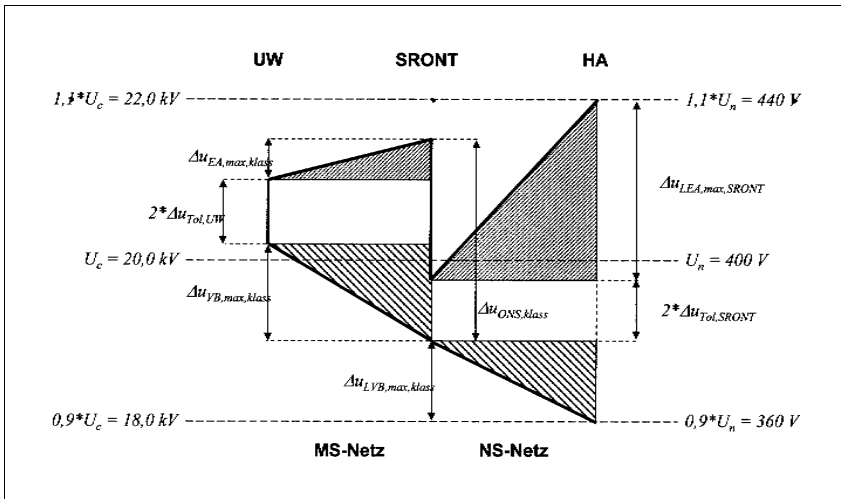


Abb. 7.2: Spannungsbänder MS/NS mit punktuelltem SRONT-Einsatz

- 43 Bei der E.ON Avacon durchgeführte Simulationsrechnungen zeigen, dass realistische Szenarien für ländliche EEG-Entwicklung zu Spannungswerten deutlich oberhalb von  $U_{MS,max, klass}$  führen können. Geht man von LEA-Werten zwischen 50 und 150 kW je Ortsnetzstation aus, so werden bei einer maximalen UW-Ausgangsspannung von 105% der Nennspannung statt der zulässigen 107,5% durchaus maximale Spannungswerte zwischen 109 und 112% erreicht. Dies geschieht an Stellen, an denen in erzeugungsfreien Starklastsituationen Spannungswerte im Bereich von  $U_{MS,min}$  berechnet werden können. Überschreitungen des Maximalwertes von 107,5% treten in (n-0)-Simulationen durchaus großflächig auf. Dabei kommt es im Regelfall nicht zu Tragfähigkeitsproblemen.
- 44 Es ist bereits dargestellt worden, dass die SRONT-Technologie zumindest in Pilotvorhaben wunschgemäß funktioniert und – eine entsprechend kompakte und zudem preiswerte Lösung vorausgesetzt – eine sehr interessante Lösungsform des Kernproblems Spannungshaltung darstellt. Wenn nun nach und nach viele ONS aus SRONT-Technologie umgestellt werden, so stellt sich die Frage, warum die Mittelspannung weiterhin auf ein vergleichsweise enges und norm-

verschärfendes Band von 12,5% fixiert werden soll, wenn ein Großteil der nachgelagerten Niederspannungsnetze geregelt und damit von den Schwankungen der Mittelspannung unabhängig ist. Alternativ würde es sich anbieten, Spannungsänderungen in der Mittelspannung im Normbereich zuzulassen und eine vollständige Regelung der nachgelagerten Niederspannung vorzusehen. Diese strategische Vorgehensweise wird als Dezentrale Spannungsregelung (DSR) bezeichnet. Sie ist dann umgesetzt, wenn innerhalb eines Umspannwerksbereiches alle Stationen – alle eigenen Ortsnetzstationen wie auch alle Kundenstationen – auf DSR umgestellt sind.

Was spricht für die DSR? Hier sind vier zentrale Gründe zu nennen, wenn man weiterhin voraussetzt, dass ein Großteil der Ortsnetzstationen wegen des LEA-Zubaus auf SRONT umgestellt werden muss:

45

1. Vermeidung von MS-Netzausbau: Ist die DSR in einem UW-Bereich eingeführt, kann der Mittelspannung ein weiteres Spannungsband eingeräumt werden. Damit ist es insbesondere möglich, einen Spannungshub oberhalb von 2,5% zuzulassen<sup>20</sup>), also z. B. 5 oder 7,5%, ohne dass leitungsseitiger, also konventioneller Netzausbau durchgeführt werden muss<sup>21</sup>). Ähnlich wie beim SRONT-Einsatz zur Vermeidung von NS-Netzausbau setzt das selbstverständlich voraus, dass diese Vorgehensweise betriebswirtschaftlich günstiger ist als der MS-Netzausbau.
2. Kundenfreundliche Strategie: Für den DEA-Kunden, der sich ans MS-Netz anschließen will, erhöhen sich die netzseitigen Anschlusspotenziale erheblich. Damit wird nicht nur netzseitig ein Parallelleitungsbau vermieden, sondern auch netzparalleler Zubau von für den Erzeugungskunden teuren Anschlussleitungen an weit entfernte Netzverknüpfungspunkte. Zudem ist eine schnellere In-

---

20 Diese Notwendigkeit könnte auch in Mittelspannungsnetzen, die heute noch richtlinienkonforme Werte beim Spannungshub aufweisen, schon dadurch sehr schnell eintreten, dass der bisher vernachlässigte Spannungshub aus der NS netzberechnungsseitig in die MS-Netzberechnungen einbezogen wird.

21 Analog zur NS ist auch hier zu beachten, dass eine unkontrollierte Erhöhung des zulässigen Spannungshubes nicht sinnvoll wäre, weil es dann wiederum zu anderen limitierenden Einflüssen, insbesondere zu Tragfähigkeitsproblemen auf den Leitungen, kommt. Diese müssten dann ersetzt oder durch Parallelleitung verstärkt werden, und eben das sollte ja gerade vermieden werden.

tegration der dezentralen Erzeugung möglich: Konventioneller Netzausbau ist nicht nur teuer, sondern auch zeitaufwändig. Grundsätzliche Änderungen auch einer einzelnen Mittelspannungs-Netzstruktur sind oft Mehrjahresprogramme und bedürfen umfangreicher Vorarbeiten und Koordination. Der Tausch von Transformatoren ist dagegen ein vergleichsweise einfacher und schnell durchzuführender betrieblicher Vorgang.

3. Größeres Integrationspotenzial auf der Verbrauchsseite: Die Netzaufgabe<sup>22)</sup> verändert sich insbesondere im ländlichen Raum [3, S. 42] – aber nicht nur auf der Einspeiseseite. Zukünftig ist mit wesentlich höheren Durchdringungsgraden im Bereich der Wärmepumpentechnologie und vielleicht auch im Bereich der Elektromobilität zu rechnen. Davon sind insbesondere die Wärmepumpen auslegungsrelevant, weil sie an kalten Tagen mit den aus der Gasversorgung bekannten, hohen Gleichzeitigkeitsgraden bei gleichzeitig großen Leistungen arbeiten und damit netzseitig ähnlich wie Nachtspeicherheizungen wirken. Treten sie in großen Stückzahlen in einem UW-Bereich auf, so muss – wenn er bisher ausgeschöpft wurde – der maximal zulässige MS-Spannungsfall  $Du_{VB,max,n-1}$  vergrößert werden. Alternativ wäre auch hier Netzausbau erforderlich, der, da es sich um Netzausbau im Rahmen kundenseitig zulässiger Anschlussleistungen handelt, nicht einmal analog zum EEG-Netzausbau regulierungsseitig geltend gemacht werden könnte.
4. Einheitliches Vorgehen: Nicht zuletzt wird die Betriebsführung in Netzen immer dann sehr kompliziert, wenn an verschiedenen Stellen des Netzes unterschiedliche Regelungen gelten. Würde man SRONT ‚stochastisch‘ und in großer Anzahl in einem UW-Bereich einsetzen, so würde beispielsweise im  $(n-1)$ -Fall immer wieder die Frage auftreten, z. B., welche ON-Stationen mit welchen gekoppelt werden dürften, wie mit Stationen zu verfahren ist, die sich durch die Verlegung von Trennstellen plötzlich elektrisch an ganz anderen Stellen des Netzes befinden etc. Für eine effiziente Be-

---

22 Der Begriff „Netzaufgabe“ fasst die konventionelle Versorgungsaufgabe von Verteilnetzen (Lieferfunktion) mit der neuen Aufnahmefunktion für dezentrale und lokale Erzeugung zusammen. Auch wenn in der Literatur oftmals (s. z. B. [3, S. 42]) die Energieaufnahme unter dem Begriff „Versorgungsaufgabe“ subsumiert wird, zieht der Verfasser die o. g., neutrale Terminologie vor.

triebsführung wäre bei weitgehender Durchdringung eine komplette Umstellung ebenso vorteilhaft, wie es heute bereits sinnvoll ist, letzte Freileitungsnetze in einem ansonsten reinen Kabelnetz vollständig zu ersetzen.

Andererseits entstehen durch die DSR auch Nachteile. Sie müssen getrennt von den Nachteilen betrachtet werden, die bereits der Einsatz einzelner SRONT mit sich bringt, also z. B. der Aufbau von eigenem Know-how für neuartige, netzseitig eingesetzte Betriebsmittel. Die DSR weist wie Nachteile auf, die über die Herausforderungen eines einzelfallbezogenen SRONT-Einsatzes hinausgehen: **46**

1. Umstellung aller kundeneigenen Stationen: Wechselt der Netzbetreiber von einem bedarfsbezogenen SRONT-Einsatz zur DSR, so müssen die kundeneigenen Transformatoren mit getauscht werden. Das verursacht zusätzliche Kosten, die der Netzbetreiber tragen muss.
2. Erweiterung des Regelbereiches: Die bisherigen Überlegungen zum SRONT basieren auf einer mäßig schwankenden Mittelspannung (hier mit 12,5% angesetzt). Lässt man nun eine im gesamten Normbereich schwankende Mittelspannung zu, so erhöhen sich umgekehrt die Anforderungen an den Stufungsbereich der eingesetzten SRONT. Das ist insofern nicht unkritisch, als eine Erhöhung der Stufenzahl den Baukörper vergrößert und den SRONT verteuert, eine alternativ denkbare Erhöhung der Stufenbreite  $\Delta u_{\text{Stuf,SRONT}}$  aber, wie bereits gezeigt, den Nutzen des SRONT für das NS-Netz, also seine primäre Aufgabe, reduziert, weil sich das doppelte Toleranzband  $2 \cdot \Delta u_{\text{Tol,SRONT}}$  parallel vergrößert. Hier wird es also darum gehen, ein Optimum zwischen den beiden Anforderungen zu finden. Dazu liefert der folgende Abschnitt erste Ansätze.

Ohne dass an dieser Stelle bereits eine abschließende, alle Vor- und Nachteile wirtschaftlich bewertende Würdigung erfolgen kann, ist bereits jetzt festzuhalten: Gelingt es, den EEG-bedingten Netzausbau in der Mittelspannung mit einem überschaubaren Mitteleinsatz allein auf Tragfähigkeitsprobleme zu beschränken, so liegt darin für die Integration großer Mengen von DEA und LEA mit den entsprechenden Leistungen in die bestehende Netzinfrastruktur ein erheblicher Nutzen, auch wenn nicht verschwiegen werden soll, dass die oben beschriebenen Probleme vorab zu lösen sind<sup>23</sup>. Damit würde die Einführung einer **47**

DSR unter den genannten Rahmenbedingungen einen erheblichen betriebs- wie volkswirtschaftlichen Nutzen im Zuge des laufenden Umbaus der Erzeugungsstruktur in Deutschland mit sich bringen.

## 8 Vorschlag für ein erweitertes MS-Spannungsband bei Umstellung auf DSR

- 48 Wie könnte nun ein zukünftiges MS-Spannungsband aussehen? Es wurde bereits festgehalten, dass in den heute betriebenen Netzstrukturen eine Schwankungsbreite von etwa 12,5% nötig ist, deren Breite und Verwendung mit der heute vorhandenen Infrastruktur korreliert. Ebenfalls wurde bereits vermerkt, dass davon heute üblicherweise 2,5% für den DEA-Spannungshub (richtlinienkonform unter Vernachlässigung der LEA) verwendet werden. Dieser Wert müsste für heute, für 2020 oder 2025 abschätzbare Durchdringungsgrade mit DEA und LEA auf etwa den dreifachen Wert erhöht werden:

$$\Delta u_{EA, \max, DSR} = 3 \cdot \Delta u_{EA, \max, klass} = 7,5\%$$

- 49 Eine darüber hinaus gehende Erhöhung ist aus Sicht der prognostizierten Anschlussleistungen im Regelfall nicht nötig. Zudem treten, wie gesagt, dann zunehmend Tragfähigkeitsprobleme auf, die einen konventionellen Netzausbau erzwingen und dann wieder spannungshubdämpfend wirken.
- 50 Auf der Verbrauchsseite ist nach gegenwärtigen Erkenntnissen nicht nur allein die Elektromobilität, sondern vielmehr deren Kopplung mit einer hochgradigen Durchdringung der privaten Haushalte mit Wärmepumpen ausschlaggebend. Hier ist die belastbare Modellierung zukünftiger Gleichzeitigkeitsfaktoren für die strategische Netzplanung dringend erforderlich. Dabei handelt es sich allerdings um ein wesentlich komplexeres Thema als bei der Ermittlung von Gleichzeitigkeitsfaktoren auf der Erzeugungsseite. Hierzu liegen heute noch keine gesicherten Erkenntnisse vor, weil die zukünftige Durchdringung ländlicher Strukturen mit den neuen Technologien noch stark

23 Zur Abgrenzung von Tragfähigkeits- und Spannungshubrestriktionen s. auch [3, S. 42-46].



annahmenbehaftet ist. Vor dem Vorliegen belastbarer Modellierungen zukünftiger Gleichzeitigkeitsfaktoren für den privaten Bereich kann kein exakter Wert für zukünftig auftretende Spannungsfälle angegeben werden. Es ist aber davon auszugehen, dass sich der bisherige Wert deutlich erhöht, der ja, wie eingangs beschrieben, von einer privaten Starklast um 2 kW/HA ausgeht. Will man auch hier Netzausbau vermeiden, so wäre eine Ausweitung auf ein 1½-faches Niveau denkbar. Damit ergibt sich zukünftig:

$$\Delta u_{VB,max,DSR} = 1,5 \cdot \Delta u_{VB,max,klass} = 1,5 \cdot 6\% = 9\%$$

Mit diesen Ansätzen könnte die Spannung in einem zukünftigen, auf DSR-Technologie umgestellten MS-Netz um **51**

$$\Delta u_{MS,max,DSR} = \Delta u_{EA,max,DSR} + 2 \cdot \Delta u_{Tol,UW} + \Delta u_{VB,max,DSR} = 7,5\% + 4\% + 9\% = 20,5\%$$

steigen. Diese Abschätzung überschreitet geringfügig die Vorgaben aus DIN EN 50 160 für die MS. Eine normgerechte Versorgung könnte beispielsweise durch eine geringfügige Verkleinerung des MS-Toleranzbandes von 4% auf 3,5% erreicht werden. Damit ergibt sich die in Abb. 8.1 dargestellte, normgerechte Aufteilung des Spannungsbandes in der DSR-Technologie. **52**

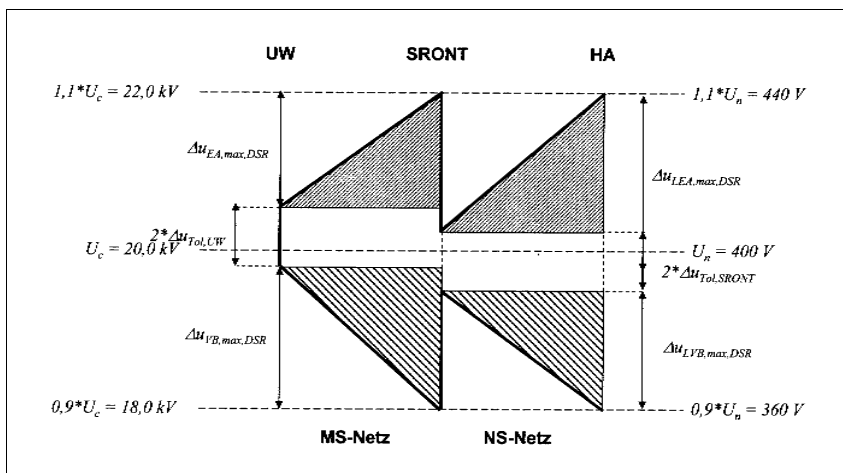


Abb. 8.1: Spannungsbänder MS/NS mit flächendeckendem DSR-Einsatz

- 53 Durch die in diesen Netzen eingesetzten SRONT müssten also diese Schwankungsbreite so ausgeregelt werden können, dass ein vorgegebener Sollwert für die Ausgangsspannung des SRONT gehalten werden kann.
- 54 Das bedeutet, dass die im Zuge der DSR eingesetzten SRONT weiterhin einen Regelbereich in der Größenordnung haben müssen, wie er für das Pilotprojekt vorstehend beschrieben worden ist.
- 55 Wenn dies gelingt, wäre es nach heutigem Kenntnisstand möglich, in heutigen Umspannwerken große Erzeugungsleisten und neue Verbrauchstechnologien in großem Umfang anzuschließen, ohne kurzfristig erheblichen konventionellen Netzausbau durchführen zu müssen. Wegen der mittelfristig zu erwartenden Erweiterung der privaten Verbrauchsseite durch Wärmepumpen und Elektromobilität wäre allerdings zu prüfen, inwieweit der langsame Übergang auf die punktuelle Verwendung größerer Standardquerschnitte nahe der Speisepunkte von Mittel- und Niederspannung im Rahmen normaler Ersatzmaßnahmen sinnvoll sein könnte.

## 9 Forschungsbedarf und Ausblick

- 56 Im ganzen Themenkreis der SRONT besteht heute noch ein erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf, der durch den zügigen Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland unter hohem Zeitdruck geschieht und hier nicht verschwiegen werden soll. Es gibt derzeit keine serienreifen SRONT-Produkte sozusagen „von der Stange“, sondern nur Testgeräte und Simulationen. Insofern ist der hier beschriebene Weg ein dritter Schritt nach Entwicklung und Serienfertigung der SRONT. Trotzdem ist es sinnvoll, ihn bereits jetzt zu beleuchten: Einerseits, um überflüssigen Netzausbau zu vermeiden, und andererseits, weil es die beschriebenen Rückkoppelungseffekte auf die Ausregelfähigkeit der eingesetzten SRONT gibt. Dazu ist forschungsseitig insbesondere zu modellieren, bis zu welchen Nutzfaktoren in den einzelnen Spannungsebenen der Spannungshub die limitierende Größe bleibt, und ab wann Tragfähigkeitsgrenzen ihrerseits Netzausbau erzwingen.
- 57 Dazu muss aber forschungsseitig geklärt werden, wie die zukünftige Netzaufgabe von Mittel- und Niederspannungsnetzen lastseitig zu

beschreiben ist: Wie ausgeführt, wird bei hohen Durchdringungsgraden mit Wärmepumpen und Elektromobilität auch der zulässige Spannungsfall erweitert werden müssen. Um dies abzuschätzen, bedarf es der Ermittlung neuer Gleichzeitigkeitskurven und Lastansätze für Haushaltskunden.

Gelingt zudem die Entwicklung eines unter diesen Prämissen ausreichend regelfähigen, preiswerten, kompakten und betriebssicheren SRONT, so steht sicher zu vermuten: So, wie der SRONT große Teile des NS-Netzausbaus erübrigen kann, wird sein flächendeckender Einsatz im Zuge der DSR große Anteile eines sonst kurzfristig notwendigen MS-Netzausbaus überflüssig machen.

58

## 10 Literatur

- [1] DIN EN 50160: „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“, Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Corr.:2010
- [2] Thorsten Borchardt, Björn Gwisdorf, Torsten Hammerschmidt, Ralph Hoffmann, Christian Rehtanz, Klaus Vaußern: „Spannungsregelungsstrategien für Verteilnetze“, ew Jg. 110 (2011), Heft 5, S. 42-46
- [3] Technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz-Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Ausgabe Juni 2008

# Identifizierung von Knotenlasten zur prozessbegleitenden Lastfluss-simulation von Mittelspannungsnetzen

*Hans-Peter Beck, Jens zum Hingst und Ernst-August Webrmann*

*Die zunehmende Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen, die in bestehende Mittelspannungsnetze einspeisen, führt zu einem größeren Informationsbedarf zur Führung dieser Netze, in denen typischerweise nur eine geringe Messinfrastruktur vorhanden ist. Dieser Beitrag beschreibt zwei Ansätze, um die Leistungen an den einzelnen Netzknoten für eine vorausschauende oder prozessbegleitende Simulation des elektrischen Netzes zu bestimmen. Eine Knotenleistungsprognose auf Basis von Erfahrungswissen und Standardlastprofilen und einen systemtheoretischen Ansatz zur Beobachtung der Knotenleistungen.*

## Inhaltsübersicht

		Rn		Rn
1	Einleitung	1–6	4	Knotenleistungsprognose
2	Klassischer Beobachter	7–10		21–26
3	Beobachter für elektrische Netze	11–20	5	Zusammenfassung und Ausblick
			6	Literatur
				27–28

## 1 Einleitung

Die zunehmende Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen, die in das elektrische Mittelspannungsnetz einspeisen, führt zu einem gestiegenen Informationsbedarf seitens des Netzbetreibers über den aktuellen Netzzustand. Typischerweise sind diese dezentralen Erzeugungsanlagen bei der Planung und dem Bau dieser Netze nicht berücksichtigt worden. Die Aufgabe des Mittelspannungsnetzes als reines Verteilnetz zur Versorgung der angeschlossenen Kunden hat sich zwischenzeitlich geändert. Die Aufnahme von dezentral erzeugter Energie führt zu einer geänderten Lastflusssituation in diesen Netzen, bis hin zu einer völligen Umkehrung des Lastflusses mit Rückspeisung in das

1

vorgelagerte Hochspannungsnetz und der Gefahr der Verletzung von Netzrestriktionen wie Auslastung der Betriebsmittel und Spannungshaltung.

- 2 Die Messinfrastruktur in derartigen Mittelspannungsnetzen ist sehr gering; ein umfangreicher Ausbau der Messinfrastruktur ist bei derartigen Netzen mit einer großen Anzahl von Netzknoten und großer flächenmäßiger Ausdehnung kaum wirtschaftlich zu realisieren.
- 3 Eine Möglichkeit, um dennoch Informationen über den aktuellen Netzzustand zu erhalten stellt die prozessbegleitende oder vorausschauende Simulation des Lastflusses im Mittelspannungsnetz dar. Dazu ist die Kenntnis der aktuell abgenommenen bzw. eingespeisten Knotenleistungen nach Betrag und Phase an sämtlichen Ein- und Ausspeisungen dieses Netzes erforderlich. Die Ermittlung dieser aktuellen Knotenleistungen aus einer möglichst geringen Anzahl von Messwerten des Mittelspannungsnetzes und unter Einbeziehung einer Knotenlastprognose ist ein Ansatz, der im Folgenden näher erläutert wird.
- 4 Die Grundidee besteht in der Anwendung des aus der Systemtheorie stammenden Einsatzes eines Beobachters zur Ermittlung unbekannter Systemgrößen für eine prozessbegleitende Simulation. Die klassische Beobachtertheorie (vgl. [6]) für Systeme, die durch Differentialgleichungen beschrieben werden, kann dabei nicht direkt angewendet werden, da die Leistungsflüsse üblicherweise aus Strom- und Spannungszeigern berechnet werden, die sich aus der Lösung eines komplexen algebraischen Gleichungssystems ergeben. Wie in Kapitel 2 gezeigt wird, ist die Einführung eines speziellen Mehrgrößenreglers erforderlich, um die in diskreten Zeitschritten quasistationär betrachteten Zustände des elektrischen Netzes zu beobachten.
- 5 Im Kapitel 3 wird ein System vorgestellt, das mit diesem Mehrgrößenregler und zunächst bei vollständiger Rückführung der Messwerte aus dem realen Prozess des Mittelspannungsnetzes stabil arbeitet und den aktuellen Netzzustand beobachtet. Dieses System wird der Ausgangspunkt für die weiteren Untersuchungen mit reduzierter Anzahl zurückgeführter Messwerte sein. Die Ergebnisse, die in diesem Artikel beschrieben werden belegen, dass das System bei vollständiger Rückführung der Messwerte den aktuellen Netzzustand mit Hilfe des

Reglers richtig rekonstruiert, sie bilden dabei die Grundlage für weitere Arbeiten.

Die für dieses Beobachtersystem eingesetzte Vorsteuerung der Knotenleistungen in Form einer Knotenleistungsprognose wird im Kapitel 4 erläutert. Ziel ist dabei die Verteilung der so genannten Verbrauchslast (= Summe der Leistungsflüsse an den (Last-)Netzknoten eines abgegrenzten Mittelspannungsnetzbereiches auf die nicht gemessenen Netzknoten in diesem Netzbereich. Die Verbrauchslast eines Netzbereichs d. h. die gemessene Leistung am speisenden Transformator zum vorgelagerten Hochspannungsnetz bereinigt um die Einspeisung im Teilnetz selbst, ist eine Größe, die häufig online gemessen wird und damit auch als prognostizierbar angenommen wird. Grundlage für die Verteilung auf die einzelnen Netzknoten bilden die Kundenstruktur der Netzknoten und die Standardlastprofile für die jeweiligen Kundengruppen.

6

## 2 Klassischer Beobachter

Grundlage für die hier dargestellten Untersuchungen ist die bekannte Beobachtertheorie für lineare Systeme, die für Differentialgleichungssysteme gilt und hier auf das komplexe algebraische Netzwerkmodell des elektrischen Netzes angewendet werden soll. In Abbildung 2.1 ist das regelungstechnische Ersatzschaltbild eines klassischen Beobachters dargestellt (vgl. [4]).

7

Ein reales technisches System lässt sich dabei als „Blackbox“ mit Eingangsgrößen  $\underline{u}$  und Ausgangsgrößen  $\underline{y}$  darstellen. Messgrößen dieser Ausgangsgrößen können im Fall des betrachteten elektrischen Mittelspannungsnetzes die Knotenspannungen, -ströme oder Leitungsströme sein; als Eingangsgrößen  $\underline{u}$  gelten bei den folgenden Betrachtungen die Knotenwirkleistung und Knotenblindleistungen. Mit dem Beobachter sollen die inneren Zustände  $\underline{x}$  (hier sämtliche Spannungszeiger- und Stromzeigerwerte) des Systems  $\underline{A}$  aus den bekannten Messgrößen  $\underline{y}_{\text{mess}}$  bestimmt werden. Hierzu wird zunächst  $\underline{y} = \underline{y}_{\text{mess}}$  angenommen und ein mathematisches Modell mit der Systemmatrix  $\underline{A}$  erstellt, das das Verhalten des realen Systems möglichst gut darstellt. Für das betrachtete elektrische Netz besteht dieses Modell im

8

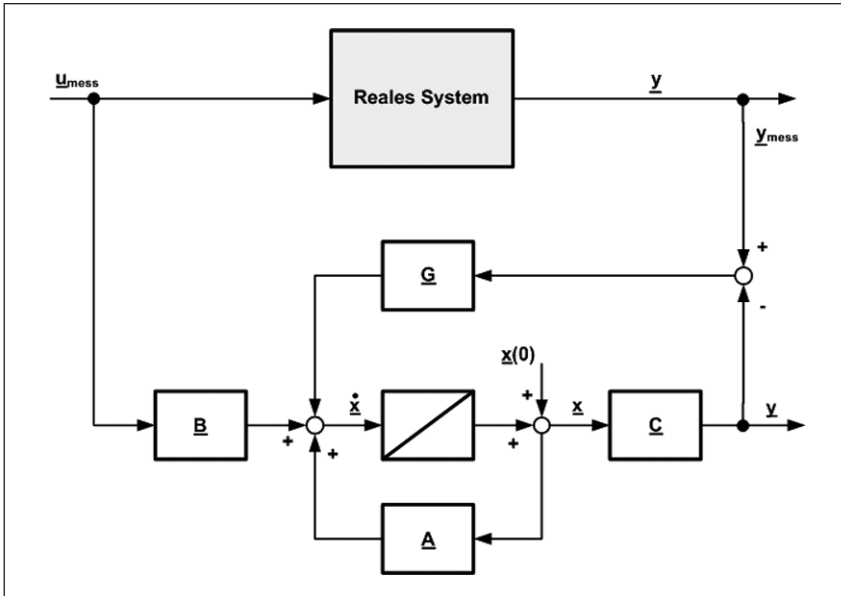


Abb. 2.1: Blockschaltbild eines klassischen Beobachters

Kern aus der Admittanzmatrix, die die Verknüpfung der Leitungen und Knoten sowie die Leitungsparameter beinhaltet [3].

- 9 Das reale System lässt sich im Zeitbereich typischerweise durch ein Differentialgleichungssystem beschreiben. Die Rückführung der Messwerte  $y_{\text{mess}}$  wirkt dabei über die Matrix  $\underline{G}$  auf die Ableitung der Zustandsgrößen  $y$ .
- 10 Das elektrische Netz wird für die betrachteten quasistationären Zustände in den diskreten Zeitschritten nicht durch ein derartiges Differentialgleichungssystem beschrieben, sondern im Frequenzbereich durch das System der Strom- und Spannungszeiger. Die Rückführung der Messwerte kann aus Stabilitätsgründen daher nicht wie beim klassischen Beobachter über eine proportionale Verstärkung (Matrix  $\underline{G}$ ) erfolgen. Es wird daher ein Mehrgrößenregler mit Zeitverhalten eingeführt, der dynamisch aus den Abweichungen der gemessenen zu den beobachteten Vergleichsgrößen (Knotenspannungen, -ströme oder Leitungsströme) eine Korrektur der beobachteten Eingangsgrößen (Knotenwirk- und Blindleistungen) vornimmt und diese zur Steuerung des Beobachters nutzt (Abbildung 3.1).

### 3 Beobachter für elektrische Netze

Die Struktur des entwickelten Beobachters für elektrische Netze ist in Abbildung 3.1 zu erkennen. Als Vergleichswerte können alternativ die komplexen Knotenspannungen, -ströme oder Leitungsströme im elektrischen Netz herangezogen werden. Hier sind als Vergleichgrößen die komplexen Knotenspannungen dargestellt.

11

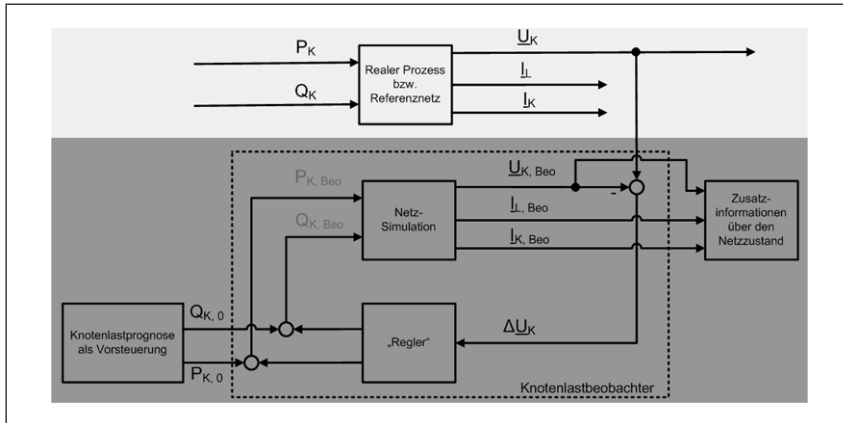


Abb. 3.1: Blockschaltbild des Beobachters für elektrische Netze (Vergleichsgröße: komplexe Knotenspannungen)

Eine erkannte Abweichung zwischen den Messwerten aus dem realen Prozess (hier:  $\underline{U}_K$ ) und einer Simulation (hier:  $\underline{U}_{K,Beo}$ ) des entsprechenden elektrischen Netzes im Rahmen des Beobachters wird dabei als Eingangsgröße (hier:  $\underline{U}_K$ ) auf den Regler des Beobachters geführt. Mit dem Regler werden nun die Eingangsgrößen der Simulation, welches die beobachteten Wirk- und Blindleistungen an den einzelnen Netzknoten sind, nachgeführt, bis die Abweichung ausgeregelt ist.

12

Das Modell des elektrischen Netzes für die Simulation besteht dabei gemäß Abbildung 3.2 im Kern aus der Admittanzmatrix  $\underline{Y}$ , die die Verknüpfung der Leitungen und Knoten sowie die Leitungsparameter beinhaltet. Die Lösung des Gleichungssystems der Netzgleichungen liefert als Ergebnis die Knotenspannungen  $\underline{U}_{K,Beo}$  ausgehend von den zuvor ermittelten Knotenströmen  $\underline{I}_{K,Beo}$ . Da diese Knotenströme  $\underline{I}_{K,Beo}$  sowohl von den Eingangsgrößen Knotenwirk- und blindleis-

13



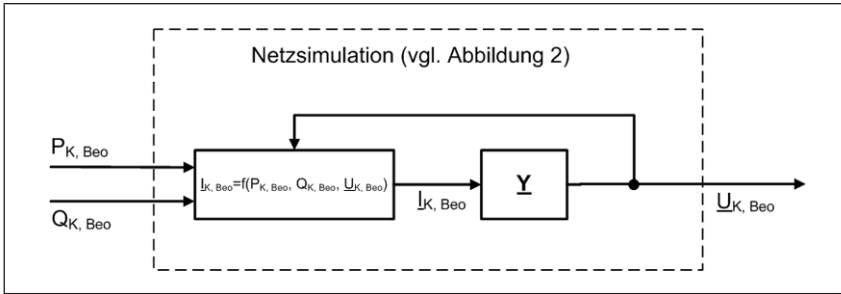


Abb. 3.2: Blockschaltbild: Kern des Modells zur internen Netzsimulation des Beobachters

tungen ( $P_{K,Beo}$  und  $Q_{K,Beo}$ ) als auch von den zu ermittelnden Knotenspannungen  $\underline{U}_{K,Beo}$  abhängig sind, muss die Lösung dieses Gleichungssystems iterativ erfolgen.

- 14 Als Startwerte für die Knotenlasten  $P_{k(0)}$  und  $Q_{k(0)}$  werden die Ergebnisse einer vorgeschalteten Knotenleistungsprognose (siehe Kapitel 4) eingesetzt, die somit dem Beobachter als Vorsteuerung dienen.
- 15 Wenn die Abweichungen zwischen den Messwerten aus dem realen Prozess und der internen Simulation des Beobachters ausgeglet sind, können dem Beobachter die aktuellen Knotenleistungen an den einzelnen Netzknoten entnommen werden. Neben diesen Größen sind auch sämtliche weitere aktuelle Netzzustandsgrößen, wie die (komplexen) Knotenspannungen und Leitungsströme sowie alle daraus zu berechnenden Größen des elektrischen Netzes als Zusatzinformationen über den Netzzustand bekannt (vgl. Abbildung 3.1).
- 16 Da im Rahmen der Simulation dieses Systems auf dem Rechner keine ausreichende Anzahl von Vergleichswerten aus einem realen Netz zur Verfügung standen, erfolgte der Vergleich mit Werten, die mit einem zweiten, unabhängigen Simulationssystem generiert worden waren. Als Referenznetz wurde ein Ringnetz mit neun Netzknoten, neun Leitungselementen und einem Einspeiseknoten herangezogen. Es handelt sich dabei um ein Versuchsnetz, das als „Netz- und Kraftwerkssimulator“ für ein elektrisches Mittelspannungsnetz mit konzentrierten Bauelementen im Labor zur Verfügung steht [2]. Die Vergleichssimulation, die den vollständigen Datensatz zur Verifikation des Beobachters bereitstellt, ist in vorhergehenden Simulationen anhand von realen Messwerten an diesem Netz- und Kraftwerkssimula-

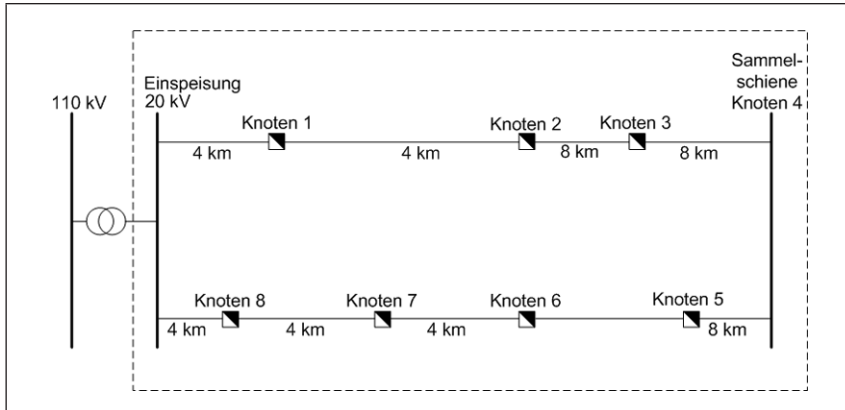


Abb. 3.3: Modellnetz des Netz- und Kraftwerkssimulators

tor validiert worden und steht somit als konsistenter Datensatz zur Verfügung. Das Modellnetz des Netz- und Kraftwerkssimulators ist in Abbildung 3.3 dargestellt. An den einzelnen Netzknoten können zeitsynchron Wirk- und Blindleistungen vorgegeben und die entsprechenden Messgrößen aus dem Netz aufgenommen werden. Zur Verdeutlichung der Funktion des Beobachters werden im Folgenden einzelne Zeitpunkte betrachtet.

Für einen festen Zeitpunkt und damit vorgegebenen Knotenwirk- und Blindleistungen ist in den Abbildungen 3.4 und 3.5 das Einschwingen des Beobachters auf die Sollwerte (vorgegebenen Leistungen) exemplarisch für vier Netzknoten zu erkennen. Innerhalb weniger Iterationen schwingt der Beobachter von den Startwerten der unten beschriebenen Knotenlastprognose stabil auf die vorgegebenen Leistungen ein. Als Vergleichsgrößen wurden dabei die komplexen Knotenspannungen herangezogen. In Abbildung 3.6 ist exemplarisch das Ausregeln der Abweichungen zwischen den Vergleichswerten und den Ergebnissen der internen Simulation des Beobachters für den Betrag der Knotenspannungen an vier Netzknoten dargestellt. Analog zum Einschwingen der Knotenleistungen findet hier innerhalb weniger Iterationen das Ausregeln der erkannten Abweichungen statt.

17

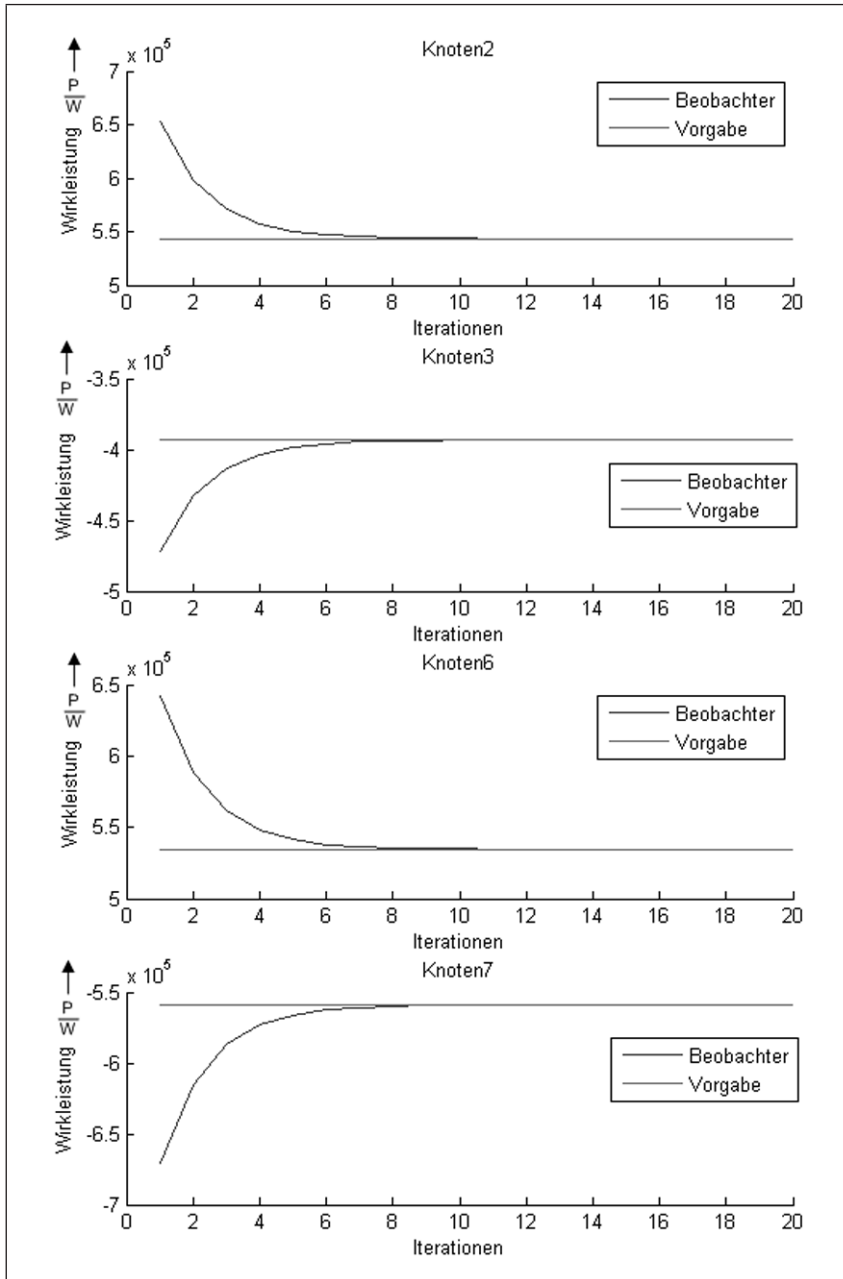


Abb. 3.4: Simulationsergebnisse: Einschwingen des Beobachters auf vorgegebene Knotenwirkleistungen (Sollwerte)

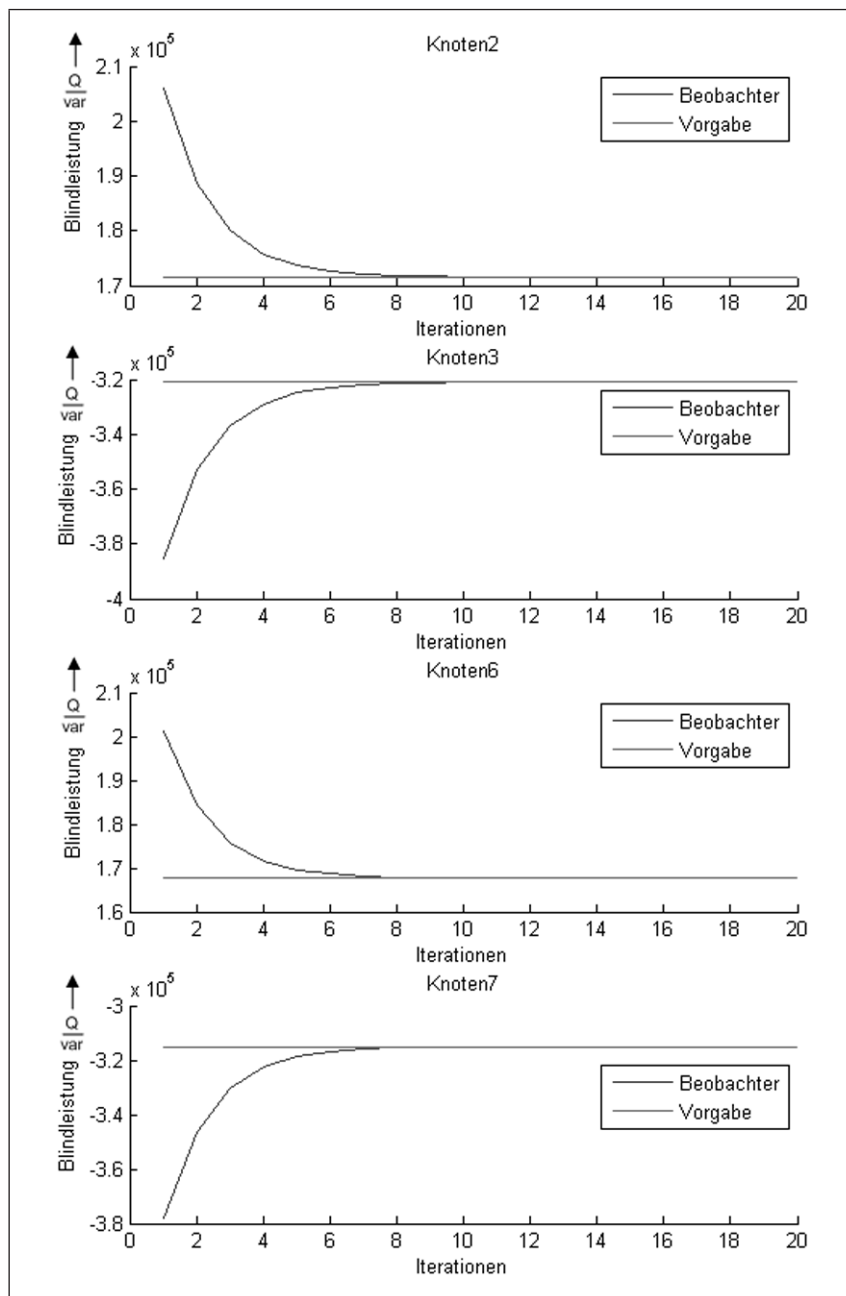


Abb. 3.5: Simulationsergebnisse: Einschwingen des Beobachters auf vorgegebene Knotenblindleistungen (Sollwerte)

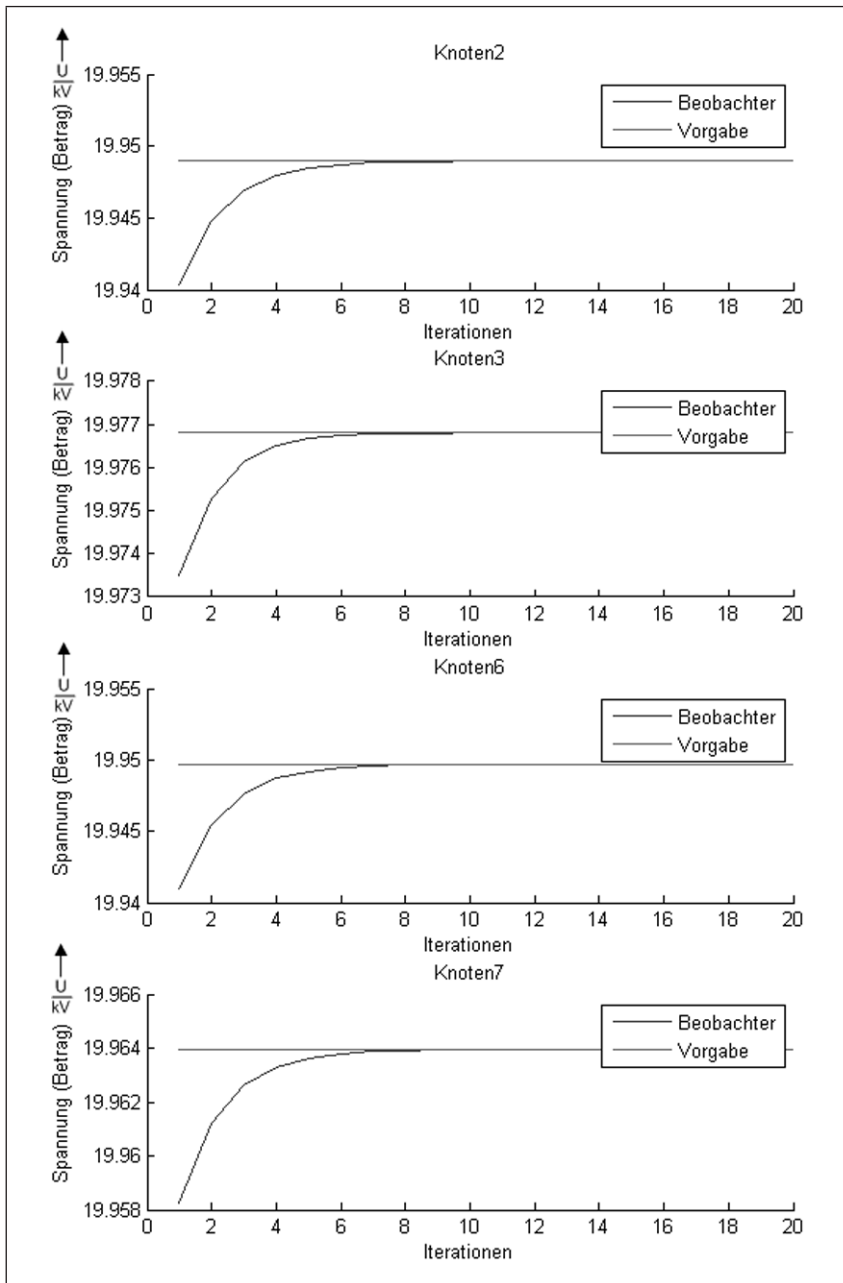


Abb. 3.6: Simulationsergebnisse: Ausregeln der Abweichungen zwischen Vergleichswerten und beobachteten Werten der Beträge der Knotenspannungen (Sollwerte)

Der Beobachter liefert analoge Ergebnisse für die Rückführung der komplexen Leitungsströme oder komplexen Knotenströme als Vergleichsgrößen. Für den Fall der Rückführung komplexer Leitungsströme als Vergleichsgröße, ist in Abbildung 3.7 das Ausregeln der Stromdifferenz ( $\underline{I}_L = \underline{I}_L - \underline{I}_{L,Beo}$ ) exemplarisch für die Abgänge der „Einspeisung 20 kV“ zum „Knoten 1“ (Abgang 1) und zum „Knoten 8“ (Abgang 2) des Modellnetzes (Abbildung 3.3) dargestellt. Auch hier werden die Differenzen  $\underline{I}_L$  iterativ ausgeregelt, bis ein Abbruchkriterium erreicht ist. Der Abbruch erfolgte hier, wenn die Abweichungen  $\underline{I}_L$  weniger als 0,1% des Vergleichswerts  $\underline{I}_L$  betragen.

18

Das Simulationssystem zur Beobachtung der Zustandsgrößen des gesamten Modellnetzes arbeitet mit dem entworfenen Mehrgrößenregler nach Abbildung 3.1 stabil. Es ist somit möglich aus dem Sollwertvektor der Knotenleistungen Strom- und Spannungszeiger an jeder

19

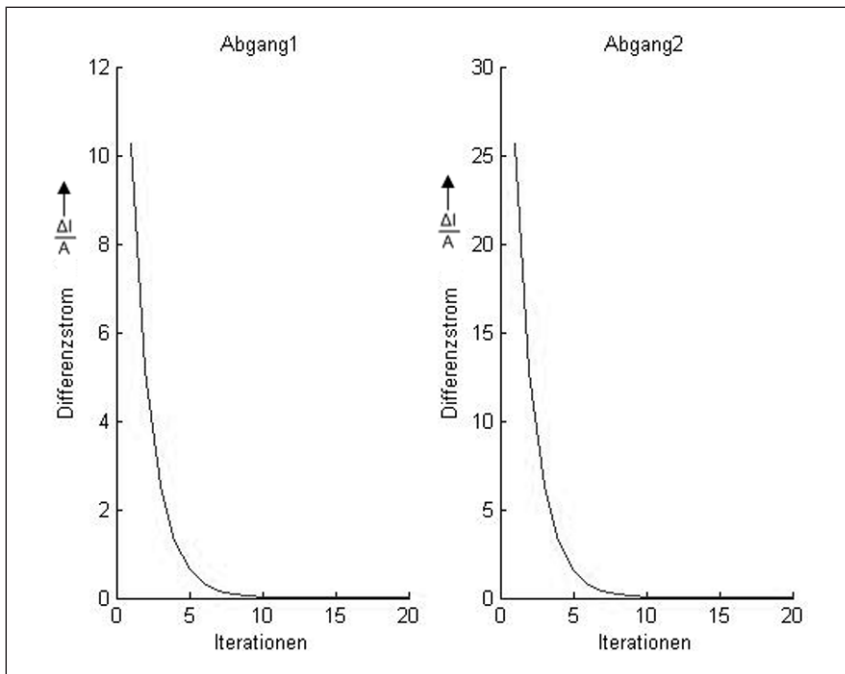


Abb. 3.7: Simulationsergebnisse: Ausregeln der Abweichungen bei der Vergleichsgröße „Leistungsströme“ an den Abgänge der „Einspeisung 20 kV“ zum „Knoten 1“ (Abgang 1) und zum „Knoten 8“ (Abgang 2) des Modellnetzes (vgl. Abbildung 3.3)

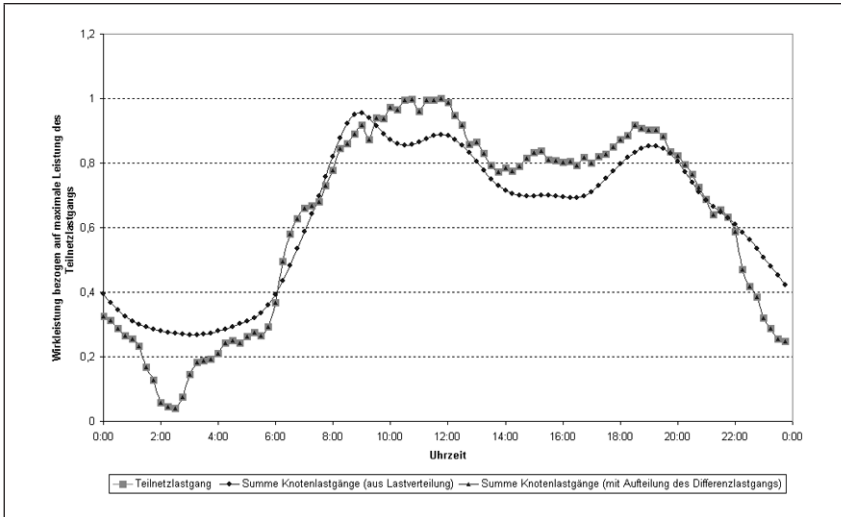


Abb. 4.1: Normierte Lastgänge: Teilnetzlastgang für ein Mittelspannungsnetz auf Basis von Messwerten für einen Werktag in der Übergangszeit und zugehörige Summe der Knotenlastgänge aus einem Lastverteilungssystem und nach Aufteilung des Differenzlastgangs

Stelle des Netzes zu bestimmen. Aus diesen Größen können dann weitere interessierende Größen wie Wirk- und Blindleistungsfluss, Verluste und aktuelle Spannungsfälle berechnet werden, was zur Netzführung eine große Hilfe sein kann.

- 20 Im Folgenden wird nun noch ein Weg aufgezeigt, wie aus vorhandenen Messwerten von Summenleistungen bzw. anderem Erfahrungswissen (z.B. synthetische Lastprofile) der notwendige Sollwertvektor für die Knotenleistungen bestimmt werden kann.

## 4 Knotenleistungsprognose

- 21 Als Sollwert bzw. Vorsteuerung für den Knotenlastbeobachter dienen Startwerte für die Knotenwirk- und Blindleistungen an den einzelnen Netzknoten des betrachteten Mittelspannungsnetzes. Da diese aktuellen Leistungen im realen Netz wegen fehlender Messtechnik in der Regel nicht vorliegen, wird eine spezielle „Prognose“ dieser Startwerte vorgeschlagen.

22 Bekannt ist in einem Mittelspannungsteilnetz oftmals die gesamte Verbrauchslast eines Netzbereiches. Dies ist die Summenlast aller Verbraucher in diesem Netz. Sie lässt sich aus den (gemessenen) Wirk- und Blindleistungen am Umspanntransformator (z.B. 110/20 kV), über den das Mittelspannungsnetz aus dem Hochspannungsnetz gespeist wird und der gemessenen dezentralen Einspeisung in diesem Mittelspannungsnetzbereich bestimmen. Dieser Teilnetzlastgang ist dann auf die einzelnen Knoten systematisch zu verteilen. Wenn möglich sollte dies auf der Basis von Vorjahreswerten und/oder synthetischen Profilen geschehen. Ein solcher Teilnetzlastgang ist in Abbildung 4.1 für ein reales Teilnetz eines Netzbetreibers dargestellt. In dieser Darstellung erfolgte eine Normierung auf die maximale Leistung dieses Teilnetzlastgangs. Weiterhin ist in Abbildung 4.1 die Summe der Knotenlastgänge dargestellt, die mit einer im Folgenden vorgestellten „Lastverteilung“ generiert worden sind. Man erkennt Abweichungen von ca. 10-20%, die auf Ungenauigkeiten bei der Verteilung zurückzuführen sind.

23 Zur Verteilung des Teilnetzlastgangs auf die einzelnen Netzknoten werden für die einzelnen Verbrauchergruppen an diesen Netzknoten Standardlastprofile zugrunde gelegt. Diese Standardlastprofile beschreiben die Lastkurve der entsprechenden Verbrauchergruppe normiert auf eine Jahresenergiemenge von 1000 kWh [5]. Diese Profile werden jeweils mit der Jahresenergiemenge der Verbrauchergruppe an jedem Netzknoten bewertet. Die Summe dieser bewerteten Profile an jedem Netzknoten ergibt dann das typische Lastprofil des jeweiligen Netzknotens. Die hierfür benötigten Daten zur Kundenstruktur eines Netzknotens und den historischen Jahresenergiemengen liegen bei Energieversorgungsunternehmen im Allgemeinen vor, sie müssen jedoch aufbereitet werden, um für diese Zwecke genutzt werden zu können. Da diese Daten wenn überhaupt nur einem geringen Wechsel unterliegen, ist eine derartige Aufbereitung der Daten nur von Zeit zu Zeit nötig. Für das folgende Beispiel sind Annahmen zur Kundenstruktur an verschiedenen Netzknoten getroffen worden, die in Tabelle 4.1 zusammengefasst sind. Die Jahresenergiemengen wurden für dieses Beispiel an allen betrachteten Netzknoten gleich angenommen.



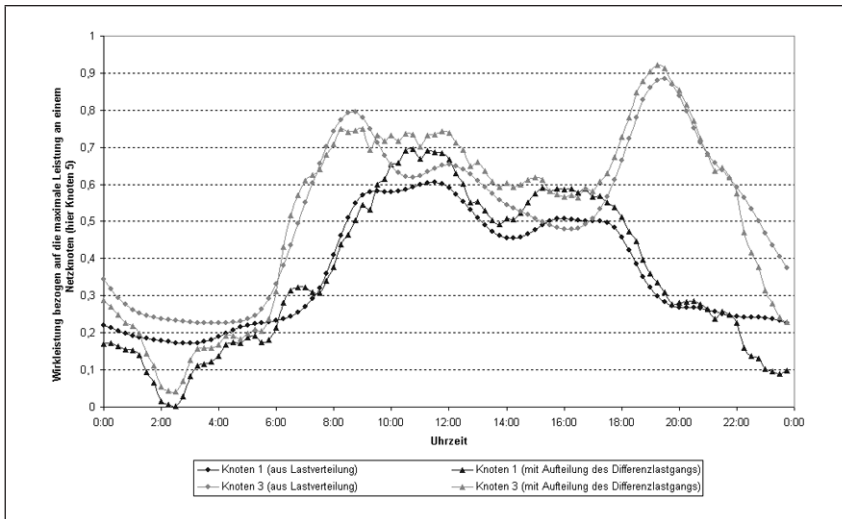


Abb 4.2: In der Lastverteilung generierte Lastgänge auf Basis von Standardlastprofilen und angepasste Lastgänge nach Aufteilung des Differenzlastgangs der Netzknoten 1 und 3

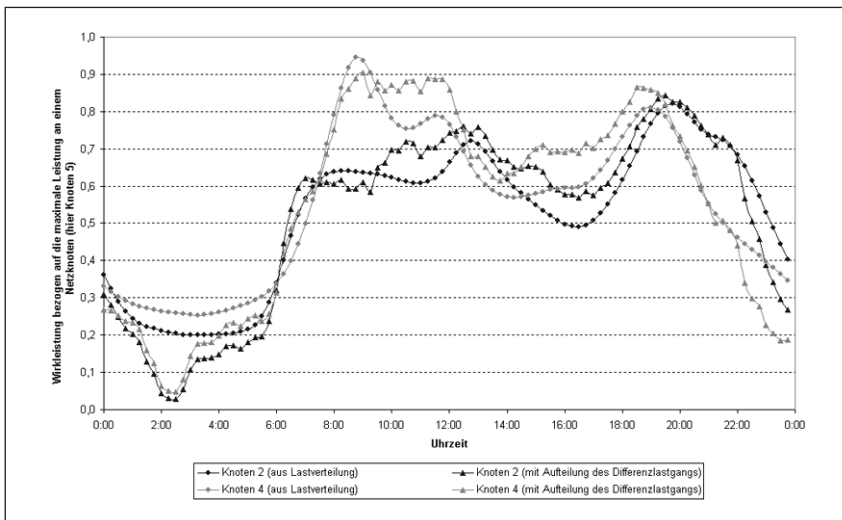


Abb. 4.3: In der Lastverteilung generierte Lastgänge auf Basis von Standardlastprofilen und angepasste Lastgänge nach Aufteilung des Differenzlastgangs der Netzknoten 2 und 4

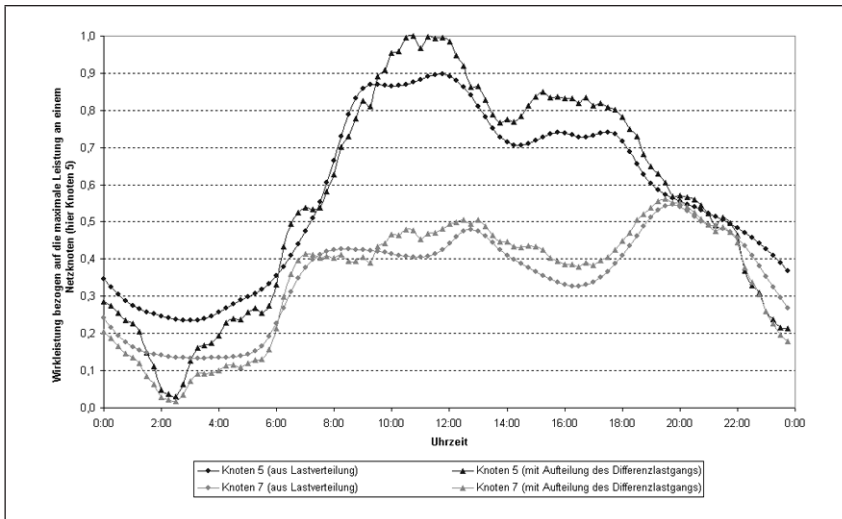


Abb. 4.4: In der Lastverteilung generierte Lastgänge auf Basis von Standardlastprofilen und angepasste Lastgänge nach Aufteilung des Differenzlastgangs der Netzknoten 5 und 7

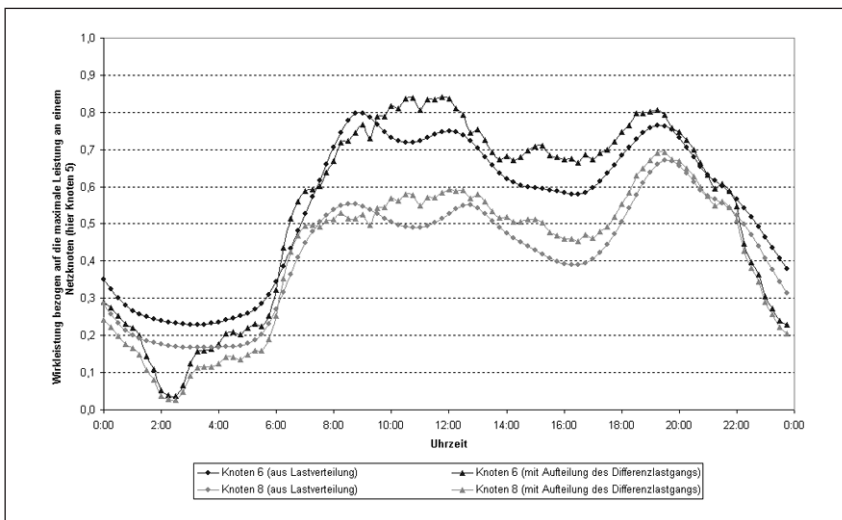


Abb. 4.5: In der Lastverteilung generierte Lastgänge auf Basis von Standardlastprofilen und angepasste Lastgänge nach Aufteilung des Differenzlastgangs der Netzknoten 6 und 8

Tab. 4.1: Angenommene Kundenstruktur an den Netzknoten des Netz- und Kraftwerkssimulators nach Abbildung 3.3

Netzknoten	Anzahl Kunden mit dem Standardlastprofil		
	Haushalt (H0)	Landwirtschaft (L0)	Gewerbe (G0)
K01	0	0	150
K02	150	0	0
K03	75	75	0
K04	0	100	50
K05	50	0	100
K06	75	38	38
K07	100	0	0
K08	100	20	0

- 24 Ziel des verwendeten Lastverteilungsalgorithmus bei der Knotenlastprognose ist, durch Gewichtung der so erzeugten typischen Profile jedes Netzknotens den vorgegebenen Teilnetzlastgang und die Summe der Knotenlastgänge anzunähern (vgl. Abbildung 4.1). Die Verfasser schlagen hier die Verwendung des „Branch and Bound-Verfahrens“ vor [7], um die Abweichung zu minimieren. Eine Randbedingung bei dieser Minimierung ist, dass die Tagesenergiemenge (in Abbildung 4.1 jeweils die Fläche unter den Kurven) für den Teilnetzlastgang und die Summe der Knotenlastgänge gleich ist, damit die Energiebilanz über den Tag im betrachteten Teilnetz ausgeglichen ist. Als Ergebnis liefert das Branch and Bound-Verfahren Faktoren mit denen die typischen Profile jedes Netzknotens bewertet werden, um die Lastgänge der Netzknoten zu erhalten. Diese sind in den Abbildungen 4.2 bis 4.5 als Lastgänge mit der Bezeichnung „aus Lastverteilung“ aufgeführt.
- 25 Aus Abbildung 4.1 ist zu erkennen, dass die Summe der so generierten Knotenleistungsgänge (als „Summe Knotenlastgänge“ bezeichnet) weiterhin eine Differenz zum Teilnetzlastgang aufweist. Dieser Differenzlastgang wird in einem zweiten Schritt anteilig auf die mit dem Lastverteilungsalgorithmus erzeugten Knotenlastgänge aufgeteilt. Das Kriterium ist dabei die Tagesenergiemenge, die an einem Netzknoten abgenommen wird, dies ist anschaulich die Fläche unter der mit „aus Lastverteilung“ bezeichneten Kurve des jeweiligen Netz-

knotens in den Abbildungen 4.2 bis 4.5. Netzknoten mit hoher Tagesenergiemenge bekommen somit auch den größten Anteil des Differenzlastgangs zugewiesen. Die so angepassten Knotenlastgänge sind mit der Bezeichnung „mit Aufteilung des Differenzlastgangs“ ebenfalls in den Abbildungen 4.2 bis 4.5 dargestellt. Die Summe dieser Knotenlastgänge deckt nun exakt den vorgegebenen Teilnetzlastgang ab (vgl. „Summe Knotenlastgänge nach Verteilung des Differenzlastgangs“ in Abbildung 4.1).

Neben den Knotenlastgängen für die Wirkleistung sind für eine Simulation des elektrischen Netzes und damit auch als Vorsteuerung für den Knotenlastbeobachter weiterhin Zeitreihen der Blindleistungen an den einzelnen Netzknoten erforderlich. Vergleichssimulationen für ein reales Teilnetz eines Mittelspannungsnetzbetreibers haben gezeigt, dass die Annahme eines festen Leistungsfaktors  $\cos(\varphi) = 0,88$  für alle Netzknoten ausreichend genaue Ergebnisse liefert. 26

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

In diesem Artikel wurde ein Ansatz aufgezeigt, um den aktuellen Netzzustand, beschrieben durch die aktuellen Knotenlasten eines elektrische Energieverteilnetzes, mittels eines an die klassische Beobachtertheorie angelehnten Systems aus Messwerten zu rekonstruieren. Das System arbeitet bei der Rückführung eines vollständigen Messvektors stabil und bildet damit den Ausgangspunkt für weitere Untersuchungen mit einer reduzierten Anzahl von Messwerten. Insbesondere die Untersuchung des Einsatzes eines Störgrößenbeobachters zur Ermittlung nicht gemessener Ein- bzw. Ausspeisungen in Anlehnung an die Nachbildung nicht gemessener Abnahmen in Gasverteilnetzen [1], wird dabei zukünftig im Vordergrund stehen. 27

Weiterhin wurde ein Verfahren zur Knotenlastprognose aufgezeigt, dass die für eine Vorsteuerung des Knotenlastbeobachters notwendigen Startwerte in Form von Knotenlastgängen für Wirk- und Blindleistung liefert, die ebenfalls zur (vorausschauenden) Simulation von elektrischen Mittelspannungsnetzen herangezogen werden können. Dies ist insbesondere unter der geänderten Last- und Einspeisesituation in Gebieten mit verstärkter dezentraler Energieerzeugung von besonderem Interesse. 28

## 6 Literatur

- [1] Beck, H.-P., Schröder C., Wehrmann, E. A.: Nachbildung nicht gemessener Abnahmen eines Gasverteilnetzes mit Hilfe eines Störgrößenbeobachters, GWF Nr.5, 2007
- [2] Diedrichs, V., Lorenzen, H., Kasdorf, F.: Teilbericht „Ausbreitung von Spannungsbeeinflussungen“, BMWT-Verbundprojekt Förderkennzeichen 0329855A, 2002
- [3] Flosdorff, R., Hilgarth, G.: Elektrische Energieverteilung, 7. Aufl. Stuttgart/Leipzig/Wiesbaden, B. G. Teubner, 2000
- [4] Föllinger, O.: Regelungstechnik. 8., überarbeitete Aufl. Heidelberg: Hüthig Buch Verlag
- [5] Fünfgeld, C., Tiedemann, R.: Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile Step-by-step, VDEW-Frankfurt, 2000
- [6] Lunze, J.: Regelungstechnik 2, 2., neu bearbeitete Aufl. Berlin Heidelberg New York: Springer-Verlag
- [7] M'Buy, Mankay A. J., Management elektrischer Energieversorgung bei Einsatz eines Mix von Primärenergieträgern, Diss. TU Clausthal, 2002, Cuvillier Verlag Göttingen

# Das System der Erdgasversorgung

*Klaus Homann, Ulrich Wernekinck*

## Inhaltsübersicht

	<b>Rn.</b>		<b>Rn.</b>
1	1-7	4	60-68
2	8-42	4.1	60-63
2.1	8-13	4.2	64-66
2.2	14-17	4.3	67-68
2.3	18-19	5	69-78
2.4	20-21	5.1	69-71
2.5	22-25	5.2	72-74
2.6	26	5.3	75-76
2.7	27-36	5.4	77-78
2.8	27-38	6	79-105
2.9	39-41	6.1	79-82
2.10	42	6.2	83-101
3	43-59	6.2.1	84-89
3.1	43-45	6.2.2	90-91
3.2	46-49	6.2.3	92-97
3.3	50-53	6.2.4	98-101
3.4	54-57	6.3	102-105
3.5	58-59		

**Schlagwortübersicht**

	<b>Rn.</b>		<b>Rn.</b>
Alternativer Transport	7	Leitungsbau	60ff.
Anschlussvertrag	58	Leitungsbegehung	78
Bauleistung	60ff.	Leitungsteile	20f.
Bestandspläne	73	Lichtbogenhandschweißen	23
Betriebsvolumen	84	Luftdruck	100
Brennwertbestimmung	104	Mengennumwerter	95ff.
Dokumentation	72	Mengennumwertung	92
Druckbereiche	3	Netzbetrieb	69ff.
Druckverlust	12	Normvolumen	83, 90
Effektivdruck	101	Odorierung	75
Einspeisebrennwert	105	PE-HD-Rohre	28ff.
Enteignungsverfahren	57	PVC-Rohre	27ff.
Entfernungen	8ff.	Rohrgraben	64ff.
Feintrassierung	46ff.	Rohrverlegung	67f.
Gasschweißen	23	Stahlrohre	18f.
Gasversorgungssysteme	1ff.	Strömungsgaszähler	87
Genehmigungsverfahren	50ff.	Technische Regeln	51
Grobtrassierung	43ff.	Temperatur	99
Hausanschluss	42	Transportkosten	8
Heizelementmuffenschweißen	38	Überwachung	77f.
Heizelementstumpfschweißen	38	Verbindungstechnik	22ff., 37ff.
Heizwendelschweißen	38	Verdrängungsgaszähler	85
Innerörtliche Verteilungssysteme	14	Waflex-Verbindungen	41
Investitionskosten	8	Wegerecht	54ff.
Kesselformel	13	Wirkdruckgaszähler	88
Kompressibilitätszahl	94	Zustandszahl	94
Korrosionsschutz	26		

# 1 Das System der Erdgasversorgung

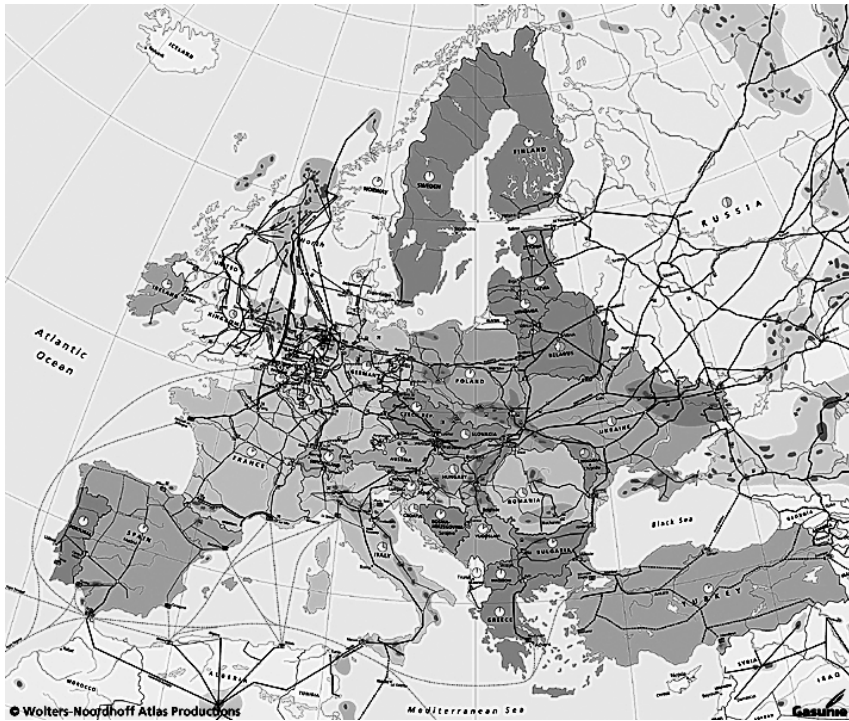


Abb. 1: Gasversorgungssysteme in Europa (Quelle: Gasunie)

Erdgas wird von den Produzenten an Land oder off-shore aus großen Tiefen gewonnen. Es muss im erforderlichen Umfang verfahrenstechnisch behandelt werden (z. B. Abtrennung von Schwefel beim Sauregas). Erdgasgewinnungsstätten liegen zum Teil weit entfernt von den Gasverbrauchsstellen. Endverbraucher sind Haushalte, Handel und Gewerbe sowie Industrie und Kraftwerke. Haushalte setzen Erdgas überwiegend zum Heizen ein. In Gewerbe und Industrie wird darüber hinaus Prozesswärme erzeugt, aber auch Gas für die stoffliche Verwertung eingesetzt (z. B. Düngemittelherstellung). In Kraftwerken wird Erdgas über den Umweg der Wärmeerzeugung in elektrischen Strom verwandelt. Brennstoffzellen wandeln Erdgas direkt auf chemischem Wege in elektrische Energie.

Der Gastransport erfolgt über Stufen von den Produzenten zu den Ferngasgesellschaften und den Gasverteilerunternehmen zu den Ver-



brauchern. Die Ferngasgesellschaften (Transporteure) sind die Bindeglieder zwischen den Produzenten und den Verteilern. Häufig übernehmen sie auch die Rolle des Importeurs. Diese überregionalen Ferngasgesellschaften beliefern die örtlichen Gasversorgungsunternehmen (in der Regel Stadtwerke) sowie zum Teil direkt große Industrie und Kraftwerke. Die örtlichen Gasversorgungsunternehmen sorgen für die bedarfsgerechte Verteilung des Erdgases an die übrigen Endverbraucher.

- 3 Der Transport des Erdgases erfolgt bevorzugt in gasförmigem Zustand durch erdverlegte Rohrleitungen. Die Rohrleitungen werden für verschiedene Druckstufen aus den bekannten Rohrwerkstoffen wie Stahl, Gusseisen und Kunststoff erstellt. Der heute verwendete Maximaldruck auf den internationalen Transitstrecken z. B. aus Russland liegt bei 130 bar. Das Erdgas durchströmt dann im Laufe der Transportkette mehrere Druckstufen, mit den – in der Fachwelt nicht eindeutig festgelegten – Druckbereichen:

**Hochdruck (HD)**  $p > 1 \text{ bar}$

**Mitteldruck (MD)**  $1 \text{ bar} \geq p \geq 0,1 \text{ bar}$

**Niederdruck (ND)**  $p < 0,1 \text{ bar}$

- 4 Um an Übergabepunkten den Leitungsgasdruck auf den Betriebsdruck des nächsten Transportgliedes bzw. Abnehmers zu reduzieren und Überschreitungen des höchstzulässigen Druckes auszuschließen, werden in die „Erdgaskette“ Regelstationen und – soweit erforderlich – auch Messstationen eingebaut. Die Druckregelung ist aus transport-, verteilungs- bzw. gasgerätetechnischen Gründen erforderlich.
- 5 Beim Durchströmen von Leitungen nimmt der Druck aufgrund der Rohrreibung ab. In die überregionalen Transportstrecken werden deshalb Verdichterstationen eingebaut, um den Druck wieder zu erhöhen.
- 6 Da die Verbraucher das Gas nicht gleichmäßig abnehmen – in den Wintermonaten ca. 7 bis 8 mal soviel wie im Sommer – werden Speicher eingesetzt. Das können kleine erdverlegte Rohrleitungen sein, aber auch unterirdische Großspeicher wie Porenspeicher oder Kavernen. Durch den Einsatz von verbrauchsnahen Speichern erreicht man einen gleichmäßigen Betrieb der Förder- und Transportanlagen, welche dann nur noch auf die erwartete Durchschnittsleistung und nicht auf die Spitzenleistung hin dimensioniert werden müssen.

Alternativ kann Erdgas auch in flüssigem Zustand in großen Tank- 7  
schiffen bei  $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$  transportiert werden (sog. LNG, liquified natu-  
ral gas).

## **2 Planung von Erdgasleitungen**

### **2.1 Auslegung von Transportleitungen**

Der Transport von Erdgas in Großrohren ist sehr wirtschaftlich. Die 8  
mit vergleichbarem Aufwand transportierte Energie ist zwar niedriger  
als beim Erdöl, aber sehr viel höher als beim Strom oder gar bei der  
Fernwärme. Eine Rohrleitung mit einem Durchmesser von 800 mm  
und für einen höchstzulässigen Betriebsdruck von 80 bar kostet je  
nach örtlichen Gegebenheiten inkl. der üblichen Installationen ca.  
300 bis 600 €/lfd m. Man kann damit etwa 1 Mio.  $\text{m}^3/\text{h}$  transportie-  
ren. Daraus errechnen sich bei üblicher Annuität von 15% auf die In-  
vestitionskosten und nahezu gleichmäßiger Benutzung über das Jahr  
spezifische Transportkosten von rund 0,01 bis 0,02 ct/ $\text{m}^3/\text{h}$  für eine  
Transportstrecke von 100 km. Die Lebensdauer beträgt bei technisch  
einwandfreier Verlegung und ordnungsgemäßigem Betrieb mindestens  
50 Jahre.

Rohre für den Transport von Erdgas werden ausschließlich aus Stahl 9  
hergestellt. In der Regel werden längs- oder spiralnahtgeschweißte  
Rohre verwendet, die bereits werksseitig zum passivem Schutz mit Po-  
lyethylen (PE) beschichtet sind. Gelegentlich werden weitere Schutz-  
umhüllungen vorgesehen, um Beschädigungen von außen im Rohr-  
graben zu vermeiden. Innenbeschichtete Rohre kommen zum Einsatz,  
um die Rohrreibung und den damit einhergehenden Druckverlust he-  
rabzusetzen. Die Einzelrohre werden in für den Straßentransport ge-  
eigneten Längen hergestellt. An den Enden sind sie werksseitig abge-  
schrägt und die Umhüllung ist zurückgeschnitten. Sie können so auf  
der Baustelle stumpf durch Verschweißen verbunden und die fertige  
Nahtstelle durch Nachumhüllung geschützt werden. Für den Bau von  
Gasrohrleitungen aus Stahl gelten die DVGW-Arbeitsblätter G 462/  
I, G 462/II, G 463 und GW 350 sowie die DIN EN 1594.

Der zu wählende Durchmesser der Leitung und der zu wählende Be-  
triebsdruck richtet sich nach der Transportentfernung und der erwarteten  
Durchflussmenge in  $\text{m}^3/\text{h}$ .

- 10** Das Volumen des Gases wird umso geringer, je höher der Druck ist. Der Zusammenhang ist bei Erdgasen allerdings nicht wie bei sog. idealen Gasen linear. Der Transport über große Strecken erfolgt also am besten bei hohem Druck, denn mit dem geringeren spezifischen Volumen sinkt bei gleicher transportierter Masse die Strömungsgeschwindigkeit und damit der Druckverlust durch Reibung. Dagegen stehen die höheren Kosten eines Rohres für hohe Betriebsdrücke. Beim konventionellen Transport liegt das wirtschaftliche Optimum etwa bei 80 bis 100 bar.
- 11** Bei großen Transportentfernungen fällt der Druck so stark ab, dass er mit sog. Transportverdichtern wieder erhöht werden muss, um letztlich exponentiell ansteigende, hohe Transportgeschwindigkeiten zu vermeiden. Der Druck wird an jeder Verdichterstation um den Faktor 1,4 bis 2 erhöht. Der Abstand dieser Transportverdichter und deren Auslegeleistung ergibt sich ebenfalls aus einer Wirtschaftlichkeitsrechnung. Im Normalfall liegt er zwischen 100 und 400 km.
- 12** Für überschlägige Ermittlung des Druckverlustes eignet sich gut das im DVGW Arbeitsblatt G 464 beschriebene Verfahren. Dort sind in Abhängigkeit vom Leitungsdurchmesser und der Innenwandrauigkeit  $k$  (Angabe des Rohrerstellers) sog.  $R$ -Werte angegeben, aus denen sich der Druckverlust errechnen lässt:

$$p_a^2 - p_e^2 = R \cdot L \cdot V_n^2$$

Mit

$p_a$  Druck am Anfang der Transportstrecke in bar

$p_e$  Druck am Ende der Transportstrecke in bar

$L$  Leitungslänge in km

$V_n$  Volumenstrom im Normzustand in  $\text{m}^3/\text{h}$

- 13** Die Angaben des Arbeitsblattes G 464 eignen sich für Einzelrohre bei stationärem Betrieb. Werden vermaschte Rohrsysteme betrachtet, wie dies häufig in regionalen Transportnetzen der Fall ist, oder variieren die Druck- und Flussbedingungen zeitlich stark, kommen andere komplexere Berechnungsverfahren zum Einsatz.

Während für die Bestimmung des Rohrdurchmessers die zu transportierende Durchflussmenge in der Zeiteinheit die Bemessungsgrundlage darstellt, ist dies bzgl. der Wandstärke der gewählte höchstzuläs-

**R-Werte für Rohrleitungen im Niederdruck- und Hochdruckbereich** **Tafel 2**

DN (d)	Niederdruck				Hochdruck			
	$k_i = 0,1 \text{ mm}$	$k_i = 0,5 \text{ mm}$	$k_i = 1,0 \text{ mm}$	$k_i = 3,0 \text{ mm}$	$k_i = 0,1 \text{ mm}$	$k_i = 0,5 \text{ mm}$	$k_i = 1,0 \text{ mm}$	$k_i = 1,0 \text{ mm}$
	<b>Erdgas</b> $\delta_n = 0,84 \text{ kg/m}^3$ $v = 14,2 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$ (+ 10 °C, 1013 mbar) $p_u = 50 \text{ mbar}$ , $T_1 = 283 \text{ K}$ $v = 3 \text{ m/s}$ , $H = 0 \text{ m} \ddot{u}\text{NN}$ $10^8 R_{ND} \left[ \frac{\text{mbar} \cdot \text{h}^2}{\text{m} \cdot \text{m}^6} \right]$				<b>Erdgas</b> $\delta_n = 0,84 \text{ kg/m}^3$ $v = 14,2 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$ (+ 10 °C, 1013 mbar) $T_1 = 283 \text{ K}$ $v = 10 \text{ m/s}$ , $H = 0 \text{ m} \ddot{u}\text{NN}$ , $K = 1$ $10^8 R_{HD} \left[ \frac{\text{bar}^2 \cdot \text{h}^2}{\text{km} \cdot \text{m}^6} \right]$			
25	225936	305348	387585	670880	327870	551493	731497	731497
32	60836	80690	100760	166452	88851	146333	191449	191449
40	18499	23798	29771	47519	27408	44294	57290	57290
50	5616	7228	8808	13659	8453	13438	17200	17200
65	1404	1780	2144	3230	2124	3317	4199	4199
80	467	586	700	1034	713	1099	1380	1380
100	144	179	212	307	221	336	419	419
125	44,5	54,7	64,3	91,6	69	103	127	127
150	17,1	20,8	24,4	34,2	26,45	39,31	48,30	48,30
200	3,77	4,55	5,28	7,28	5,88	8,61	10,49	10,49
250	1,17	1,40	1,62	2,20	1,8328	2,6559	3,2152	3,2152
300	0,451	0,537	0,616	0,831	0,7080	1,0175	1,2258	1,2258
400	0,100	0,118	0,135	0,179	0,1581	0,2244	0,2684	0,2684
500	0,0312	0,0366	0,0416	0,0547	0,0495	0,0696	0,0828	0,0828
600	0,0121	0,0141	0,0159	0,0208	0,0192	0,0268	0,0317	0,0317

Abb. 2: R-Werte gemäss DVGW-Richtlinie G 464 (Quelle: DVGW)

sige Betriebsdruck. Die Rohrleitungswandstärke wird nach der sog. Kesselformel ermittelt:

$$s = \frac{d_a \cdot p}{2 \cdot \sigma}$$

Mit

- s Wandstärke
- $d_a$  Außendurchmesser
- p Innendruck
- $\sigma$  zulässige Spannung im Werkstoff

Dabei sind normgerechte Sicherheitszuschläge gem. Anwendungsfall zu berücksichtigen.

## 2.2 Besonderheiten bei der Auslegung von Gasverteilungssystemen

- 14 Innerörtliche Verteilungssysteme sind in der Regel hochgradig vermascht. Zusätzlich zu den Verfahren zur Kapazitätsauslegung beim Einzelrohr kommen besondere Verfahren zur Auslegung vermaschter Systeme zum Einsatz, da bei großen Systemen mächtige nichtlineare Gleichungssysteme gelöst werden müssen. Dabei müssen die aus den Einzelrohren abgenommenen Mengen bekannt sein und die mindest an den Übergabestellen vorzuhaltenden Versorgungsdrücke.
- 15 Um eine Gemeinde oder Teile einer Gemeinde mit Erdgas zu versorgen, sind im Vorfeld viele Fragen abzuklären. Anhand entsprechender Pläne und nach einer Besichtigung der örtlichen Verhältnisse wird festgelegt, wie weit in den einzelnen Straßen eine Versorgung geplant werden soll. Nachdem der grobe Ausbauumfang feststeht, müssen auf der Grundlage von Durchschnittspreisen die Kosten geschätzt und gleichzeitig die für die Heranführung des Erdgases entstehenden Kosten ermittelt werden. Dann erfolgt die endgültige Projektierung:
  - Ermitteln der Verbrauchsmengen
    - Anzahl der Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäuser und somit Anzahl der maximal vorhandenen Wohnungseinheiten
    - geplante Baugebiete (Wohn- bzw. Industriegebiete)

- vorhandene Industriegebiete
- öffentliche Einrichtungen
- Heranführen des Erdgases
- Auswahl der Druckstufe und des Materials

Nachdem das Rohrnetz auf den Bedarf hin ausgelegt ist, also in allen Straßen die Leitungsdurchmesser ermittelt sind, kann eine detailliertere Wirtschaftlichkeitsberechnung erfolgen. Aufgrund dieser Berechnung kann dann entschieden werden, ob und in welchem Umfang der Netzausbau in dieser Gemeinde durchgeführt werden soll. **16**

In der Regel werden innerörtliche Verteilungssysteme heute aus Kunststoff hergestellt. Es muss das DVGW-Arbeitsblatt G 472 (PVC und PE-HD) beachtet werden. Die Verwendung von PVC für neue Versorgungsleitungen ist heute nicht mehr zulässig. **17**

### **2.3 Stahlrohre**

Stahlrohre werden entweder nahtlos oder aus Bandstahl geschweißt hergestellt. Großrohre für Gastransportleitungen sind in der Regel längs- oder spiralnahtgeschweißt. Die Schweißnähte werden werksseitig auf Fehler geprüft und bereits mit einer Umhüllung aus Polyethylen gegen Korrosion versehen. Gelegentlich werden weitere Umhüllungen (z. B. Zementfaser) aufgebracht, um die Rohrleitung bereits so gegen Beschädigungen im Erdreich zu schützen. **18**

Die gesamten Anforderungen, die an die in der Gasrohrleitungstechnik verwendeten Stahlrohre zu stellen sind, sind in der DIN 2470, Teil 1 „Gasleitungen aus Stahlrohren mit zulässigen Betriebsdrücken bis 16 bar – Anforderungen an Rohrleitungsteile“ sowie in der DIN 2470, Teil 2 „Gasleitungen aus Stahlrohren mit zulässigen Betriebsdrücken von mehr als 16 bar – Anforderungen an Rohrleitungsteile“ angegeben. In diesen Normen wird unter „Rohrleitungsteile“ auch das Rohr verstanden. Beide Blätter bilden die Basis der Lieferbedingungen für Rohre. In DIN 2470, Teil 1 ist festgelegt, dass die Rohre im Druckbereich  $\leq 16$  bar mindestens den Anforderungen gemäß DIN 1626 und DIN 1629 entsprechen müssen. **19**

## **2.4 Stahlrohrleitungsteile**

- 20** Mit Rohrleitungsteilen in der Gasversorgungstechnik sind die Armaturen, Bögen, Formstücke, Isolierstücke und sonstige Einbauteile gemeint.

Die Anforderungen sind in der DIN 2470, Teil 1 und Teil 2 festgelegt.

- 21** Über alle zur Anwendung kommenden Rohrleitungsteile muss eine Bescheinigung nach DIN EN 10204 ausgestellt werden. Für die Absperrarmaturen gelten darüber hinaus die technischen Lieferbedingungen nach DIN 3230, Teil 5.

## **2.5 Verbindungstechnik für Rohre aus Stahl**

- 22** Die Verbindung erfolgt durch Verschweißen, so dass die Leitung längskraftschlüssig ist. Nur in Sonderfällen werden andere Verbindungstechniken angewendet. Wenn immer möglich werden die Rohre stumpf gegeneinander verbunden. Die früher üblichen Muffenverbindungen kommen heute nur noch zu Reparaturzwecken in Betracht, da Muffenverbindungen aufwendiger sind und die Festigkeitskennwerte der hier nur möglichen Kehlnähte schlechter sind als die der Stumpfschweißung.

Bei den Schweißverfahren unterscheidet man zwischen

- Gasschweißen
- Lichtbogenhandschweißen mit Stahlelektroden, steigend oder fallend.

- 23** Das Gasschweißen findet den Hauptanwendungsbereich bis DN 150 und einer Wanddicke bis 4,5 mm (maximal 6,5 mm). Das überwiegend zur Anwendung kommende Lichtbogenhandschweißen, auch E-Schweißen genannt, wird ab DN 80 eingesetzt, wobei geübte Schweißer auch kleinere Dimensionen einwandfrei verschweißen können.
- 24** Die auf der Baustelle hergestellten Schweißverbindungen werden durch Röntgen zum Teil auch durch zerstörende Prüfung getestet. Grundlagen der Nahtüberprüfung finden sich in DVGW Arbeitsblatt GW 350.
- 25** Für den Baustellenbereich kommen nur die zerstörungsfreien Prüfungen wie

- Besichtigung der Schweißnaht
- Durchstrahlungsprüfung
- Ultraschallprüfung
- Oberflächenrissprüfung

in Frage.

Der Umfang der zerstörungsfrei zu prüfenden Nähte richtet sich nach der Höhe der Druckstufe, und inwieweit die Leitung in bebautem Gebiet verlegt wird.

## **2.6 Kathodischer Korrosionsschutz**

Leitungen aus Stahl lassen sich neben der Umhüllung auch aktiv durch Anlegen eines elektrischen Potentials gegen chemische Korrosion schützen. Bei Gashochdruckleitungen ist der kathodische Schutz Pflicht. Auch im Ortsnetz werden Stahlleitungen zunehmend aktiv geschützt. Allerdings ist bei älteren Netzen die Vorbereitung teilweise recht aufwendig (Beseitigung sämtlicher Erdschlüsse, elektrische Isolierung der Gashausseninstallation, Beseitigung unzulässiger Erdungen der elektrischen Installation über das Gasnetz). Mit dieser Schutzart können auch die durch Beschädigung der Umhüllung ansonsten auftretenden Schäden gehemmt werden.

26

## **2.7 Kunststoffrohrleitungen**

Anfang der 60er Jahre begann die Einführung von Kunststoffrohren allerdings mit dem Einsatz von PVC-Rohren (Polyvinylchlorid). Eine wesentlich bedeutungsvollere Entwicklung vollzog sich jedoch ab den 70er Jahren durch den Einsatz von PE-HD-Rohren (Polyethylen), die heute, insbesondere in dem Bereich der Ortsgasverteilung, einen hohen Stellenwert einnehmen. Die Gebrauchseigenschaften wie geringes Gewicht, hohe Zähigkeit, Korrosionsbeständigkeit, Verschweißbarkeit und Flexibilität haben zu dieser Entwicklung geführt.

27

Ein Vergleich der Verlegekosten von PE-HD-Rohren mit Stahlrohren führt zu dem Ergebnis, dass im allgemeinen Polyethylen bis zum Durchmesserbereich DN 200 die wirtschaftlichere Alternative darstellt.

28



- 29 Im Hausanschlussbereich nimmt aufgrund der relativ geringen Zugfestigkeit der Einsatz des Rohrwerkstoffes PE-HD ständig zu, da bei einer Krafteinwirkung auf das Hausanschlussrohr z. B. durch einen Baggerangriff keine hohen Kräfte auf die Hausinneninstallation übertragen werden können.
- 30 Kunststoffrohre können entsprechend dem DVGW-Arbeitsblatt G 472 für folgende Betriebsdrücke eingesetzt werden:
- Polyvinylchlorid (**PVC**) für Reparaturen in bestehenden Systemen, Betriebsdruck bis 1 bar
  - Polyethylen hoher Dichte (**PE-HD**) Betriebsdruck bis 4 bar
- 31 Die Handhabung der o. g. Druckgrenzen erfolgt dabei in der Gasversorgung sicherheitsbetont konservativ. Vergleichsweise dürfen in der Wasserversorgung ähnliche Rohre aus PE-HD mit bis zu 10 bar zugelassenem Betriebsdruck höher beansprucht werden.
- 32 Die für Gasrohrleitungen verwendeten makromolekularen Werkstoffe – zu ihnen gehören PE-HD und PVC – werden nach verschiedenen Verfahren durch Polymerisation hergestellt. Die Ausgangsprodukte, die sogenannten Monomere, werden aus Erdöl gewonnen.
- 33 Im Bereich der Gasversorgung wird das Polyethylen hoher Dichte (PE-HD) nach DIN 8075 verwendet. International unterscheidet man die Polyethylenarten nach der Dichte. Die mechanischen und chemischen Eigenschaften des Polyethylen-Werkstoffes sind abhängig von der Kristallinität – gekennzeichnet durch die Dichte – und vom Polymerisationsgrad – gekennzeichnet durch den Schmelzindex.
- 34 Bei der Wanddickenberechnung von Kunststoffrohren wird eine Betriebsfähigkeit von 50 Jahren bei 20 °C zugrunde gelegt. Rohre und Rohrleitungsteile sind daher so auszuwählen, herzustellen und zu berechnen, dass dieses Ziel erreicht wird.
- 35 Kunststoffrohre aus PVC- und PE-HD-Rohr werden durch Extrudieren hergestellt.

Für die Gasversorgung hat der DVGW nur PE-HD-Rohre mit Abmessungen nach DIN 8074 Reihe 4 (PN 6) und Reihe 5 (PN 10) zugelassen.

Nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 477 ist die Verwendung von Rohren aus PE-HD je nach Rohrreihe auf einen Betriebsdruck von max. 1 bar (PN-6-Rohre) bzw. 4 bar (PN-10-Rohre) eingeschränkt.

Das Extrusionsverfahren ermöglicht die Herstellung nahtloser, endloser Rohrlängen. Eine Begrenzung der Längen ist durch die Transportmöglichkeit und örtlichen Verhältnisse, in denen das Rohr eingesetzt werden soll, gegeben. In der Praxis haben sich für das PE-HD-Rohr in Stangen die Rohrlängen 6 m bzw. 12 m durchgesetzt. PE-HD-Rohre bis zu einem Außendurchmesser von 160 mm sind als Ringbunde bis zu einer Länge von 300 m lieferbar (Standardlänge: 100 m). Auf Spezialtrommeln ist PE-HD-Rohr – bis zum Außendurchmesser 160 mm und wiederum abhängig vom Außendurchmesser – bis zu Längen von 1000 m und über 2000 m lieferbar. **36**

## **2.8 Verbindungstechniken für Rohre aus PE-HD**

Bei den Verbindungstechniken wird zwischen „nicht lösbaren“ und „lösbaren“ Verbindungen unterschieden. **37**

Lösbare Verbindungen sind:

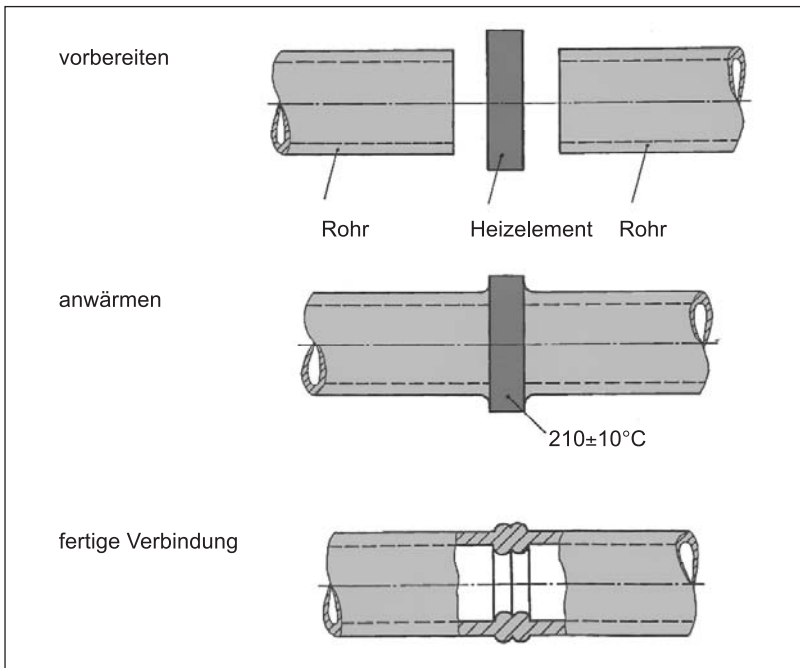
- Klemmverbindungen
- Gewindeverbindungen (Hausanschlusstechnik bis DN 50 PN 4)
- Flanschverbindungen

Die Klemmverbinder werden als Übergänge zu anderen Werkstoffen, bei Reparaturmaßnahmen und als Übergangsstück Stahl-PE eingesetzt. **38**

Als Verbindungstechnik von gleichartigem Werkstoff sollten sie nicht oder nur als Übergangslösung angewendet werden. Rohre und Formstücke aus PE-HD können miteinander durch Schweißen d. h. also durch Aufschmelzen an der Verbindungsstelle verbunden werden. Dazu stehen drei Verfahren zur Verfügung:

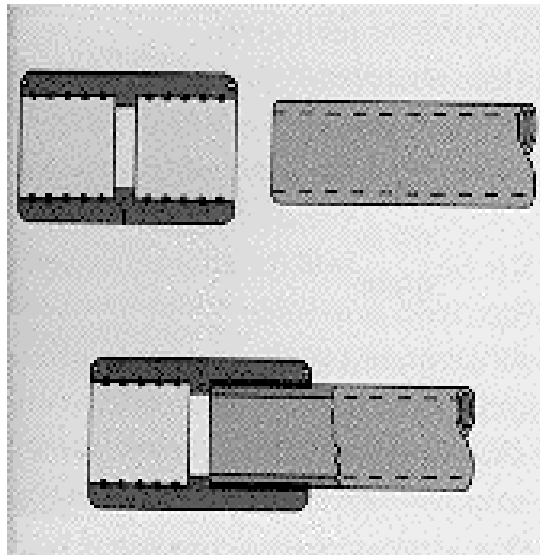
- Heizelementstumpfschweißen. Bei diesem Verfahren werden die zu verbindenden Rohrenden zunächst gegen eine erhitzte Metallscheibe (Schweißspiegel) gedrückt und dabei aufgeschmolzen. Nachdem der Spiegel entfernt wurde werden die Rohre zusammengefügt und bis zum Erstarren der Schweißstelle so fixiert. Die-

ses verfahren eignet sich besonders für die Herstellung langer Rohrleitungsstrecken am offenen Rohrgraben.



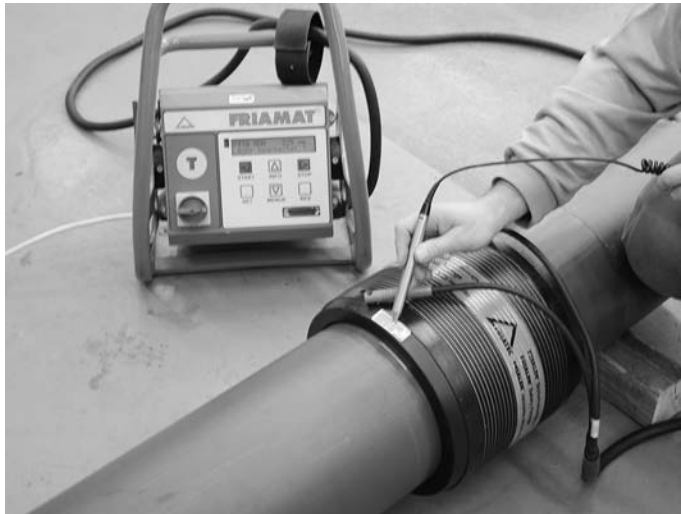
*Abb. 3:* Heizelementstumpfschweißen

- Heizelementmuffenschweißen. Bei diesem Verfahren werden die Rohrenden durch Überschiebmuffen verbunden. Mit geeignet geformten Heizelementen wird die Innenseite der Muffe und die Außenseite des Rohres aufgeschmolzen. Nach Entfernen der Heizelemente werden Muffe und Rohr ineinander gesteckt und so verbunden.



*Abb. 4:* Heizelementmuffenschweißen (Quelle: Basell Polyolefin GmbH)

- Heizwendelschweißen. Bei diesem Verfahren werden die zu verbindenden Bauteile durch in das Material eingelassene Kupferwendel aufgeschmolzen. Zur Verbindung zweier Rohrenden z. B. wird eine Überschiebmuffe verwendet, auf deren Innenseite sich ein Kupferdraht befindet. Über die nach außen geführten Anschlüsse lässt sich elektrischer Strom einleiten, der sowohl das Material der Muffe als auch die Oberfläche des eingeführten Rohres aufschmilzt. Nach entsprechender Abkühlzeit ist die Verbindung hergestellt. Dieses Verfahren eignet sich unter Verwendung entsprechender Formstücke sehr gut zur weitgehend automatisierten Herstellung auch komplexer Geometrien auf engstem Raum z. B. zur Herstellung von Gashaushaltsanschlüssen am bereits gasführenden Netz.



*Abb. 5: Heizwendelschweißen (Quelle: Friatec AG)*

Die Prüfung von Kunststoffschweißnähten erfolgt neben der Sichtprüfung nahezu ausnahmslos durch testweise zerstörende Prüfung im Labor.

## 2.9 Formstücke aus Kunststoff PE-HD

Die erforderlichen Formstücke aus PE-HD für den Bau von PE-HD-Rohrnetzen liegen alle vor. Abhängig vom eingesetzten Schweißverfahren, Heizelement-Stumpfschweißung, Heizelement-Muffenschweißung oder Heizwendelschweißung unterscheiden sich die Fittings. **39**

Die allgemeinen Qualitätsanforderungen sind in DIN 16963 Teil 5 und Teil 25 festgelegt und entsprechen den Anforderungen wie bei der Rohrherstellung. Nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 472 sind nur Formstücke aus PE-HD anzuwenden, die im Spritzgussverfahren hergestellt wurden. **40**

Für Verbindungen von PE-HD-Rohr auf Stahl- oder Gussleitungen, Absperrarmaturen und Hauseinführungen sind Klemmverbinder, Waflex-Verbindungsstücke und Stahl- PE-HD-Übergänge erhältlich. **41**



Abb. 6: Formstücke aus PE-HD (Quelle: Friatec AG)

## 2.10 Hausanschlusstechnik

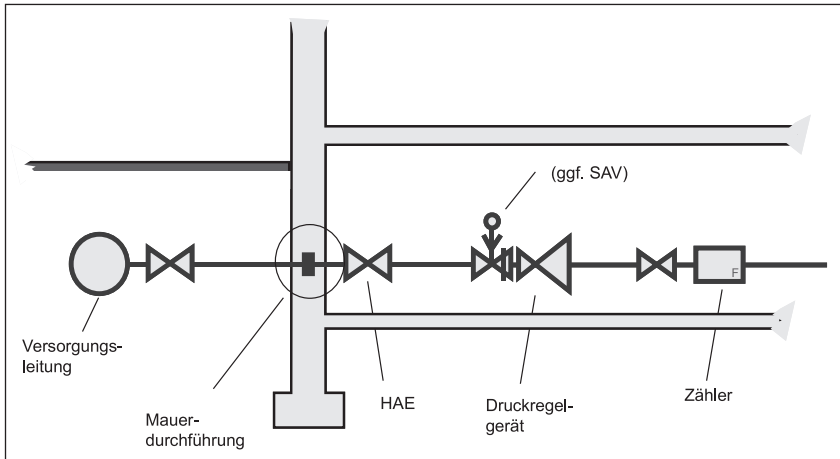


Abb. 7: Prinzipskizze eines Hausanschlusses (Quelle: RWE Gas AG)

- 42 Der Gashausanschluss verbindet die Hauptrohrleitung in der Straße mit der Hausinneninstallation. Die sog. Hausanschlussleitung führt möglichst rechtwinklig auf das anzuschließende Haus zu. Die Mauerdurchführung ist eine vorgefertigte Kombination von Rohrleitungsteilen, die auch die Abdichtung gegen das Mauerwerk zur Vermeidung von Grundwassereintritt sicherstellt. Ein Bauelement sichert die Inneninstallation vor Zugkräften z. B. von Baggerangriffen an der Hausanschlussleitung. Werksseitig ist auch bereits eine Hauptabsperreinrichtung vorgesehen. Es werden thermisch automatisch auslösende Absperreinrichtungen angeboten. Zunehmend werden auch automatische Absperungen bei unzulässig hohen Durchflussraten eingebaut – sog Gasstopventil. Da derzeit im Keller keine Kunststoffleitungen erlaubt sind, findet spätestens in der Mauer ggfs. ein Materialübergang von Kunststoff auf Stahl statt. Der Gashausanschluss ist in Richtung des Abnehmers die Eigentumsgrenze. Danach beginnt die im Eigentum des Hausbesitzers und in dessen Betriebsverantwortung stehende Hausinneninstallation. Lediglich der hier eingebaute Gaszähler gehört dem Versorgungsunternehmen.

## **3 Trassenplanung**

### **3.1 Grobtrassierung von Transportleitungen**

Ausgangspunkt für die Planungsüberlegungen sind im allgemeinen Übersichtspläne (Maßstab 1:100.000 und Maßstab 1:25.000), die deutsche Grundkarte (Maßstab 1:5.000) sowie Luftbilder und ggf. neue Luftaufnahmen durch Befliegungen des geplanten Trassenkorridors. Wichtig sind weiterhin die gültigen Flächennutzungspläne, Landschaftspläne und spezielle behördliche Unterlagen, wie z. B. geologische Karten. Anhand dieser Pläne wird versucht, eine möglichst kurze Trasse in Anlehnung an vorhandene Trassenbänder und Verkehrswege unter Berücksichtigung der Landschaft und der sonstigen Zwangspunkte zu finden. Unter Beachtung diverser Kriterien muss nach einer theoretischen Festlegung der Trasse im Übersichtsplan eine Trassenerkundung im Gelände und daraufhin ggf. eine Trassenoptimierung erfolgen. **43**

Grundsätzlich ist vor der Durchführung eines Raumordnungsverfahrens das Leitungsprojekt bei der Energieaufsichtsbehörde anzuzeigen, um rechtzeitig sicherzustellen, dass energiepolitische und sonstige übergeordnete Gesichtspunkte dem Projekt nicht entgegenstehen. Die Energieaufsichtsbehörde kann das Vorhaben untersagen, wenn Gründe des Gemeinwohls es erfordern. **44**

Um zu vermeiden, dass die Grobtrasse mit anderen Planungen kollidiert, wird das Leitungsprojekt möglichst frühzeitig mit den Trägern öffentlicher Belange und den Behörden besprochen. Dabei kommt es häufig zu Gegenvorschlägen oder Korrekturen und teilweise auch zu neuen Erkundungen im Gelände. **45**

### **3.2 Feintrassierung**

Zweck der Feintrassierung ist es, Grundlagen zu schaffen für **46**

- den Erwerb der Grundstücksrechte,
- die konstruktive Bearbeitung des Projektes,
- die Genehmigungsanträge und
- die Baupläne.



Die Feintrassierung beginnt mit der praktischen Festlegung der Trasse. Die Trasse wird unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Landesplanerischen Erörterung im Detail örtlich, z. B. mit den Trägern öffentlicher Belange, festgelegt.

- 47 Sofern sich Eigentümer/Pächter weigern, ihre Grundstücke zum Zwecke der Trassenerkundung und Vermessung betreten zu lassen, kann bei der Bezirksregierung das Duldungsrecht für jedes zu betretende Grundstück beantragt werden. Wird eine entsprechende Anordnung erlassen, muss der Grundstückseigentümer Handlungen, welche zur Planung und Trassierung erforderlich sind, dulden.
- 48 Auf der Grundlage von Flurkarten und der örtlichen Trassenvermessung wird der Trassierungsplan (Grundriss und Höhenprofil über der Leitung) erstellt. Hierin sind sämtliche Grundstücke, deren Eigentümer, die vorhandene Topographie sowie Nutzungen und Planungen dargestellt.
- 49 Eine Kopie des Trassierungsplanes wird durch Eintragung der Schutzstreifenflächen zum Wegerechtsplan ausgearbeitet. Zusammen mit den Eigentümerregistern, in denen alle vom Leitungsschutzstreifen betroffenen Eigentums- und Katasterverhältnisse sowie die Schutzstreifenflächen erfasst sind, bilden diese die Unterlagen für die Wegerechtsbeschaffung. Die Originale der Trassierungspläne werden durch Eintragung der Leitungskonstruktion und sonstiger für die Bauabwicklung erforderlichen Angaben zu Bauplänen ausgearbeitet.

### 3.3 Genehmigungsverfahren

- 50 Für Planung und Bau von Gasrohrnetzen sind eine Vielzahl von Gesetzen, Verordnungen, Vorschriften und Technischen Regeln zu beachten. Sie enthalten bindende Vorschriften.

Verordnungen oder Erlasse geben weitere Hinweise auf die Erfüllung der gesetzlichen Schutzziele. Die Schwierigkeit in der ständigen Anpassung an den technischen Entwicklungsstand umgeht der Gesetzgeber, indem er auf den Stand und die Regeln der Technik verweist.

- 51 Die Technischen Regeln für den Gasleitungsbau liegen vor in den Regelwerken
  - DVGW-Arbeitsblätter

- AD-Merkblätter (Arbeitsgemeinschaft Druckbehälter)
- DIN-Normen
- CEN-Normen.

Dabei wird im Energiewirtschaftsgesetz direkt Bezug auf die Regeln des DVGW genommen.

Aufgrund der Vorschriften des Landschaftsgesetzes, den Ergebnissen des Raumordnungsverfahrens und den Auflagen im Befreiungsbescheid ist der Nachweis zu erbringen, dass durch den Leitungsbau und -betrieb keine nachhaltige Beeinträchtigung des Naturhaushaltes vorgenommen wird. Entsprechende Schäden müssen ausgleichbar sein. Insbesondere bei größeren Projekten ist dieser Nachweis in einem landschaftspflegerischen Begleitplan mit Eingriffs- und Ausgleichsregelung darzustellen. Die Befreiung erfolgt durch die Untere Landschaftsbehörde (ULB) nach Anhörung des sogenannten Landschaftsbeirates. **52**

Sind die Kreuzungsstellen mit Verkehrsstraßen, Wasserläufen, Wasserschutzgebieten und fremden Versorgungsleitungen festgelegt, und sind weiterhin Konstruktion und Berechnung durchgeführt, werden die Kreuzungsanträge gestellt und wie beantragt genehmigt, wenn entsprechende Vorgespräche mit den zuständigen Behörden geführt worden sind. **53**

### **3.4 Wegerechtsbeschaffung**

Da Gasleitungen im allgemeinen mit einer Erdüberdeckung von 0,80–1,00 m verlegt werden und die Grundstückseigentümer die betroffenen Grundstücke weiterhin nutzen können, ist es für das Gasversorgungsunternehmen nicht erforderlich, diese käuflich zu erwerben. Vielmehr ist es ausreichend, dass ein Wegerecht für den Bau und den Betrieb der Leitung erteilt wird. **54**

Bei der Nutzung privater Grundstücke ist anzustreben, das Wegerecht durch die Eintragung einer beschränkten persönlichen Dienstbarkeit in das Grundbuch zu sichern. Diese Eintragung stellt sicher, dass das Gasversorgungsunternehmen berechtigt ist, die Leitung einschließlich der Nebenanlagen innerhalb des Schutzstreifens zu verlegen, zu betreiben, instand zu halten, ggf. zu verändern und das Grundstück hierfür jederzeit zu betreten und zu benutzen. Weiterhin ist im Grund- **55**

buch eintragen zu lassen, dass für die Dauer des Bestehens der Leitung in dem Schutzstreifen keine leitungsgefährdenden Einwirkungen vorgenommen werden dürfen. Die Eintragungsbewilligung hierzu ist notariell zu beglaubigen. Hierfür erhält der Grundeigentümer eine Entschädigung, die in der Regel für landwirtschaftlich genutzte Flächen mit 10–20% des Verkehrswertes errechnet wird.

- 56** Bei Grundstücken der öffentlichen Hand, die öffentlich-rechtlichen Zwecken dienen – z. B. Straßen, Bahnen, Wasserläufen usw. – ist es nach derzeitiger Rechtsprechung dem Gasversorgungsunternehmen zumutbar, einen schuldrechtlichen Gestattungsvertrag abzuschließen. Alle übrigen fiskalischen Grundstücke, die nicht öffentlich-rechtlichen Aufgaben dienen, z. B. landwirtschaftlich genutzte Flächen, Baugrundstücke o. ä., werden wie Privatgrundstücke behandelt, d. h., in die betroffenen Grundbücher wird eine Grunddienstbarkeit eingetragen.
- 57** In Abhängigkeit vom Planungsraum und insbesondere bei kürzeren Leitungen ist es meist möglich, durch private Verhandlungen mit den Grundstückseigentümern eine Einigung über die Erteilung und Sicherung der Wegerechte zu erzielen.

Ist trotz intensiver Verhandlungen keine wegerechtliche Vereinbarung zu erzielen, so kann das Wegerecht im Rahmen eines Planfeststellungs- und Besitzeinweisungsverfahrens (Enteignungsverfahren) erworben werden.

Das Verfahren führt nicht zu einer Vollenteignung, sondern nur zu einer Beszeinschränkung.

### **3.5 Besonderheiten bei der Trassierung von Gasverteilungsnetzen**

- 58** Für die Errichtung von Gasverteilungsnetzen werden nur ausnahmsweise Privatgrundstücke genutzt. Lediglich für die Verlegung der Hausanschlussleitungen werden die Privatgrundstücke in Anspruch genommen. Dies geschieht jedoch im Kontext des Anschlussvertrages, so dass die komplexe Wegerechtsbeschaffung nahezu vollständig entfällt. Die Verlegung der Hauptleitungen erfolgt normalerweise in den öffentlichen Flächen, vorzugsweise in den Gehsteigen. Die Wegebenutzung regelt der zwischen der Stadt und dem Versorgungs-

netzeigentümer abgeschlossene Wegebenutzungsvertrag. Darin sind u. a. festgelegt:

- die an die Stadt zu entrichtenden Gebühren – sog. Konzessionsabgaben
- die Folgepflichten z. B. bei notwendigen Umlegungen der Leitung
- Oberflächenwiderherstellung
- Regelungen für das Vertragsende

Wegebenutzungsverträge dürfen – nach neuem Recht – nicht exklusiv und nur mit begrenzter Laufzeit (< 20 Jahre) abgeschlossen werden.

Vor der Leitungserrichtung wird die Einordnung der Gasleitung in den Straßenraum mit der zuständigen städtischen Behörde festgelegt. Üblicherweise werden Gas- und Wasserleitungen zusammengelegt sowie Strom- und Fernmeldekabel. **59**

## **4 Leitungsbau**

### **4.1 Leistungsbeschaffung**

In der Regel verfügt der Bauherr nicht über eigenes Fachpersonal und Gerät, um die Gasleitungen ohne Vergabe von Aufträgen an Fremde zu bauen. Aufgabe der Gasversorgungsunternehmen als Bauherr ist es, geeignete Fachfirmen für die Errichtung der Gasleitung einzusetzen. Schon bei der Beschaffung sind die Regeln der Technik zu beachten wie auch die DIN- bzw. EN-Normen, Unfallverhütungsvorschriften und Sicherheitsregeln. Beim Einsatz verschiedener Dienstleister auf der Baustelle bleibt die Koordinierungsverantwortung beim Bauherrn. Die Beschaffung der Dienstleistungen zur Errichtung der Gasleitung erfolgt entweder durch Einzelausschreibung des Projektes bzw. auf der Basis von Standardleistungsbeschreibungen mit entsprechenden Preisverzeichnissen. **60**

Der Bauherr hat für eine der Art und dem Umfang des Bauvorhabens entsprechende Bauaufsicht zu sorgen, die fachlich geeignet sein und über entsprechende einschlägige Erfahrungen verfügen muss. Sie hat vor allem darauf zu achten, dass die Leitung insgesamt entsprechend den Bau- und Berechnungsunterlagen errichtet wird und alle gesetzlichen, berufsgenossenschaftlichen Vorschriften bzw. Verordnungen **61**

sowie die Regeln der Technik eingehalten werden. Von besonderer Bedeutung im Sinne der Gütesicherung einer Gasrohrleitung ist dabei die Prüfung der auf der Baustelle hergestellten Rohrverbindungen sowie der Rohrumhüllung und Einbettung.

- 62** Die Verlege- und Schweißarbeiten sind durch Rohrleitungsbauunternehmen oder durch Fachtrupps eines Gasversorgungsunternehmens durchzuführen. Die mit den Verlege- und Schweißarbeiten zu beauftragenden Rohrleitungsbauunternehmen müssen die dafür erforderliche Befähigung besitzen und nachgewiesen haben; diese gilt als erbracht, wenn das Rohrleitungsbauunternehmen eine DVGW-Bescheinigung nach dem DVGW-Arbeitsblatt GW 301 besitzt.

Die Verlege- und Schweißarbeiten sind durch sachkundige und erfahrene Aufsichtspersonen des Rohrleitungsbauunternehmens zu leiten.

- 63** Für die Bauausführung sind Lage- bzw. Baupläne zu erstellen. Vor Beginn der Arbeiten ist die vorgesehene Trasse rechtlich zu sichern, vor Ort zu kennzeichnen sowie ein Arbeitsstreifen festzulegen, der zum Bau der Gasrohrleitung erforderlich ist. Der Arbeitsstreifen soll insbesondere dem Leitungsdurchmesser, der Art und Menge des Aushubs und dem Maschineneinsatz angemessen sein; er hat eine größere Breite als der Schutzstreifen und wird nicht dinglich gesichert. Im Arbeitsstreifen liegende Versorgungsleitungen dürfen nicht gefährdet werden. Rohre und Rohrleitungsteile sind auf der Baustelle bis zum Einbau fachgerecht zu lagern. Das angelieferte Material ist auf Vollständigkeit, Kennzeichnung, Beschädigung, Mängel, Abmessungen, Prüfstempel u. a. zu überprüfen.

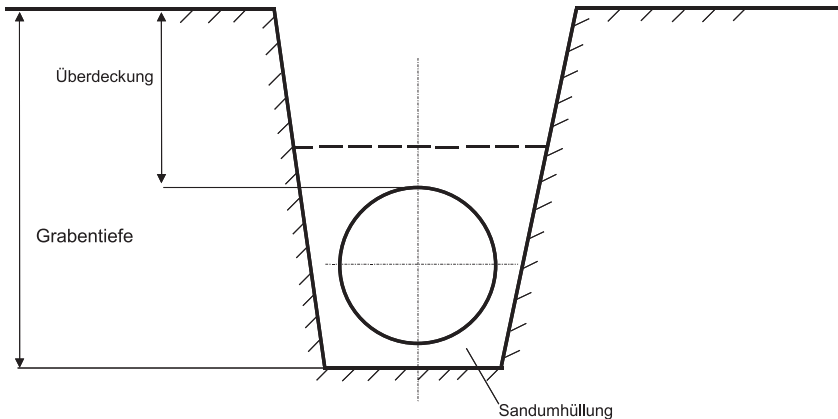
**4.2 Erdarbeiten****Rohrgrabenprofil**

Abb. 8: Grabenprofil beim Gas-Rohrleitungsbau (Quelle: RWE Gas AG)

Für die Verlegung von Gasleitungen aus Stahl oder Kunststoff wird in der Regel ein Rohrgraben hergestellt. Dies geschieht mit einem Bagger aber auch mit der Fräse oder für die Verlegung von Kunststoffleitungen in offenem Gelände auch mit dem Kabelpflug. Die Grabentiefe ergibt sich aus der geforderten Überdeckung der fertiggestellten Rohrleitung (nach DVGW Arbeitsblatt G 462/I 0,6 bis 1 m). Bei der Bemessung der Grabenbreite ist auf die einschlägigen Unfallverhütungsvorschriften zu achten. Bei betretbaren Gräben ist u. U. Grabenverbau einzusetzen. Bei entsprechend hohem Grundwasserspiegel muss sog. Wasserhaltung eingesetzt werden (Abpumpen des zulaufenden Wassers bzw. Absenken des Grundwasserspiegels durch Spülfilter).

**64**

Im Rohrgraben wird die Gasleitung durch Sandumhüllung gegen die Beschädigung durch Steine geschützt. Oberhalb der Sandumhüllung wird der Graben so wiederaufgefüllt, dass die entsprechende Standfestigkeit nach den einschlägigen Vorschriften der Straßenbauverwaltung gewährleistet werden kann.

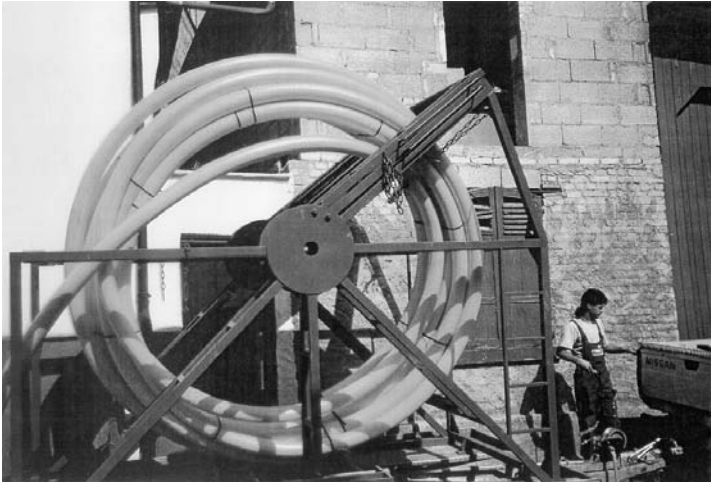
**65**

Zunehmend an Bedeutung gewinnen die grabenlosen Verlegeverfahren. Es stehen heute technisch anspruchsvolle ungerichtete Verfahren (z. B. Bodendurchschlagsrakete) und gerichtete Verfahren (z. B. Ho-

**66**

horizontalspülbohrverfahren) zur Verfügung. Letzteres eignet sich insbesondere für die Verlegung von Kunststoffleitungen und gestattet die wirtschaftliche Ausnutzung der Flexibilität dieses Werkstoffes.

## 4.2 Rohrverlegung



*Abb. 9:* Verlegung von PE-HD-Rohrstrang (Trommelware) (Quelle: WAVIN GmbH)

- 67 Die Stahlrohre werden seitlich am Rohrgraben vorgestreckt und durch Stumpfschweißen miteinander verbunden. Lediglich die sog. Einbindungsnähte zur Verbindung des neuen Rohrsystems mit dem schon in Betrieb befindlichen werden im Rohrgraben hergestellt. Vor dem Absenken des Rohrstranges ist die Rohrumhüllung auf Fehlstellen zu überprüfen und nachzuisolieren. Im Zuge des Leitungsbaues kann der minimale zulässige Biegeradius ausgenutzt werden. Bei größeren Richtungsänderungen ist der Einbau von Bögen erforderlich. Für eine satte Auflage des Rohres ist die sorgfältige Herstellung einer Grabensohle erforderlich.
- 68 Ähnlich erfolgt die Verlegung von Kunststoffrohren. Allerdings sind viel engere Biegeradien ohne Einbau von Krümmern oder Formstücken möglich. Beim Einsatz von Stangenware wird die zu verlegende Rohrleitung über oder neben dem Rohrgraben verschweißt und dann in den Rohrgraben abgesenkt. Dieses Verlegeverfahren wird hauptsächlich im Ortsbereich eingesetzt. Im freien Gelände, in ländlichen

Gebieten, in Baugebieten oder bei Sonderbauwerken kann das Verlegen auch mit Ringbunden oder von der Trommel erfolgen. Es sind dann Strecken von 1000 m am Stück möglich. Kunststoffrohre und Rohrleitungsteile mit scharfkantiger Beschädigung von über 10% der Mindestwanddicke dürfen nicht eingebaut werden.

## **5 Betrieb von Gasverteilungsnetzen**

### **5.1 Organisation von Gasnetzbetrieben**

Wichtige Vorschriften für die Organisation des Rohrnetzbetriebes finden sich in den DVGW Arbeitsblättern G 1000 – Qualifikation des leitenden Personals – und GW 200 – Organisation der Entstörung. **69**

Im Arbeitsblatt G 1000 ist festgelegt, welche Qualifikation die Leitung eines Gasversorgungsunternehmens aufweisen muss und welche Befugnisse ihm übertragen werden müssen (Unternehmerauswahl, Personalauswahl, Instandhaltungsentscheidungen etc.). **70**

In GW 200 werden die Anforderungen an den Bereitschaftsdienst definiert. Gasnetzbetreiber müssen nämlich einen Bereitschaftsdienst unterhalten, der so ausgerüstet, besetzt und in der Fläche präsent ist, dass er Gefahren aus auftretenden Störungen jederzeit und unverzüglich beheben kann. Heute wird davon ausgegangen, dass nach Eintreffen einer Störungsmeldung ein Beauftragter des Gasversorgers bei normalen Bedingungen innerhalb einer Frist von 30min an der Störungsstelle erscheint, bzw. geeignete Maßnahmen zur Schadensabwehr eingeleitet werden können. **71**

### **5.2 Dokumentation und Auskunftserteilung**

Gasnetzbetreiber müssen die von ihnen betriebenen Anlagen sorgsam dokumentieren. Dazu gehören insbesondere Bestandspläne über das Rohrleitungssystem. Dies werden in verschiedenen Maßstäben heute meist in digitaler Form geführt. **72**

Die Bestandspläne dienen als Grundlage für die Planung von Erweiterungen des Netzes aber auch dem sicheren Betrieb. Bereitschaftsfahrzeuge des Unternehmens führen diese Pläne mit sich. Fremden Tiefbauunternehmen ist aus den Plänen vor Beginn von Tiefbauar-



beiten Auskunft über die genaue Lage von Gasrohrleitungen zu erteilen. Aus diesem Grunde ist die Aktualität des Planwerkes von besonderer Bedeutung. Der Tiefbau hat eine Erkundigungspflicht.

- 74 Planwerke der Versorgungswirtschaft sind in DIN 2425 genormt. Neben den geometrischen Daten werden umfangreiche Sachdaten geführt. In digitalen Planwerken lassen sich beide Datenbestände für betriebliche Zwecke sinnvoll miteinander verbinden.

### 5.3 Odorierung

- 75 Erdgas ist von Natur aus geruchlos. Damit es auch bei geringsten Undichtigkeiten im Ortsnetz, aber vor allem in der häuslichen Inneninstallation auch von Laien leicht wahrgenommen werden kann, wird es spätestens vor der Einleitung in Verteilungsnetze mit einem Geruchsstoff dotiert. Geeignete Geruchsstoffe sind organische Schwefelverbindungen. Schwefelfreie Geruchsmittel befinden sich in der Erprobung. Die Zuführung des Odorstoffes erfolgt mengenproportional in Gasdruckregel- und Messanlagen durch Dosierpumpen. Die Odorierung ist in DVGW Arbeitsblatt G 280 beschrieben.
- 76 Die sogenannte Stoßodorierung, also die kurzzeitige Erhöhung der Konzentration des Odormittels, wird angewendet, um z. B. in alten Netzen und Inneninstallationen kleinste Undichten im Vorfeld zu lokalisieren.

## 5.4 Überwachung



Abb. 10: Leitungsbegehung mittels Gasspürgerät (Quelle: DVGW)

Die Überwachung von Gasnetzen gemäss DVGW-Arbeitsblatt G 465/I erfolgt auf verschiedene Weise. Gastransportleitungen außerhalb geschlossener Bebauungen werden in regelmäßigen Abständen mit Hubschraubern befliegen. So werden Veränderungen der Bodenvegetation durch kleine Gasleckagen und Baustelleneinrichtungen mit potenzieller Gefahr für die Rohrleitung rechtzeitig erkannt. Zur Überwachung des Zustandes von Stahlleitungen ist der kathodische Schutz soweit vorhanden gut geeignet. Beginnende Schäden z. B. an der Umhüllung machen sich in einem erhöhten Schutzstrombedarf bemerkbar. Besondere Messungen geben ebenfalls Aufschlüsse über elektrische Rohr-/Bodenkontakte.

77

Innerhalb geschlossener Bebauung werden Gasleitungen regelmäßig begangen. Der Leitungsbegeher führt ein Gasspürgerät mit sich. Dieses saugt Bodenluft an und überprüft die angesaugte Luft mit geeigneten Detektoren auf Methanspuren. Die Häufigkeit der Leitungsbegehung richtet sich nach dem Betriebsdruck und nach der Anzahl der pro km gefundenen Schäden. Ab einer bestimmten Schadensdichte ist die Auswechslung des betreffenden Abschnittes erforderlich.

78

## 6 Gasmessung und Gasabrechnung

### 6.1 Einleitung und Überblick

- 79 Basis für die Abrechnung von Gas ist die möglichst genaue Erfassung der im Abrechnungszeitraum gelieferten Energiemenge. Dies geschieht auf der Grundlage der bekannten Gasgesetze. Eine Schwierigkeit in der Praxis liegt darin, dass Erdgas als Naturprodukt ein Mischgas mit schwankender unterschiedlicher Zusammensetzung (also schwankendem Brennwert) ist und Erdgas in Betriebskubikmetern geliefert und gemessen wird.
- 80 Die in der öffentlichen Gasversorgung in Deutschland verteilten Brenngase nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 sind mittelbare Energieträger, bei denen die Energie in Form der brennbaren Bestandteile chemisch gebunden ist. Bezugsgröße eines Abrechnungsverfahrens kann daher nur die Ermittlung und Bewertung der in einem Abrechnungszeitraum übergebenen (übernommenen) Energiemenge sein.
- 81 Das Arbeitsblatt G 685 „Gasabrechnung“ (Ausgabe April 1993) regelt die Verfahren zur Ermittlung der Daten zur Abrechnung von Gasen, die dem DVGW-Arbeitsblatt G 260/I „Gasbeschaffenheit“ und G 260/II „Ergänzungsregeln für Gase der 2. Gasfamilie“ entsprechen.
- 82 Die Abrechnung von Gas erfolgt auf der Grundlage der im Gas chemisch gebundenen Wärmeenergie. Dazu wird der für die Abrechnung verwendete Brennwert des Gases bestimmt und die gelieferte Gasmenge ermittelt. Die gelieferte Energiemenge wird in Kilowattstunden (kWh) aus der Gasmenge und dem Abrechnungsbrennwert nach folgender Beziehung ermittelt:

$$Q = V_n \cdot H_{o,n}$$

Mit

$$V_n = V_b \cdot z$$

und

$$z = \frac{(p_{\text{eff}} + p_{\text{amb}} - \varphi \cdot p_s) \cdot T_n}{p_n \cdot T \cdot K}$$

Hierin bedeuten:

Q Energie der gelieferten Gasmenge in kWh

$V_n$  Normvolumen in  $\text{m}^3$

$H_{o,n}$	Brennwert in kWh/m <sup>3</sup>
$V_b$	Betriebsvolumen in m <sup>3</sup>
$z$	Zustandszahl
$p_{eff}$	Effektivdruck des Gases
$p_{amb}$	Luftdruck
$\varphi \cdot p_s$	Partialdruck des Wasserdampfes
$p_n$	Normdruck
$T_n$	Normtemperatur
$T$	Gastemperatur
$K$	Kompressibilitätszahl

## 6.2 Ermittlung der Gasmenge

Die Ermittlung des Normvolumens  $V_n$  geschieht durch Messung des Betriebsvolumens  $V_b$  und dessen Umwertung oder Umrechnung in den Normzustand nach folgender Beziehung: 83

$$V_n = V_b \cdot z$$

mit

$$z = \frac{(p_{eff} + p_{amb} - \varphi \cdot p_s) \cdot T_n}{p_n \cdot T \cdot K}$$

### 6.2.1 Messung des Betriebsvolumens

Das Betriebsvolumen  $V_b$  ist mit geeichten Gaszählern, die für den jeweiligen Anwendungsfall geeignet sind, entsprechend den anerkannten Regeln der Technik zu messen. 84

Zur mengenmäßigen Erfassung von Gas, genauer von Erdgas, werden in Deutschland heute überwiegend Verdrängungs- und Strömungsgaszähler sowie Wirkdruckgaszähler eingesetzt.

### Verdrängungsgaszähler

Verdrängungsgaszähler sind unmittelbare Volumenzähler, bei denen die physikalische Eigenschaft des Gases, jeden umgrenzenden Raum vollständig auszufüllen, genutzt wird. Die Messkammern dieser Zähler werden periodisch gefüllt und geleert, die Summe der Teilvolu- 85

mina oder Füllungen wird im Zählwerk addiert. Das durchgeströmte Volumen  $Q$  entspricht der Zahl der Füllungen  $n$  mal dem Messkammerinhalt  $V$ , also

$$Q = n \cdot V$$

- 86 Alle Verdrängungsgaszähler sind unabhängig vom Strömungsprofil. Sie messen das Volumen des Gases im Betriebszustand, also bei vorliegendem Druck, Temperatur und Brennwert des Gases. Als Antriebskraft für den Zähler dient die Druckdifferenz zwischen Ein- und Ausgang des Messgerätes, die Antriebsenergie wird dem durchströmenden Gas entnommen.

Arten von Verdrängungsgaszählern sind:

- Balgengaszähler
- Drehkolbengaszähler.

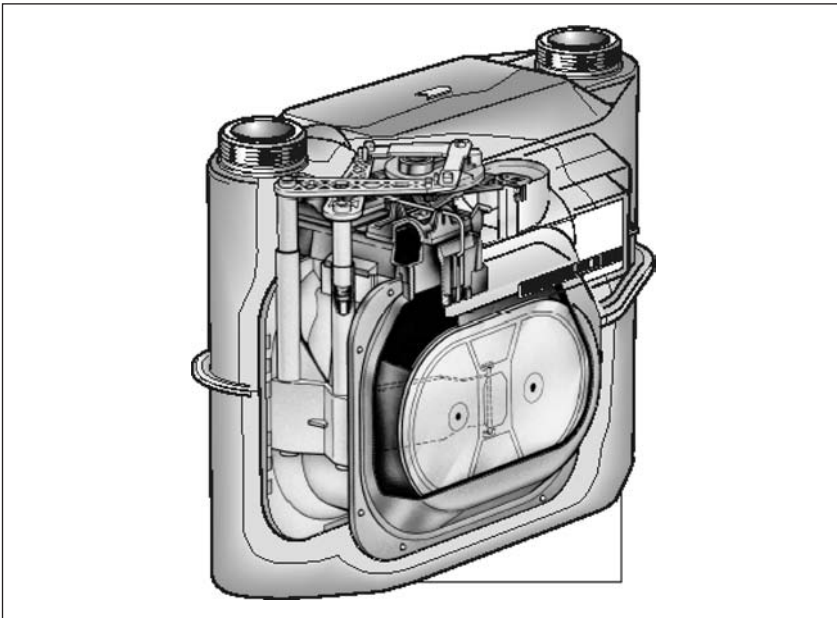


Abb. 11: Darstellung Balgengaszähler (Quelle: Elster GmbH)

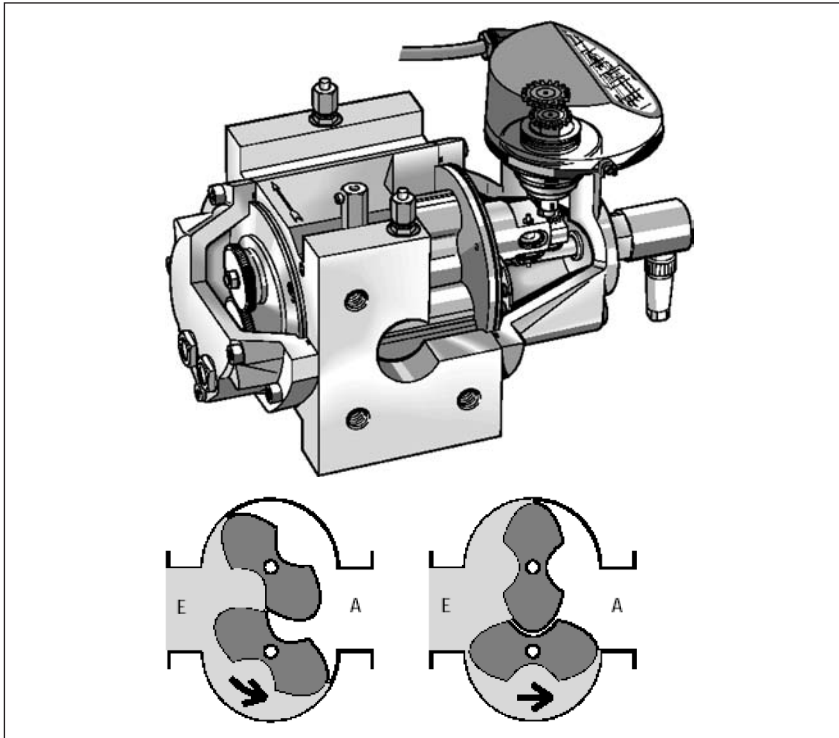


Abb. 12: Drehkolbengaszähler, Darstellung (L) und Funktionsprinzip (R)  
(Quelle: Elster GmbH)

### Strömungsgaszähler

Bei Strömungsgaszählern erfolgt die Volumenmessung mittelbar durch von der Strömung bewegte oder periodisch beeinflusste unbewegliche Messorgane. Die Volumenmessung wird auf eine Geschwindigkeitsmessung zurückgeführt. Man unterscheidet Turbinenradzähler, bei denen ein mit Schaufeln versehenes Rad durch Strömungskräfte in Drehung versetzt wird, und Wirbelgaszähler, bei denen – durch entsprechende Einbauten erzeugte – periodische Strömungswirbel für die Zählung benutzt werden. Die Drehfrequenzen des Turbinenrades bzw. die Wirbelfrequenzen sind proportional zur mittleren Strömungsgeschwindigkeit, d. h. zum Volumendurchfluss. Ebenso zu den Strömungsgaszählern sind die Ultraschallgaszähler zu zählen.

87

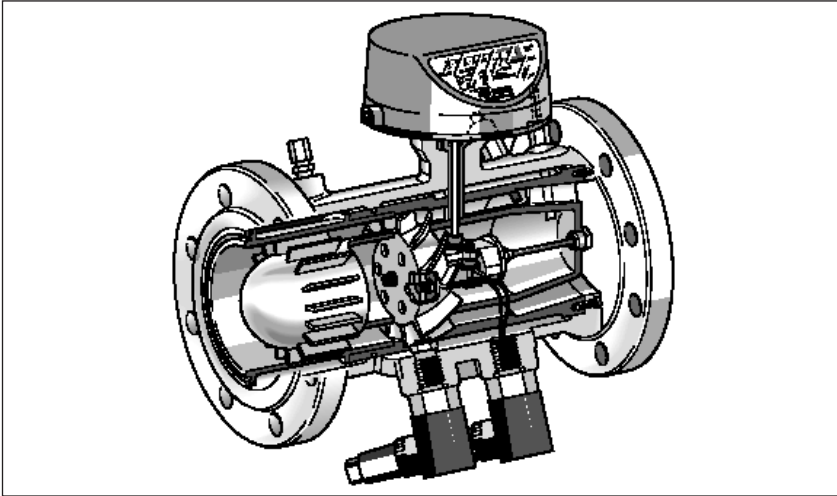


Abb. 13: Darstellung Turbinenradgaszähler (Quelle: Elster GmbH)

### Wirkdruckgaszähler

- 88 Wirkdruckgaszähler haben eine erhebliche Bedeutung bei der Messung sehr großer Durchflüsse in Erdgastransportleitungen. Sie bestehen aus einer Messstrecke mit Wirkdruckgeber (Düse oder Blende) und einem Durchfluss-Messgrößenumformer. Es wird unterschieden zwischen dem Primärgerät, also der Messstrecke, und den Sekundärgeräten, das sind die Messwertaufnehmer und der Rechner.
- 89 An dem in die durchströmte Rohrleitung eingebauten Drosselgerät (Düse oder Blende) ergibt sich infolge der Querschnittsverengung eine Erhöhung der Strömungsgeschwindigkeit. Die hierdurch entstehende Druckdifferenz  $\Delta p$  – der „Wirkdruck“ – ist ein Maß für den Durchfluss. Die Bestimmung des Gasdurchflusses erfolgt im nachgeschalteten Rechner mit Hilfe der von den Messaufnehmern in der Messstrecke ermittelten Messgrößen.

### 6.2.2 Ermittlung des Normvolumens

- 90 Das Normvolumen wird aus dem Betriebsvolumen, welches mit geeichten Gaszählern gemessen wird, gemäß den o. a. Gleichungen ermittelt, wobei die Kompressibilität des Gases gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 486 zu berücksichtigen ist. Bei  $p_{\text{eff}} < 1$  bar kann  $K = 1$  verwendet werden.

- Die Ermittlung des Normvolumens erfolgt: 91
- durch Umwertung des Betriebsvolumens
  - oder
  - durch Umrechnung des Betriebsvolumens

### 6.2.3 Ermittlung des Normvolumens durch Umwertung des Betriebsvolumens

Die Umwertung erfolgt durch Messung mit geeichten Umwertern.

#### Mengenwertung

Die Grundaufgabe eines Mengenumwerters besteht darin, das von einem Gaszähler im Betriebszustand gemessene Volumen  $V_b$  einer Gasmenge auf das im Normzustand gedachte Volumen dieser Gasmenge, das Normvolumen  $V_n$  selbsttätig umzuwerten und damit Mengenangaben in Volumeneinheiten zu schaffen, die vom jeweiligen Betriebszustand unabhängig und damit vergleichbar sind. 92

Als Normzustand eines Gases gilt in Deutschland der Bezugszustand, der gekennzeichnet ist durch 93

den Normwert des Druckes  $p_n = 1,01325 \text{ bar}$

und

den Normwert der Temperatur  $T_n = 273,15 \text{ K} = 0 \text{ }^\circ\text{C}$ .

- Zustandszahl und Kompressibilitätszahl 94

Das Verhältnis  $V_n / V_b = z$  heißt Zustandszahl. Sie ist vom jeweiligen Zustand des Gases abhängig.

Reale Gase, u. a. Erdgase, weichen in ihrem Verhalten von der allgemeinen Zustandsgleichung für ideale Gase ab bzw. erfüllen sie annähernd nur bei niedrigen Drücken. Durch Einführung eines Korrekturfaktors (Realgasfaktor  $z_{p,T}$ ) wird diese Abweichung im Verhalten realer Gase berücksichtigt.

Das Verhältnis der Realgasfaktoren

$$K = \frac{z_{p,t}}{z_n}$$

heißt Kompressibilitätszahl.



### Einteilung der Mengenumwerter

- 95 Zustandsmengenumwerter werten das mit dem Volumenmessgerät im Betriebszustand gemessene Volumen ( $V_b$ ) in das Volumen im Normzustand des trockenen Gases ( $V_n$ ) um. Die Geräte arbeiten mechanisch (z. T. mit elektrischer Hilfsenergie) oder elektronisch und berücksichtigen die veränderlichen Zustandsgrößen wie Gasdruck und Gastemperatur; die relative Feuchte kann im allgemeinen vernachlässigt werden.
- 96 Zur Bestimmung des Volumens im Normzustand ist bei der Mengenummessung von Erdgas die vom Druck, von der Temperatur und von der Gaszusammensetzung abhängige Kompressibilitätszahl  $K$  entsprechend der Technischen Richtlinie G 9 der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (PTB) „Berechnung von Realgasfaktoren und Kompressibilitätszahlen“ bzw. entsprechend DVGW-Arbeitsblatt G 486 „Realgasfaktoren und Kompressibilitätszahlen von Erdgasen; Berechnung und Anwendung“ zu berücksichtigen.
- 97 Entsprechend dem DVGW-Arbeitsblatt G 486 werden folgende Arten von Zustands-Mengenumwertern unterschieden:
- Idealgas-Mengenumwerter ZMU I: ohne messtechnische Berücksichtigung der Kompressibilität ( $K = 1$ ), i. a. ausreichend für  $p < 5$  bar
  - Mengenumwerter ZMU II: mit konstanter Kompressibilitätszahl ( $K = \text{konst}$ , ungleich 1), im Allgemeinen ausreichend für  $p < 11$  bar
  - Realgas-Mengenumwerter ZMU III: mit variabler Kompressibilitätszahl als Funktion von Druck und Temperatur ( $K = f(p, T)$ ), ggf. parametrierbar für eine Gasbeschaffenheit.

Weitere Arten von Mengenumwertern sind:

- Dichte-Mengenumwerter
- Brennwert-Mengenumwerter.

### 6.2.4 Ermittlung des Normvolumens durch Umrechnung des Betriebsvolumens

- 98 Nach DVGW-Arbeitsblatt G 685 „Gasabrechnung“ (Ausgabe April 1993), mit einer Gliederung des Anwendungsbereiches in 3 Verfahrensgebiete I, II und III, ist die Ermittlung des Normvolumens durch

Umrechnung nur zulässig in den Verfahrensgebieten I und II; das heißt, die Ermittlung des Normvolumens kann nur für Zählergrößen mit  $Q_{\max} < 650 \text{ m}^3/\text{h}$  und mit einem Effektivdruck  $p_{\text{eff}} < 1 \text{ bar}$  durch Umrechnung erfolgen.

### **Ermittlung der Umrechnungsgrößen**

#### **– Temperatur**

Bei Drücken über 1 bar und/oder Zähler größer G 250 wird die Temperatur durch Umwertung berücksichtigt. 99

Das DVGW-Arbeitsblatt G 685 (Ausgabe April 1993) sieht vor als Übergangslösung bis zur Einführung temperaturumwertender (TC) Gaszähler, dass die Gastemperatur bei Zählern ohne Temperaturumwertung als Festwert mit 288,15 K (15° C) anzusetzen ist.

Bei Gaszählern mit  $Q_{\max} > 25 \text{ m}^3/\text{h}$ , d. h. bei Gaszählern größer G 10, können auch andere Temperaturen verwendet werden. In diesem Fall ist zumindest stichprobenweise durch Messung in der Anlage oder in vergleichbaren Anlagen zu dokumentieren, dass die verwendete Temperatur besser mit der tatsächlichen durchschnittlichen Gastemperatur übereinstimmt.

#### **– Luftdruck**

Bei Messanlagen 100

- größer 1 bar
- kleiner 1 bar, aber mit Gaszählern der Größen  $> G 250$

wird der Luftdruck gemessen, da hier geeichte Umwerter einzusetzen sind, die den tatsächlichen Luftdruck bei der Umwertung berücksichtigen.

Bei allen anderen Messanlagen wird als Luftdruck der langjährige mittlere Luftdruck der jeweiligen Höhenzonen über NN in das Berechnungsverfahren eingesetzt. Zur Schaffung einheitlicher Abrechnungsgebiete ist das Versorgungsgebiet des GvU in Höhenzonen zu 100 m oder kleiner zu unterteilen. Diese sind mit einem einheitlichen mittleren Luftdruck abzurechnen.

Der mittlere Luftdruck errechnet sich dann wie folgt:

$$p_{\text{amb}} = 1016 - 0,12 \times H \text{ (mbar)}$$

mit  $H$  = mittlere geodätische Höhe der Höhenzone in m.

### – Effektivdruck

#### 101 Bei Messanlagen

- größer 1 bar
- kleiner 1 bar, aber mit Gaszählern der Größen  $> G 250$

wird der Effektivdruck  $p_{\text{eff}}$  gemessen, da hier geeichte Umwerter einzusetzen sind. Bei allen anderen Messanlagen wird der Messdruck durch das zugeordnete (vorgeschaltete) Regelgerät vorgegeben. Der eingestellte Ausgangsdruck (Überdruck) ist der Messdruck.

### 6.3 Ermittlung des Brennwertes

102 Vom Verteilnetzbetreiber oder von den vorgelagerten Transportnetzbetreibern sind an einer oder mehreren repräsentativen Stellen mittels geeigneter und zur Messung zugelassener Geräte die Einspeisebrennwertkontinuierlich zu messen und zu registrieren. Auf der Basis dieser Daten ist der für die Abrechnung der Gaslieferung an den Kunden zugrunde zu legende Abrechnungsbrennwert zu ermitteln.

103 Nach dem in Deutschland gültigen Gesetz über das Mess- und Eichwesen, kurz Eichgesetz, ist festgelegt, dass Messgeräte zur unmittelbaren oder mittelbaren Bestimmung u. a. der thermischen oder elektrischen Energie oder Leistung geeicht (beglaubigt) sein müssen, wenn sie im geschäftlichen Verkehr Verwendung finden. Die Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB) hat in der Vergangenheit lange Zeit nur Kalorimeter für die Brennwertermittlung von Gasen für eichfähig befunden. Seit 1991 sind auch Prozess-Gaschromatographen in eichfähiger Version zugelassen.

104 Die Bestimmung des Brennwertes, der zur Abrechnung verwendet wird, erfolgt grundsätzlich auf der Grundlage von gemessenen Brennwerten.

- Die Messung von Brennwerten erfolgt durch zugelassene Geräte (Kalorimeter, Gaschromatographen).

- Die Messung kann vom Vorlieferanten oder vom Gasversorgungsunternehmen selbst vorgenommen werden.
- Die Messung ist an repräsentativen Stellen vorzunehmen.
- Die Messung liefert Einzelwerte, aus denen der für den Abrechnungszeitraum gültige Mittelwert nach festgelegten Verfahren errechnet wird.

Bei zeitlicher Änderung des Einspeisebrennwertes an einer oder mehreren Einspeisestellen eines Netzes wird der Abrechnungsbrennwert als Mittelwert der Einspeisebrennwerte ermittelt. Werden im Versorgungsgebiet eines Gasversorgungsunternehmens in räumlich getrennten Netzen Gase mit unterschiedlichen Brennwerten verteilt, so sind die Abrechnungsbrennwerte für jedes dieser Netze zu ermitteln.

**105**



# Prozessbegleitende Gasverteilnetzsimulation bei nicht vollständiger Messinfrastruktur

*Hans-Peter Beck, Cathrin Schröder, Ernst-August Wehrmann*

*Aufgrund der Liberalisierung und Regulierung der Elektrizitäts- und Gasmärkte haben auch regionale Gasversorgungsunternehmen entsprechend den Betreibern von Transportnetzen Netzbetrieb und Handel zu „unbündeln“, einen objektiven, diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewährleisten und demzufolge auch die Durchleitung von nominierten Mengen und Leistungen durch die Netze zu ermöglichen.*

*Der Beitrag behandelt Gasnetzsimulationen von Verteilnetzen mit nicht vollständiger Messinfrastruktur. Die auf dem Markt erhältliche Software, die im Transportnetzbereich sehr zufrieden stellend bereits eingesetzt wird, kann im Verteilnetzbereich aufgrund der häufig vorkommenden nicht ausreichenden Messinfrastrukturausstattung bisher nicht angewendet werden. Zur Unterstützung des Dispatchings in der Optimierung von Bezug und Netzführung und zur Berechnung freier Kapazitäten wäre der Einsatz einer prozessbegleitenden Gasnetzsimulation jedoch wünschenswert.*

*Im Beitrag soll ein Ansatz zur Beobachtung der nicht gemessenen abgehenden Volumenströme vorgestellt werden. Basis der Überlegungen ist die Beobachtertheorie aus der Regelungstechnik. Der vorgestellte Knotenlastbeobachter basiert auf dem in der Regelungstechnik bekannten Störgrößenbeobachter, der hier zur Beobachtung nicht bekannter Systemeingangsgrößen eingesetzt wird.*

## Inhaltsübersicht

	Rn		Rn		
1	Einleitung	1–6	5.1	Simulationsergebnisse bei drei nicht gemessenen abgehenden Gasflüssen	23–26
2	Aufbau des Knotenlastbeobachters	7–16	5.2	Simulationsergebnisse bei vier nicht gemessenen abgehenden Gasflüssen	27–31
3	Untersuchungsobjekt	17	6	Zusammenfassung und Ausblick	32–36
4	Simulation mit Matlab <sup>TM</sup> und Simulink <sup>TM</sup>	18–21	7	Literatur	
5	Simulationsergebnisse	22			

## 1 Einleitung

- 1 Im Zuge der Liberalisierung der europäischen Energiemärkte, die in deutsches Recht mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)<sup>1</sup> umgesetzt wurde, ergeben sich auch für die Gasverteilnetzbetreiber einige neue Aufgaben. Die Regulierung, die zunächst besonders im Sektor der elektrischen Energie angesetzt hat, setzt diese Anforderungen seit einiger Zeit auch konsequent im Gasbereich um. Somit haben regionale Gasversorgungsunternehmen entsprechend den Betreibern von Transportnetzen Netzbetrieb und Handel zu „unbündeln“, einen objektiven, diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewährleisten und demzufolge auch die Durchleitung von nominierten Mengen und Leistungen durch die Netze zu ermöglichen.
- 2 Für die Ermittlung der vorhandenen freien Transportkapazitäten ist eine hoch auflösende Kenntnis des Prozesszustandes unabdingbar. Die eingesetzten Leitsysteme von regionalen Gasversorgungsunternehmen sind zur Wiedergabe eines genauen Prozesszustandes, also sämtlicher Rohrflüsse und Knotendrucke, aufgrund der in der Regel nicht vollständigen Messinfrastruktur nicht in der Lage. Angesichts der Messinfrastruktursituation, wie beispielhaft in Abbildung 1.1 dargestellt, ist der Einsatz von herkömmlicher Gasnetzsimulationssoftware im Gasverteilnetzbereich bisher ebenfalls nicht möglich. Zur Berechnung eines Prozesszustandes mit dem Leitsystem oder einem auf dem Markt erhältlichen Simulationsprogramm ist eine „online“ Messung, d.h. eine Messung in einem festen kurzen Zyklus von z.B. 12 Minuten, sämtlicher zu- und abgehender Gasflüsse erforderlich. Im Gasverteilnetzbereich ist eine solche Messinfrastrukturausstattung wirtschaftlich nicht vertretbar und vermutlich nicht im Sinne des Regulierers in Bezug auf eine günstige Verteilung des Gases zur Reduzierung der Netznutzungsentgelte.
- 3 Daneben ist nach § 29 Abs. 1 der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV)<sup>2</sup> die Abwicklung, gemeint ist sowohl die Abrechnung als auch die Nominierung, von Gaslieferungen für Letztverbraucher mit einer Jahresabnahme von weniger als 1.500.000 kWh mit Hilfe von verein-

---

1 Vgl. dazu den Beitrag von *Brandt* im HbE unter Nr. 5301. Der Gesetzestext ist zu finden unter Nr. 11311.

2 Die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) ist im HbE abgedruckt unter der Nr. 11410.

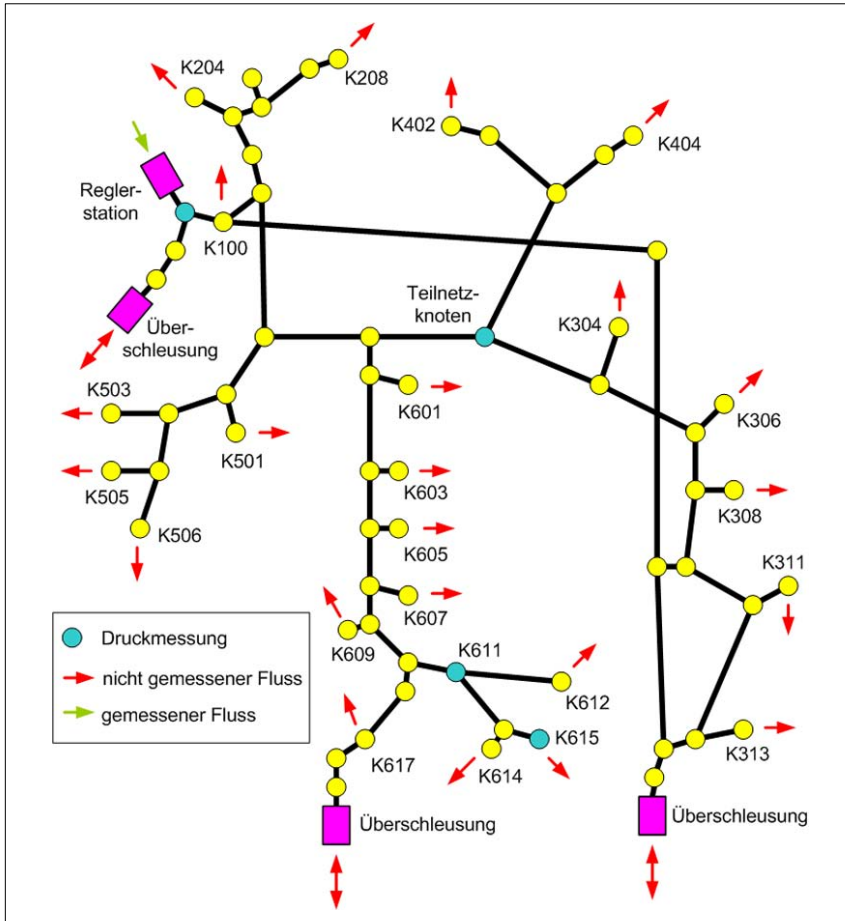


Abb. 1.1: Schema eines Gasverteilnetzes der E.ON Thüringer Energie AG

fachten Verfahren (z.B. Standardlastprofilen) anzuwenden. Aufgrund der Kosten, die Messungen nicht nur durch die Installation, sondern auch durch die Fernübertragung und Wartung verursachen, wird so lange wie möglich versucht, die Abwicklung über Lastprofile durchzuführen.

Dennoch erscheint der Einsatz einer prozessbegleitenden Gasnetzsimulation zur Unterstützung des Dispatchings zur Optimierung von Netzsteuerung und zur Berechnung freier Transportkapazitäten, parallel zum Leitsystem und damit unabhängig vom Steuerprozess des Netzes, sinnvoll.

4



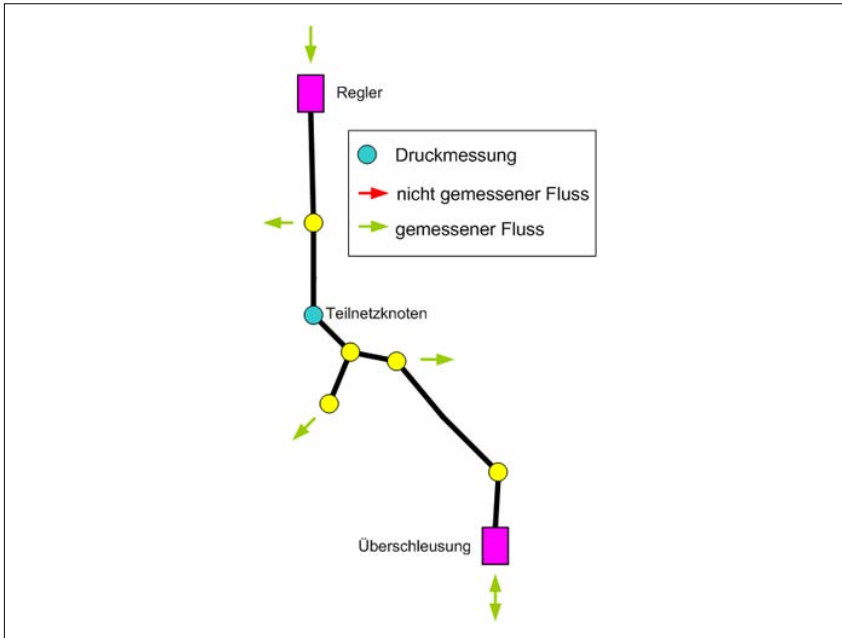


Abb. 1.2: Schema eines Gastransportnetzes

- 5 Prozessbegleitende bzw. auch zusätzlich mit einer Prognose kombinierte, vorausschauende Gasnetzsimulationen zur Berechnung eines in naher Zukunft liegenden Prozesszustandes werden bevorzugt im Gastransportnetzbereich eingesetzt, weil dort die erforderliche „online“ Messung sämtlicher zu- und abgehender Gasflüsse, wie in Abbildung 1.2 dargestellt, häufig vorhanden ist. Für Gasverteilnetze kann sie allerdings nicht mit der auf dem Markt erhältlichen Software wie z.B. von PSI AG [1] ohne Änderungen zufrieden stellend angewendet werden.
- 6 In diesem Beitrag soll ein Ansatz zur Beobachtung der nicht gemessenen abgehenden Volumenströme vorgestellt werden. Basis dieser Überlegungen ist die Beobachtertheorie aus der Regelungstechnik, die mit Hilfe der bekannten Systeminformationen und der vorhandenen Messinformationen die nicht gemessenen Knotenabnahmen schätzt. Das Beobachtungssystem zur Nachbildung nicht gemessener abgehender Gasflüsse wird basierend auf seinem Einsatzzweck im Folgenden kurz mit Knotenlastbeobachter bezeichnet.

## 2 Aufbau des Knotenlastbeobachters

Angenähert an die Blockschaltalgebra, die gerne zur Darstellung von Systemstrukturen in der Regelungstechnik eingesetzt wird, ist in Abbildung 2.1 der Knotenlastbeobachter abgebildet. Das betrachtete System, reales Gasverteilnetz, wird durch zum Teil gemessene und zum Teil nicht gemessene Eingangsdaten gespeist und von den inneren Zuständen werden die im Ausgangsvektor  $\underline{y}_{gemessen}$  zusammengefassten Größen gemessen. Aus diesen messtechnisch erfassten Informationen kann jedoch so noch nicht auf die inneren Zustände geschlossen werden und ein Prozesszustand generiert werden. Eine mathematische Modellierung des realen Gasverteilnetzes mit dem Ziel der Bestimmung der inneren Prozesszustände  $\underline{\hat{x}}$  ist in Abbildung 2.1 im unteren Teil dargestellt. Das dynamische System Gasverteilnetz wird dabei zunächst ganz allgemein durch

$$\begin{aligned}\dot{\underline{\hat{x}}} &= \underline{A} \cdot \underline{\hat{x}} + \underline{B} \cdot \underline{u} \\ \underline{\hat{y}} &= \underline{C} \cdot \underline{\hat{x}} + \underline{D} \cdot \underline{u}\end{aligned}$$

mit dem Zustandsvektor  $\underline{\hat{x}}$ , den Ausgangsgrößen  $\underline{\hat{y}}$  und den Eingangsdaten  $\underline{u}$  beschrieben werden.

Der Zustandsvektor

$$\underline{\hat{x}} = \begin{bmatrix} p_1 \\ q_2 \\ \vdots \\ q_{n-1} \\ p_n \end{bmatrix}$$

beinhaltet dabei die einzelnen Knotendrucke und Rohrflüsse des betrachteten Gasnetzes, die zur Bestimmung des Prozesszustandes von Interesse sind. Ausgangsgrößen

$$\underline{\hat{y}} = \begin{bmatrix} p_1 \\ \vdots \\ p_r \end{bmatrix}$$

sind bei der hier zugrunde gelegten Herleitung des Differentialgleichungssystems eines Rohrnetzes nach Vollmer [6] die Drücke der

Netzknoten. Dabei kann es sich um Randknoten oder mitten im Teilnetz befindliche Knoten handeln. Die Eingangsgrößen

$$\underline{u} = \begin{bmatrix} q_{ab,1} \\ \vdots \\ q_{ab,m} \end{bmatrix}$$

$$\dot{p}_{kno}(i) = \frac{c_T^2}{V_{kno}(i)} \cdot \left( \sum_{j=1}^{n_{ror}} k(i,j) \cdot q_{ror}(j) - q_{ab}(i) \right)$$

stellen bei dieser mathematischen Modellierung die zu- bzw. abfließenden Gasflüsse an den Knoten dar. Die das Gasnetz beschreibenden Matrizen  $\underline{A}$ ,  $\underline{B}$ ,  $\underline{C}$  und  $\underline{D}$  erhält man nach Vollmer [6] basierend auf den physikalischen Grundgleichungen einer eindimensionalen Rohrströmung, der Kontinuitätsgleichung und der Impulsbilanz, unter der Annahme des „Langrohrmodells“ durch Aufstellung der Knoten- und Rohrgleichungen

$$\dot{q}_{ror}(j) = \underline{f}^T \cdot \begin{bmatrix} q_{ror}(j) \\ p_{kno}(i) \\ p_{kno}(k) \end{bmatrix}$$

für jeden Knoten und jedes Rohr des Teilnetzes mit

$$\underline{f} = \begin{bmatrix} -\frac{2 \cdot \lambda(j) \cdot c_T^2}{d(j) \cdot F(j)} \cdot \left( \frac{|q_{ror}(j)|}{(p_{kno}(i) + p_{kno}(k))} \right)_{AP} \\ \frac{-k(i,j) \cdot F(j)}{2 \cdot \Delta z(j)} + \frac{\lambda(j) \cdot c_T^2}{d(j) \cdot F(j)} \cdot \left( \frac{q_{ror}(j) \cdot |q_{ror}(j)|}{(p_{kno}(i) + p_{kno}(k))^2} \right)_{AP} \\ \frac{-k(k,j) \cdot F(j)}{2 \cdot \Delta z(j)} + \frac{\lambda(j) \cdot c_T^2}{d(j) \cdot F(j)} \cdot \left( \frac{q_{ror}(j) \cdot |q_{ror}(j)|}{(p_{kno}(i) + p_{kno}(k))^2} \right)_{AP} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f(j,1) \\ f(j,2) \\ f(j,3) \end{bmatrix},$$

der Rohrreibungszahl  $\lambda$ ,  
 der Schallgeschwindigkeit  $c_T$ ,  
 dem Rohrleitungsdurchmesser  $d$ ,  
 der Rohrquerschnittsfläche  $F$ ,  
 der Ortsschrittweite  $\Delta z$   
 und der Rohrrauhigkeit  $k$ .

- Die Matrix  $\underline{A}$  ist abhängig von der speziellen Topologie des Gasnetzes, d.h. sie beinhaltet die Verknüpfungen der Rohre und Knoten. An welchen Knoten die abgehenden Gasflüsse greifen, beschreibt die Matrix  $\underline{B}$ . Die Ausgangsmatrix  $\underline{C}$  legt dar, welche der Systemzustandsgrößen  $\underline{\hat{x}}$  gemessen werden und damit als Ausgangsgrößen  $\underline{\hat{y}}$  zur Verfügung stehen. Die sogenannte Durchgangsmatrix  $\underline{D}$  ist gekennzeichnet durch den Anteil der Eingangsgrößen  $\underline{u}$ , die direkt auf die Ausgänge  $\underline{\hat{y}}$  wirken. Im System Gasverteilnetz ist solch ein Durchgangsverhalten der Eingangsgrößen nicht vorhanden und damit ergibt sich die Durchgangsmatrix  $\underline{D}$  folglich zu  $\underline{0}$ . Die mathematische Modellierung des Gasverteilnetzes hängt erwartungsgemäß zu einem nicht zu vernachlässigbaren Anteil von den Parametern der Rohrleitungen wie z.B. der Rohrrauigkeit oder Rohrreibungszahl ab, die zum Teil mit großer Unsicherheit geschätzt wurden, da sie messtechnisch nicht oder nur mit großem Aufwand erfasst werden können. **9**
- Dem mathematischen Modell in Abbildung 2.1 unten können verständlicherweise nur die messtechnisch erfassten Größen als Information zugeführt werden. Da, wie in der Einleitung erläutert, nicht alle Knotenabflüsse in Gasverteilnetzen aus Kostengründen gemessen werden können, kann nur der messtechnisch erfasste Anteil  $\underline{u}_{gemessen}$  dem Modell als Eingangsdatensatz dienen. **10**
- Wird nun der aus dem mathematischen Modell folgende Ausgangsvektor  $\underline{\hat{y}}$  mit dem im realen System gemessenen Ausgangsvektor verglichen und die Differenz der beiden Vektoren über eine Gewichtungsmatrix  $\underline{G}$  dem Modell wieder zugeführt, dann bezeichnet man diese Struktur in der Regelungstechnik als Luenberger Beobachter. Die Gewichtungsmatrix greift also in die Berechnung des Zustandsvektors  $\underline{\hat{x}}$  nur dann ein, wenn eine Differenz zwischen dem berechneten und dem tatsächlichem Ausgangsvektor besteht und wirkt dieser Abweichung, einem Zustandsregler ähnlich, entgegen. **11**
- Die Theorie des Luenberger Beobachters besagt, dass der sich ergebende Zustandsvektor  $\underline{\hat{x}}$  dann den Prozesszustand des realen Gasverteilnetzes approximiert, sobald bei vollständigem Eingangsdatensatz der berechnete Ausgangsvektor  $\underline{\hat{y}}$  mit den realen Ausgangsgrößen  $\underline{y}_{gemessen}$  übereinstimmt. Der untere eingerahmte Teil in Abbildung 2.1 stellt ganz allgemein einen Luenberger Beobachter dar, der bei vollständiger Kenntnis der Randwerte, d.h. der Eingangs- und Aus-

gangsgrößen des Systems, den Prozesszustand berechnet und von Lappus [5] für Gasverteilnetze erstmals eingesetzt wurde. Dieses Verfahren wird z.B. in der anerkannten Gasnetzsimulationssoftware PSIGanesi der Firma PSI AG [1] eingesetzt. Da jedoch in Gasverteilnetzen die Randwerte des Systems nicht vollständig bekannt sind, führt diese Simulation ohne die in Abbildung 2.1 dargestellte Erweiterung mit einem Knotenlastbeobachter zu nicht zufrieden stellenden Ergebnissen.

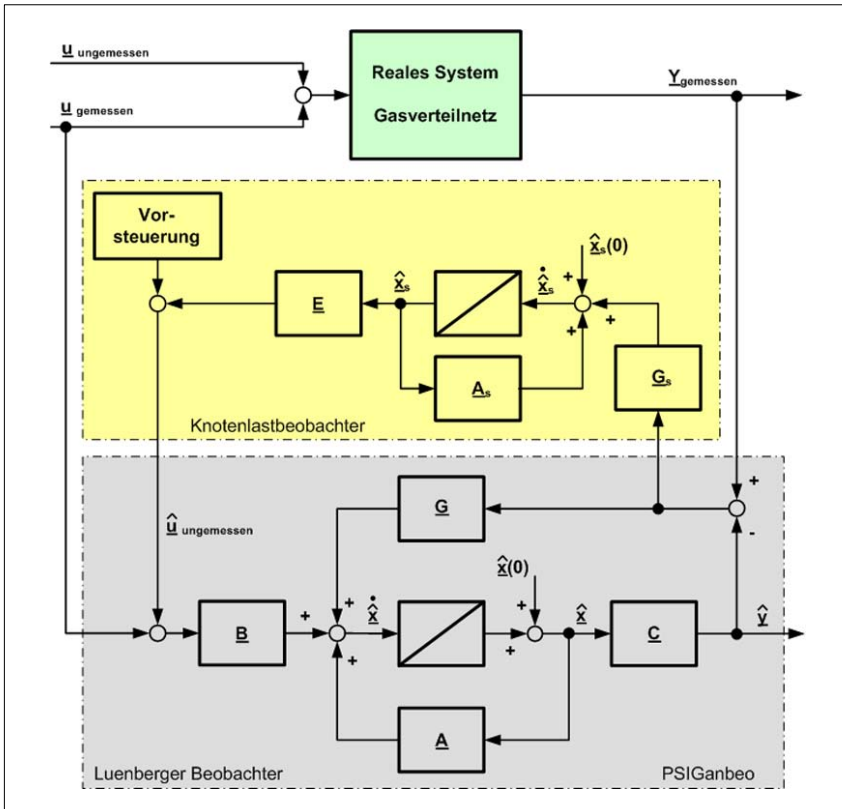


Abb. 2.1: Strukturdarstellung des Knotenlastbeobachters

- 13 Der in Abbildung 2.1 in der Mitte eingerahmte Kasten stellt die Struktur des Knotenlastbeobachters dar. Er beruht auf dem aus der Regelungstechnik bekannten Störgrößenbeobachter, der für gewöhnlich eingesetzt wird, um in den Prozess einwirkende Störgrößen zu identifizieren und durch eine mathematische Beschreibung dann ge-

zielt ausregeln zu können. Für die hier vorliegende Konstellation werden die nicht bekannten Eingangsdaten, also die nicht gemessenen abgehenden Gasflüsse, als Störgrößen aufgefasst, die es nachzubilden gilt, um mit dem Luenberger Beobachter einen verlässlichen Prozesszustand zu approximieren.

Die so ermittelten mit dem Knotenlastbeobachter geschätzten nicht gemessenen Eingangsgrößen  $\hat{\underline{u}}_{gemessen}$  werden dem Modell zur Berechnung des Zustandsvektors  $\hat{\underline{x}}$  zugeführt. Der Knotenlastbeobachter wird durch die Matrizen  $\underline{A}$ ,  $\underline{G}$ ,  $\underline{E}$  und die Vorsteuerung charakterisiert. Die Differentialgleichung  $\dot{\hat{\underline{x}}}_s = \underline{A}_s \cdot \hat{\underline{x}}_s$  beschreibt die Art der „Störgröße“,  $\underline{E}$  bestimmt die Verstärkung der geschätzten nicht gemessenen Abweichung zwischen der ungemessenen Knotenabnahme und der Vorsteuerung und  $\underline{G}_s$  ist die Gewichtungsmatrix des Knotenlastbeobachters. Die Matrix  $\underline{A}_s$  ergibt sich aus der Annahme, dass die nicht gemessenen abgehenden Gasflüsse konstant sind mit  $\dot{\hat{\underline{x}}}_s = \underline{0}$  zu  $\underline{A}_s = \underline{0}$ . Der Verstärkungsfaktor  $\underline{E}$  der berechneten Störgröße  $\hat{\underline{x}}_s$  ergibt sich über die Messkonstellation und die angeschlossenen Kunden in den betreffenden Knotenabnahmestationen. Die Parametrierung der Gewichtungsmatrix ist in der einschlägigen Literatur [3] erläutert und soll hier nicht weiter thematisiert werden. 14

Drei verschiedene Vorsteuermöglichkeiten wurden implementiert und erprobt. Die erste Variante zur grundsätzlichen Untersuchung des Systemverhaltens durch die Implementierung der Vorsteuerung ist die Vorgabe der korrekten Dynamik der nicht gemessenen Abnahme durch eine Skalierung z.B. auf das 0,7-fache des Wertes des Referenzdatensatzes. Die Ergebnisse der Simulationen sind entsprechend sehr gut. Da jedoch das eingesetzte Vorwissen in der Praxis nicht vorhanden ist, wurde bei den anderen beiden Ansätzen auf die praktische Einsetzbarkeit vorrangig Wert gelegt. 15

Bei der zweiten Vorsteuervariante wird eine konstante Abnahme für den nicht gemessenen abgehenden Gasfluss angenommen. Der Knotenlastbeobachter muss dadurch Dynamik und Amplitude der nicht gemessenen Abnahme nachbilden. 16

Beim dritten Vorsteueransatz wird unterstellt, dass das Bezugsverhalten der Kunden an den angeschlossenen Knoten mit Hilfe von Lastprofilen nach dem Verfahren nach Hellwig [4], das an der TU München entwickelt wurde, angenähert werden kann. Der Knotenlastbe- 17

obachter ermittelt dann die Abweichung in Dynamik und Amplitude zwischen Lastprofil und tatsächlich abgehendem Volumenstrom. In den Simulationen hat sich gezeigt, dass die Vorgabe von Lastprofilverläufen zu einem schnelleren Einschwingen des Beobachters und zur Verbesserung der stationären Genauigkeit führt.

### 3 Untersuchungsobjekt

- 18 Der Ausschnitt nach Abbildung 3.1 wurde als Gasverteilnetz für die Untersuchung des Ansatzes des Knotenlastbeobachters ausgewählt. Es ist ein Ausschnitt des Gasverteilnetzes der E.ON Thüringer Energie AG in Abbildung 1.1 und besitzt mit seinen 8 Knoten (gelbe Kreise) und 7 Rohren (schwarze Verbindungslinien) bereits eine Systemordnung von 15. Die schwarzen Pfeile in Abbildung 3.1 kenn-

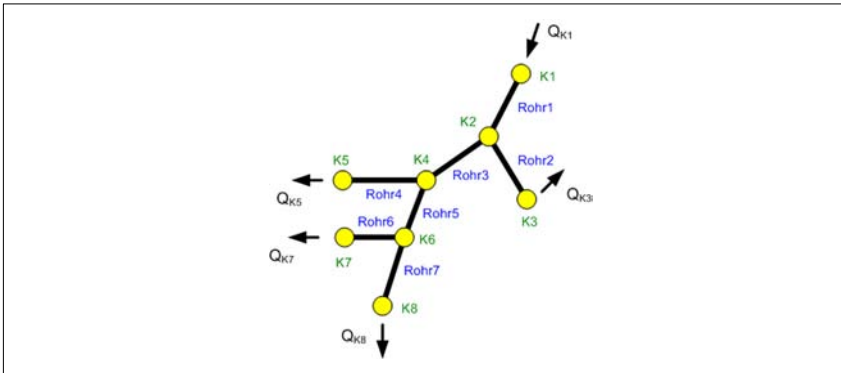


Abb. 3.1: Beispielgasverteilnetz für die Matlab™ Simulation

zeichnen die Zu- bzw. Abflüsse aus dem betrachteten Gasverteilnetz der 16-bar Ebene in Druckstufen geringeren Druckes, die häufig aus Kostengründen nicht gemessen werden können, und um deren Beobachtung es in diesem Beitrag geht. Der zugeführte Volumenstrom in K1 ist die einzige Zuspeisung des Teilnetzes. Hinter den abgehenden Gasflüssen in K3, K5, K7 und K8 verbergen sich Ortsnetze, Industriekunden, aber auch Mischungen aus beiden Kundentypen. An K3 und K5 sind im Vergleich zu den beiden anderen Knoten größere Ortschaften angeschlossen und daher sind die bezogenen Gasmengen an diesen Knoten höher. Ein unregelmäßig ziehender und damit das Lastprofil bestimmender Industriekunde ist an K8 angeschlossen.

## 4 Simulation mit Matlab™ und Simulink™

Mit der praktischen und vielseitigen Softwareumgebung von Matlab™ und Simulink™ wurde das gesamte Simulationssystem mit Luenberger Beobachter und Knotenlastbeobachter implementiert und erprobt. Es besteht aus einem Matlab™-Programm mit der gesamten Ablaufsteuerung, der Implementation der Systemmatrizen und Beobachtermatrizen, das zur Lösung des linearisierten Differentialgleichungssystems die Simulink™-Umgebung verwendet. In jedem Zeitschritt wird das Simulink™-Modell zur Lösung des Differentialgleichungssystems aufgerufen und anschließend werden die Systemmatrizen für den Arbeitspunkt berechnet. Auf diese Weise wird der Arbeitspunkt stets neu berechnet und mitgeführt, was Grundvoraussetzung für eine zulässige linearisierte Lösung der eigentlich nichtlinearen Differentialgleichungen des Gasverteilnetzes ist [6].

Im Rahmen dieses Forschungsprojektes hat die E.ON Thüringer Energie AG das komplette Gasverteilnetz in Abbildung 1.2 mit der zur Verwendung der herkömmlichen Simulationssoftware benötigten Messinfrastruktur ausgestattet. Die dabei gemessenen Knotendrucke und abgehenden Gasflüsse stehen mit einer den eingesetzten Messgeräten entsprechenden Messgenauigkeit für die Simulation im Stundenrhythmus zur Verfügung. Um jedoch einen vollständigen Referenzdatensatz mit allen Rohrflüssen und Knotendrucken als Vergleich für die Simulationen mit verschiedenen Messinfrastrukturszenarien zu erhalten, wurde mit den Messdaten und dem Simulationssystem PSIGanesi eine vollständige Netzberechnung durchgeführt. Da für dieses Teilnetz alle Knotenabnahmen und -drücke messtechnisch erfasst wurden, war die Erzeugung eines Referenzdatensatzes mit der Simulationssoftware nach einer Überprüfung der Datenkonsistenz möglich.

Die so erhaltenen Datensätze beginnen jeweils wie der Gastag und sind im 12-min-Takt abgespeichert. Sie wurden aus Messdaten im Januar und Februar 2007 erzeugt. Der für die folgenden vorgestellten Ergebnisse verwendete Datensatz ist in Abbildung 4.1 veranschaulicht.



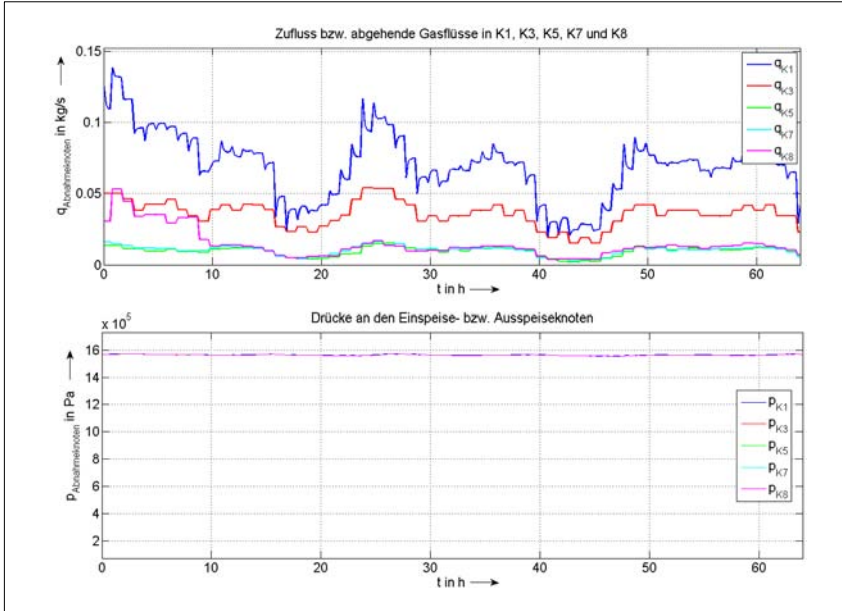


Abb. 4.1: Drücke und die Zu- bzw. Abflüsse an den Ein- und Ausspeiseknoten

## 5 Simulationsergebnisse

- 22 Für das ausgewählte Untersuchungsteilnetz nach Abbildung 3.1 wurden Simulationen mit sämtlich möglichen Messinfrastrukturszenarien von einer nicht gemessenen bis zu vier nicht gemessenen Abnahmen durchgeführt und ausgewertet. Die Darstellung aller Ergebnisse würde den Rahmen dieses Beitrages sprengen, deshalb sollen an dieser Stelle exemplarisch die Simulationsergebnisse für das Messinfrastrukturszenario nach Abbildung 5.1 und 5.5 mit jeweils unterschiedlichen Vorsteuervarianten vorgestellt werden.

### 5.1 Simulationsergebnisse bei drei nicht gemessenen abgehenden Gasflüssen

- 23 Die in diesem Abschnitt vorgestellten Ergebnisse ergeben sich bei der Messkonfiguration nach Abbildung 5.1 und der Vorsteuerungsvariante einer konstanten Abnahme an den nicht gemessenen abgehenden Gasflüssen in K5, K7 und K8. Diese Messinfrastruktur stellt den in der Praxis möglichen Fall dar, dass die vermeintlich größte Knoten-

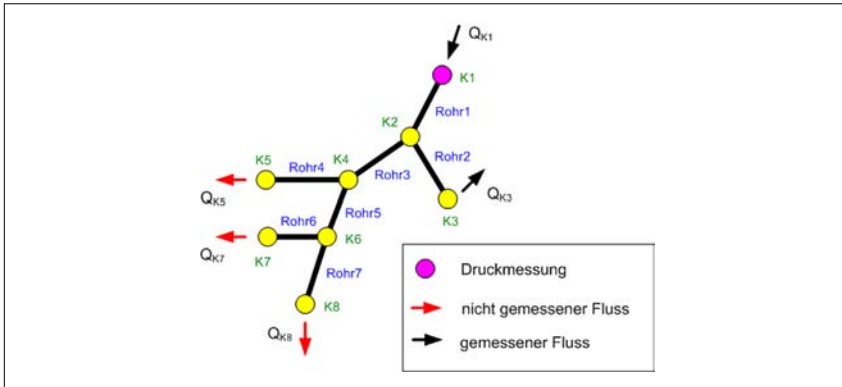


Abb. 5.1: Messkonfiguration mit drei nicht gemessenen abgehenden Gasflüssen

abnahme in K3 gemessen wird, die anderen abgehenden Gasflüsse aus Kostengründen nicht mit der erforderlichen Messungen ausgestattet werden können. Allerdings bezieht ein unregelmäßig ziehender Industriekunde von K8 sein Gas, der gegenüber den angeschlossenen Haushaltskunden stark dominiert. Die zugespeiste Gasmenge in K1 und der Knotendruck in K1 stehen dem Knotenlastbeobachter ebenso wie der abgehende Gasvolumenstrom in K3 als Eingangs- bzw. Ausgangsgrößen zur Verfügung.

In den Abbildungen 5.2 bis 5.4 sind exemplarisch jeweils zwei bzw. drei sich damit ergebende Knotendrucke, Rohrflüsse und die Nachbildungen der nicht gemessenen Knotenabnahmen dargestellt. Die Referenzdaten sind jeweils in blau, die Simulationsergebnisse in magenta und die Vorsteuerungen für die nicht gemessenen abgehenden Gasflüsse sind jeweils in grün abgebildet. Die zwei in Abbildung 5.2 abgebildeten Knotendrucke sind repräsentativ für die restlichen ausgewählt worden, da sich die Knotendrucke in der Darstellung von 0 bis  $16 \cdot 10^5$  Pa entsprechend dem Druck in K2 ergeben. Der im Bereich zwischen  $15 \cdot 10^5$  Pa und  $16 \cdot 10^5$  Pa höher aufgelöste Druck in K4 in Abbildung 5.2 zeigt die Genauigkeit der Beobachtung der Drücke.

Drei der sieben berechneten Rohrflüsse sind exemplarisch ausgewählt und in Abbildung 5.3 wiedergegeben. Trotz drei nicht gemessener Knotenabnahmen können die Rohrflüsse in einer zufrieden stellenden Genauigkeit wiedergegeben werden. Der Volumenstrom in Rohr 5 in Abbildung 5.3 ist in einem kleineren Skalenbereich abgebildet, da

24

25

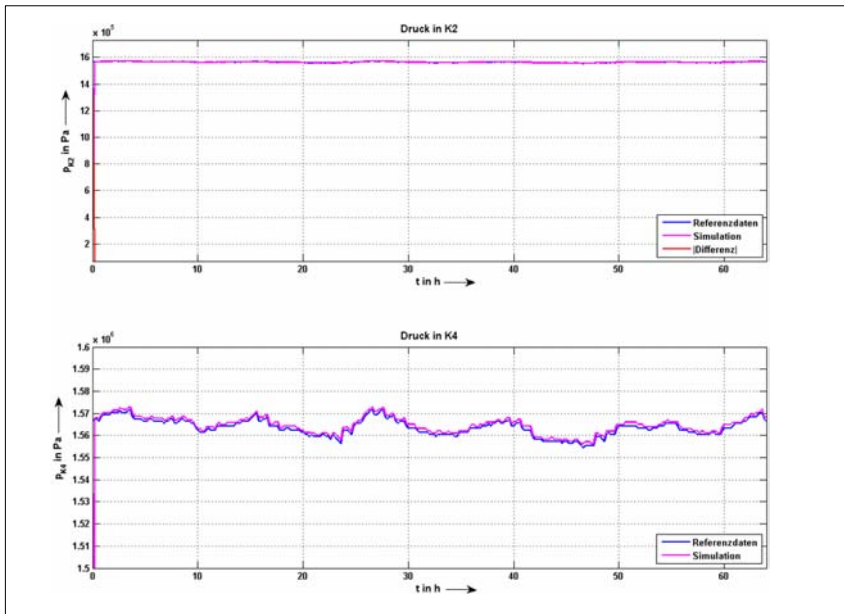


Abb. 5.2: Knotendrucke für K2 und K4 in unterschiedlichen Skalenbereichen

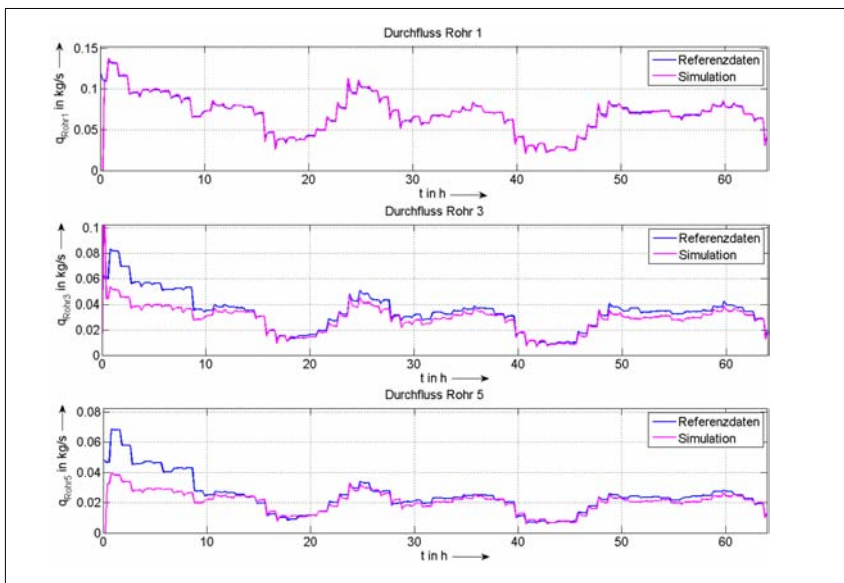


Abb. 5.3: Rohrflüsse in Rohr 1, Rohr 3 und Rohr 5 für die Simulation mit drei nicht gemessenen Knotenabnahmen

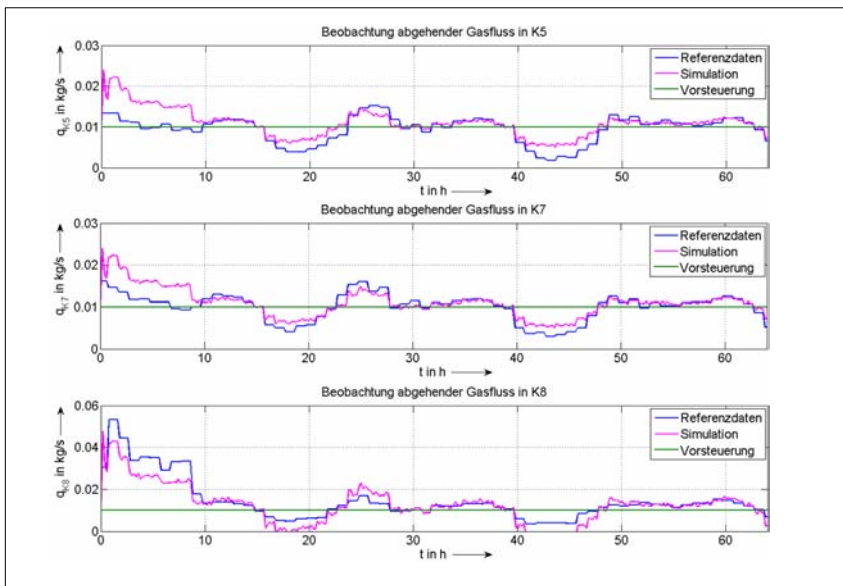


Abb. 5.4: Beobachtung der drei nicht gemessenen abgehenden Gasflüsse in K5, K7 und K8

die Rohrflüsse vor den Ausspeiseknoten deutlich kleiner sind als im vorderen Bereich des untersuchten Gasverteilnetzes. Die korrekte Berechnung dieser Rohrflüsse, z.B. für Rohr 5 in Abbildung 5.3, zu den Knoten, an denen die abgehenden Knotenabnahmen nicht gemessen sind, wird durch diese geringen Flüsse erschwert, führt jedoch zu einem den Genauigkeitsansprüchen genügenden Ergebnis. Diese guten Ergebnisse für die Rohrflüsse begründen sich aus der Beobachtung der nicht gemessenen Knotenabnahmen, die in Abbildung 5.4 dargestellt ist.

Die Vorsteuerungen für die jeweiligen nicht gemessenen Knotenabnahmen sind in grün dargestellt und so abgeschätzt worden, dass sie den erwarteten Abflüssen im Mittel entsprechen. Trotz der fehlenden Vorgabe einer Dynamik kann der Knotenlastbeobachter aus der vorhandenen Systeminformation den korrekten Verlauf recht gut nachfahren. Die Extrema können jedoch nicht voll angesteuert werden. Mögliche Ursachen für die Abweichungen zwischen Referenzdaten und Beobachtung können Ungenauigkeiten des Simulationsmodells sein, da einige Rohrparameter wie z.B. die Rohrrauigkeit nur mit Unsicherheit angegeben werden konnten. Auch die zur Erzeugung

26

des Referenzdatensatzes zu Grunde liegenden Messdaten sind logischerweise mit Messfehlern vorbelastet. Die hier erreichten Simulationsergebnisse wären jedoch bereits eine große Unterstützung für das Dispatching.

## 5.2 Simulationsergebnisse bei vier nicht gemessenen abgehenden Gasflüssen

- 27 Für ein Messszenario entsprechend Abbildung 5.5 werden im Folgenden erreichte Simulationsergebnisse bei Vorsteuerung mit Lastprofilen nach Hellwig [4] vorgestellt. Alle vier aus der dargestellten 16-bar-Ebene abgehenden Knotenabnahmen stehen nicht als Eingangsgrößen für die Simulation zur Berechnung der Knotendrucke und Rohrflüsse zur Verfügung. Lediglich die Einspeisung in K1 und der Druck im Einspeiseknoten K1 sind gemessen und werden der Matlab<sup>TM</sup>-Simulation zugeführt.

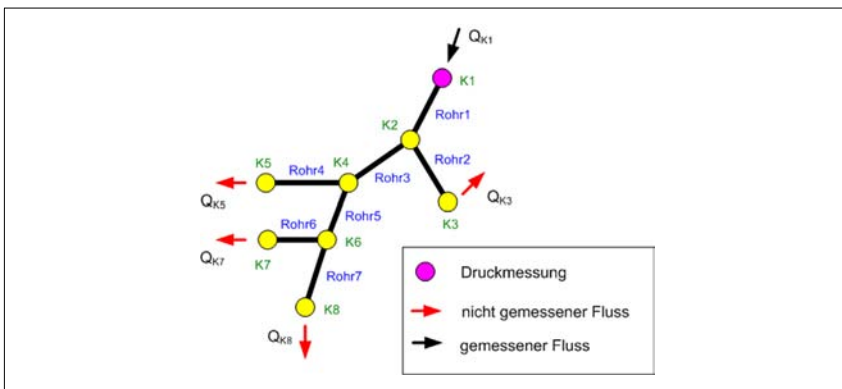


Abb. 5.5: Messkonfiguration mit vier nicht gemessenen abgehenden Gasflüssen

- 28 Die Abbildungen 5.6 bis 5.8 stellen die Simulationsergebnisse für die Messkonstellation nach Abbildung 5.5 entsprechend Abschnitt 5.1 dar. Wie in Abschnitt 5.1 soll auch hier der Knotendruck an zwei ausgewählten Knoten für unterschiedliche Skalenbereiche aufgezeigt werden. Während in Abbildung 5.6 der Knotendruck für K2 im Bereich 0 bis  $16 \cdot 10^5$  Pa dargestellt ist, ist der Knotendruck für den Randknoten K5, an dem eine nicht gemessene Abnahme angreift, im Skalenbereich  $15 \cdot 10^5$  Pa und  $16 \cdot 10^5$  Pa höher aufgelöst abgebildet. Auch

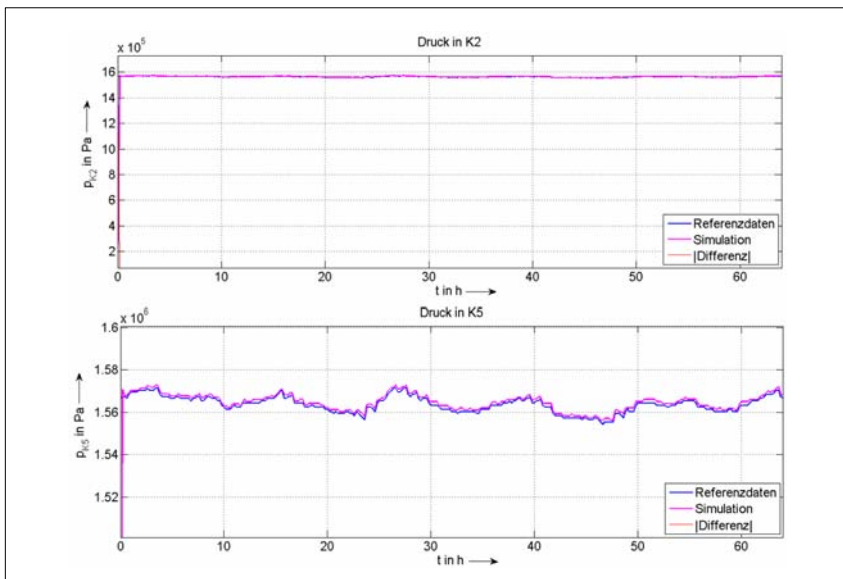


Abb. 5.6: Knotendrucke für K2 und K5 in unterschiedlichen Skalenbereichen bei vier nicht gemessenen Knotenabnahmen

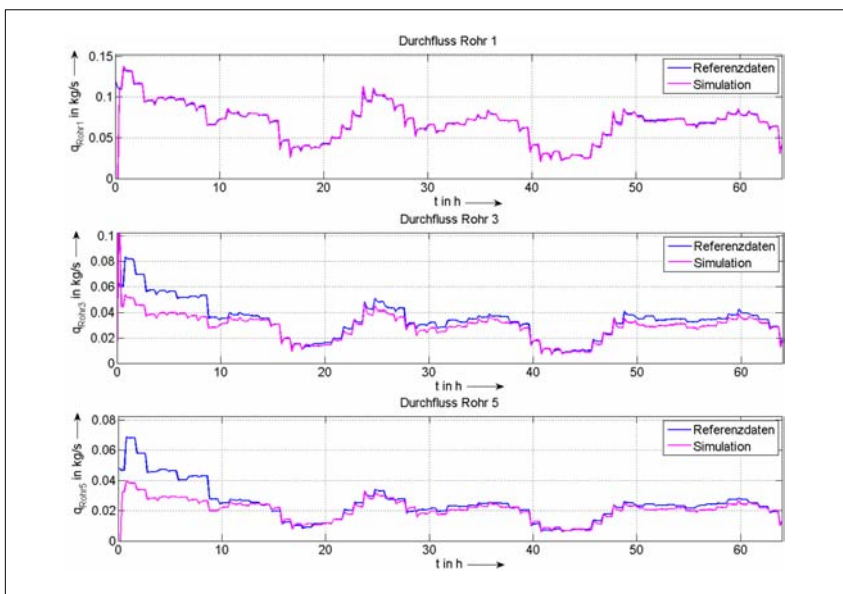


Abb. 5.7: Rohrflüsse in Rohr 1, Rohr 3 und Rohr 5 für die Simulation mit vier nicht gemessenen Knotenabnahmen

bei vier nicht gemessenen Abnahmen berechnet das Beobachtungssystem die Knotendrucke im Rahmen der Genauigkeit der vorgegebenen Eingangsgrößen und Simulationsmodellgenauigkeiten.

- 29 Die hier beispielhaft ausgewählten und dargestellten Rohrflüsse in Abbildung 5.7 können ebenfalls ohne Kenntnis der abfließenden Knotenabnahmen in Dynamik und Amplitude recht gut nachgebildet werden. Anzumerken ist bei der gewählten Darstellung, dass die Skalenbereiche jeweils auf den fließenden Volumenstrom angepasst wurden, da die Rohrflüsse der Rohre 5 bis 7 deutlich geringer sind.

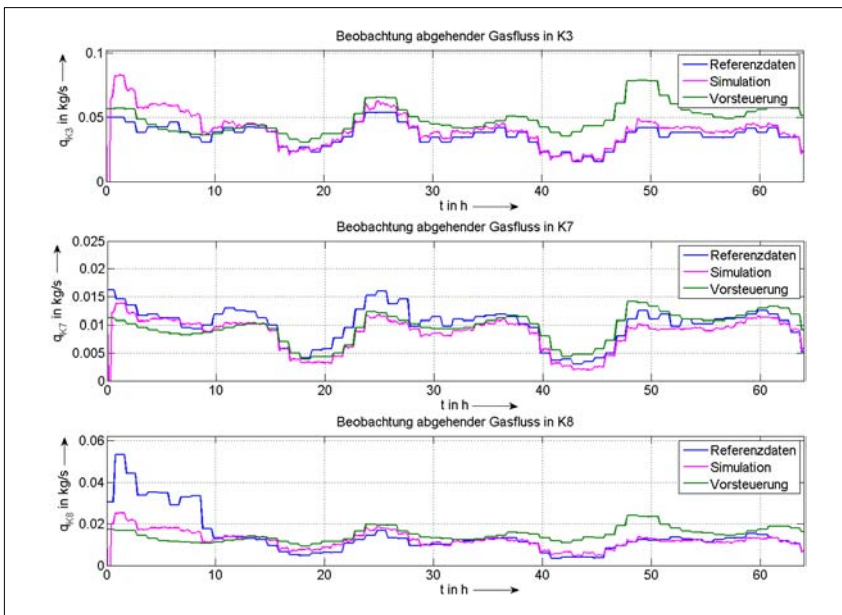


Abb. 5.8: Ergebnisse der Beobachtung der nicht gemessenen abgehenden Gasflüsse in K3, K7 und K8

- 30 Abbildung 5.8 gibt die Beobachtung der nicht gemessenen abgehenden Gasflüsse in K3, K7 und K8 wieder. Die guten Ergebnisse der Rohrflüsse begründen sich auch aus der treffenden Beobachtung der regelungstechnisch betrachtet fehlenden Eingangsgrößen des Systems. Ohne Knotenlastbeobachtung könnte das Gasverteilnetz bei der in Abbildung 5.5 gegebenen Messinfrastruktur nicht simuliert werden, da die Eingangsgrößen, d.h. die abgehenden Gasflüsse, nicht bekannt sind, bzw. es würden sich voraussichtlich völlig verkehrte

Fließverhältnisse ergeben, da nicht vorgegebene abgehende Volumenströme als Null, d.h. als nicht vorhanden, angenommen würden.

Die in grün eingezeichnete Vorsteuerung mit Lastprofilen nach Hellwig [4] in Abbildung 5.8 trifft z.B. für den Knoten K7 recht gut zu. An der Beobachtung der abgehenden Gasflüsse in K3 und K8 in Abbildung 5.8 kann aber auch festgestellt werden, dass die fehlerhafte Vorsteuerung durch den Knotenlastbeobachter erkannt wird und die nicht gemessene Knotenabnahme trotzdem gut nachgefahren wird. **31**

## **6 Zusammenfassung und Ausblick**

Dieser Beitrag behandelt Gasnetzsimulationen von Verteilnetzen mit nicht vollständiger Messinfrastruktur. Die auf dem Markt erhältliche Software, die im Transportnetzbereich sehr zufrieden stellend bereits eingesetzt wird, kann im Verteilnetzbereich aufgrund der häufig vorkommenden nicht ausreichenden Messinfrastrukturausstattung bisher nicht angewendet werden. Zur Unterstützung des Dispatchings in der Optimierung von Bezug und Netzführung und zur Berechnung freier Kapazitäten wäre der Einsatz einer prozessbegleitenden Gasnetzsimulation jedoch wünschenswert. **32**

Der vorgestellte Knotenlastbeobachter basiert auf dem in der Regelungstechnik bekannten Störgrößenbeobachter, der hier zur Beobachtung nicht bekannter Systemeingangsgrößen eingesetzt wird. Zur Verbesserung des Einschwingverhaltens und der stationären Genauigkeit wurde der Störgrößenbeobachter um eine Vorsteuerung erweitert. Der Beobachter ermittelt dadurch nicht mehr die gesamte nicht gemessene Knotenabnahme, sondern die vorzeichenbehaftete Abweichung zwischen Vorsteuerung und realem abgehenden Volumenstrom. Drei verschiedene Vorsteuervarianten wurden implementiert und erprobt. **33**

In diesem Beitrag wurden Ergebnisse der Netzsimulation mit Knotenlastbeobachter für ein ausgewähltes reales Gasverteilnetz der E.ON Thüringer Energie AG mit der Systemordnung 15 mit einer Zusp eisung und vier Knotenabnahmen vorgestellt. Für eine Messkonfiguration mit drei von vier nicht gemessenen Abnahmen und einer Vorsteuerung mit konstanter Abnahme konnten ebenso wie für die Messkonstellation bei vier von vier nicht gemessenen Abnahmen **34**



mit einer Vorsteuerung mit Lastprofilen sehr viel versprechende Ergebnisse erzielt werden.

- 35 Aufgrund der bisherigen Ergebnisse ist die Erprobung des Knotenlastbeobachters für ein komplexeres Gasverteilnetz in Bearbeitung, um Robustheit und Einsatzgrenzen zu ergründen.
- 36 Ein besonderer Dank für die wertvolle Unterstützung dieser wissenschaftlichen Arbeit gilt der E.ON Thüringer Energie AG, der PSI AG und Prof. Konigorski vom Institut für Automatisierungstechnik der TU Darmstadt.

## 7 Literatur

- [1] Bedienungshandbuch Untersuchungssystem, PSI AG.
- [2] Bundesministerium der Justiz: Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (GasNZV), <http://bundesrecht.juris.de/gasnzv/index.html>, im HbE abgedruckt unter Nr. 11410.
- [3] Föllinger, O.: Regelungstechnik. 8., überarbeitete Aufl. Heidelberg: Hüthig Buch Verlag.
- [4] Hellwig, M.: Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile. Diss. TU München, 2003.
- [5] Lappus, G.: Analyse und Synthese eines Zustandsbeobachtersystems für große Gasverteilnetze. Diss. TU München, 1983.
- [6] Vollmer, D.: Ein Beitrag zur prozessbegleitenden Zustandsbeobachtung in regionalen Erdgasverteilungsnetzen. Diss. TU Clausthal, 1999.

# Druckluftspeicherung

*Hans-Jörg Barth*

## Inhaltsübersicht

	Rn.		Rn.
1	1–8	3.3	34
		Speicheranlage für	
		ungekühlte Druckluft	
2	9–18	3.3.1	35–36
		Verdichtung	
3	19–63	3.3.2	37–39
		Wandlung der	
		gespeicherten Energie	
		in mechanische Energie	
3.1	19–22	3.3.3	40–45
		Leck- und Drossel-	
		verluste	
3.2	23–26	3.3.4	46–54
		Speicher	
3.2.1	27	3.4	55–63
		Speicherung warmer	
3.2.2	28–33		
		Druckluft im Vergleich	
		mit anderen Speicher-	
		techniken	
		4	64–66
		Zusammenfassung	
		5	
		Literatur	

## Schlagwortübersicht

	Rn.		Rn.
Bleibatterien	60	Pumpspeicheranlagen	59
Brennstoffzellen	61	Schaltdruckdifferenz	4
CAES – Compressed Air		Schwungrad	58
Energy Storage	12	Speicherung warmer Druckluft	56
Dimensionierung von Druck-		Spezifische Leistungen	28ff.
luftbehältern	50	Spezifische Stromgestehungskosten	63
Einstelldruck	53	Standard-Druckluftanlage	3
Gesamtwirkungsgrad	8, 33	Verdichter-Teillastbetrieb	35
Luftspeicherung in Kavernen	57	Vorteile ungekühlter Druckluft	22

## 1 Druckluftspeicherung in konventionellen Druckluftanlagen

- 1 Druckluft ist eine vergleichsweise alte Energieform, die vor allem im Bergbau die Einführung einer Maschinentechnik für das Bohren und später für den Transport ermöglichte. Bekannt sind auch Anwendungen im Bauwesen, wo fahrbare Kompressoren mit Verbrennungsmotorantrieb Druckluftgeräte wie Rüttler und Aufreißhämmer mit Druckluft versorgen. Eine interessante Anwendung der Druckluftspeichertechnik stellten Hüttenwerkslokomotiven dar, die noch Anfang der siebziger Jahre im Einsatz waren. Diese Lokomotiven wurden mit Druckluft bis zu einem Druck von 200 bar aufgeladen und fuhren im Werksverkehr. An mehreren Stellen werden übrigens gegenwärtig Konzepte entwickelt, bei denen Druckluft, die unter hohen Drücken in Druckflaschen gespeichert ist, für Mobilanwendungen eine abgasfreie Antriebstechnik ermöglichen soll.
- 2 Druckluft als Energieträger hat seine Hauptbedeutung heute in der Automatisierungstechnik, mit dem Druckluft-Zylinder in einer Vielzahl von Ausführungsformen als wesentlichem Arbeitselement vor allem für Handhabungsoperationen und mit Druckluftventilen zum Aufbau von Steuerungen. Bei diesen Automatisierungssystemen handelt es sich heute fast ausschließlich um elektrische oder elektronische Steuerungen und z. T. Regelungen mit pneumatischem Arbeitsteil. (Der Begriff „Pneumatik“ wird heute bevorzugt auf der Antriebsseite benutzt, während der Begriff „Druckluft“ von den Verdichterherstellern verwendet wird).
- 3 Die **Standard-Druckluftanlage** besteht heute aus einer Verdichterstation, Elementen der Druckluftaufbereitung wie Trocknern und Filtern, einem Druckluftspeicher und dem Druckluftnetz, einem Rohrsystem zum Transport der Druckluft zum Verbraucher. Der Speicher hat zunächst die Aufgabe, die Unterschiede zwischen erzeugter und verbrauchter Druckluftmenge auszugleichen. Weiterhin dient er zum Ausgleich von Förderstropmpulsationen, wie sie zum Beispiel für Hubkolbenverdichter typisch sind, sowie zum Kühlen der Luft. Der Ausgleich von Förderstrom- bzw. Druckpulsationen verliert heute mit den schnelllaufenden Drehkolbenverdichtern und Turboverdichtern an Bedeutung. Das Abkühlen hat den Sinn, die Sätti-

gungsgrenze des Wasserdampfanteils in der Luft zu unterschreiten und das anfallende Kondensat zu sammeln. Das Kondensat wird dann abgezogen, womit sich der Energiebedarf für den Trockner verringert. Das Rohrleitungsnetz für die Druckluftförderung und -verteilung besteht überwiegend aus Stahl ohne Isolierung, bietet günstige Bedingungen für den Wärmeaustausch und liefert deshalb Druckluft am Verbrauchsort von Umgebungstemperatur. Das Volumen der Rohrleitungen wirkt auch als Speichervolumen. Betrachtet man einen Speicher als Kapazität, so weist ein Druckluftnetz neben dem Speicherkessel als örtlich konzentrierter Kapazität mit den Rohrleitungen räumlich verteilte Kapazitäten auf. Gleichzeitig stellen die durchströmten Rohrleitungen räumlich verteilte Widerstände dar.

Der übliche Betrieb einer Druckluftanlage ist gekennzeichnet durch starke Schwankungen im Luftverbrauch, die entstehen, weil viele Verbraucher mit hoher Ungleichförmigkeit Druckluft entnehmen. Normalerweise wird die Druckluftherzeugung unterbrochen, wenn ein oberer Grenzdruck erreicht wird, und wieder aufgenommen, wenn durch den laufenden Verbrauch ein unterer Grenzdruck erreicht wird. Die Differenz zwischen oberem und unterem Grenzdruck hängt ab vom Steuerungsverfahren des Verdichters. So wird bei der Hauptbauform, dem Schraubenverdichter, bei Erreichen der Grenzdrücke der Antrieb an- bzw. ausgeschaltet. Dabei wurden für die **Schaltdruckdifferenz** Werte bis 1 bar empfohlen. Das ist für die Ausnutzung der potentiellen Energie der Luft, den Druck, sehr ungünstig: der untere Grenzdruck muss so hoch liegen, dass alle Verbraucher auch bei diesem Druck ihre Funktion erfüllen können. Der obere Grenzdruck ist dann zwangsläufig unnötig hoch. Man bemüht sich heute im Sinn der Energieersparnis, durch aufwändigere Steuerungen die erforderliche Schaltdruckdifferenz zu verringern. Optimal wäre ein System, bei dem ein Verdichter mit verstellbarer Liefermenge so betrieben wird, dass gerade immer die verbrauchte Druckluftmenge geliefert wird. Dann könnte man auf die Schaltdruckdifferenz und den Druckluftspeicher vollständig verzichten, der Druck wäre konstant. In der letzten Zeit wurden von mehreren Verdichterherstellern in Deutschland gute Erfolge auf diesem Wege erzielt.

4

5 Für eine Druckluftanlage mit Schaltdruckdifferenz gilt:

$$V_{sp} = -\frac{RT}{\Delta p * z} \left( \dot{m}_V - \frac{\dot{m}_V^2}{\dot{m}_L} \right) \quad (1)$$

	Indices
$\Delta p$ - Schaltdruckdifferenz	$S_p$ - Speicher
$z$ - Schalthäufigkeit	$V$ - Verbrauch
	$L$ - Lieferung

6 Der Speicherkessel kann umso kleiner sein, je niedriger die Lufttemperatur, je größer die Schaltdruckdifferenz und je höher die zulässige Schalthäufigkeit des Antriebsmotors ist. Löst man Gl. 1 nach der Schalthäufigkeit  $z$  auf, so erhält man eine Parabel mit der größten Schalthäufigkeit dann, wenn der Verbrauch gerade der halben Liefermenge entspricht, und der Schalthäufigkeit null für Luftverbrauch null (Verdichter steht) und für Luftverbrauch gleich Liefermenge (Verdichter läuft durch) (Abbildung 1).

7 Die hier beschriebene Funktion des Speichers unterscheidet sich von der klassischen Vorstellung eines im Bedarfs- oder Notfall entleerbaren Speichers. Auch solche Anwendungen gibt es. So werden in Dampferzeugungsanlagen Druckluftmotoren als redundante Antriebe für die Kesselspeisung eingesetzt. Ein wichtiges Motiv für den

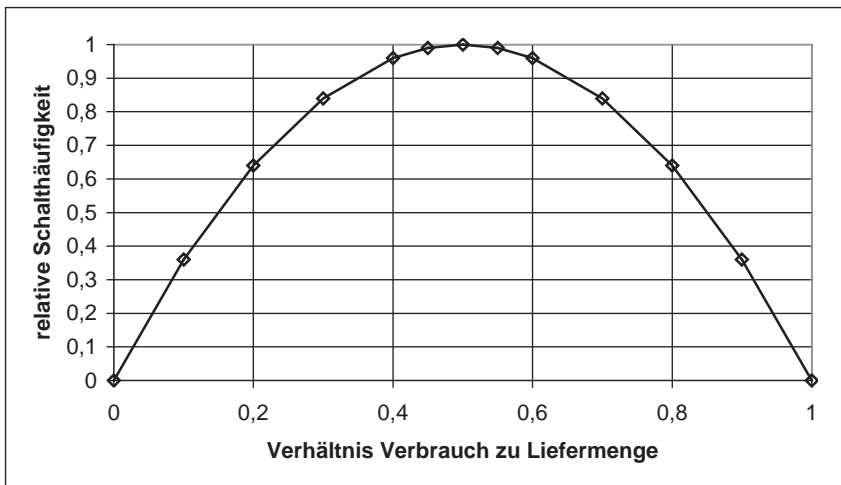


Abb. 1: Relative Schalthäufigkeit eines Verdichter-Antriebs

Einsatz von Druckluftgeräten in der Chirurgie ist die Speicherbarkeit der Druckluft, die auch bei Stromausfall gestattet, begonnene Operationen fortzusetzen. Ferner benutzt man in Verbrennungsanlagen Druckluftspeicher zur Versorgung von Rußbläsern, die nur ein Mal täglich kurzzeitig betrieben werden müssen. Dann genügt ein kleiner Verdichter zum Füllen des Speichers über längere Zeiten.

Druckluft gilt als teure Energieform. Dies liegt daran, dass Druckluftverdichter meist mit elektrischer Energie angetrieben werden. Dabei muss die hochwertige elektrische Energie ein weiteres Mal gewandelt werden. Die **Gesamtwirkungsgrade** von Druckluftanlagen sind schlecht. So gilt für Verdichter bei etwa 8 bar abs. ein spezifischer Leistungsbedarf von 6 kW/(m<sup>3</sup>/min) als normal, für Motoren eine abgegebene spezifische Leistung von 1 kW/(m<sup>3</sup>/min), d. h. die Umwandlung der potentiellen (Druck-)Energie in mechanische Energie ist schlecht. So ist die Bedeutung der Druckluft als Energieträger im Bergbau, wo man schon Druckluftmotoren mit einer Leistung bis 300 PS betrieben hatte, stark zugunsten der elektrischen Energie zurückgegangen.

8

## 2 Druckluft-Speicherkraftwerke

Druckluft-Speicherkraftwerke dienen ähnlich wie Pumpspeicherkraftwerke dazu, bei Spitzenstrombedarf ein Fluid, hier also Druckluft, für eine Turbine zu liefern, die einen Generator antreibt. Bei Niedriglast im Stromnetz mit entsprechend günstigen Strompreisen wird dann der Speicher mit elektrisch angetriebenen Verdichtern aufgefüllt. Derartige Speichertechniken haben den Vorzug, dass die Leistung der Pumpen oder Verdichter sowie die Turbinenleistung unabhängig voneinander und von der Speichergröße gewählt werden können.

9

Bei Druckluftspeicherkraftwerken dienen Kavernen oder poröse Gesteinsschichten als Speicher. Dabei unterscheidet man im Wesentlichen trockene Speicher mit konstantem Volumen, die z. B. durch Auslaugen von Salzstöcken erzeugt werden. Jede Zufuhr oder Entnahme von Druckluft bewirkt eine Druckänderung. Eine zweite Art unterirdischer Speicherräume funktioniert so, dass beim Auffüllen Wasser, das sich in der Bodenschicht befindet, verdrängt wird. Bei diesen Spei-

10

chern bleibt der Druck konstant und das Volumen ändert sich entsprechend der zu- oder abgeführten Luftmenge. Der Speicherdruck muss so hoch sein, dass die Stabilität der umgebenden Bodenschicht, beim Salzstockspeicher also der Salzwandungen, sichergestellt ist. Die Temperatur der zugeführten Druckluft nimmt nach einer gewissen Verweilzeit die Temperatur der umgebenden Erdformation an. Es erscheint deshalb sinnvoll, in der vorangehenden Verdichtung als Endtemperatur keine höhere als diese Bodentemperatur anzustreben, weil höhere Wärmeinhalte der Druckluft durch die Kavernenwandungen abfließen würden. Herstellung und Betrieb derartiger Speicher und die zugehörige Technik sind seit etwa 80 Jahren bekannt und erprobt, weil seit dieser Zeit Erdgas in Kavernen gespeichert wird.

- 11 Abbildung 2 zeigt das Schema eines Druckluft-Speicherkraftwerks. Der Motor/Generator wird für das Aufladen des Speichers als Motor genutzt, während der Stromerzeugung als Generator. Der jeweils nicht genutzte Maschinenteil wird über Kupplungen vom Motor/Generator abgetrennt. Die Verdichtung ist mehrstufig und die Druckluft

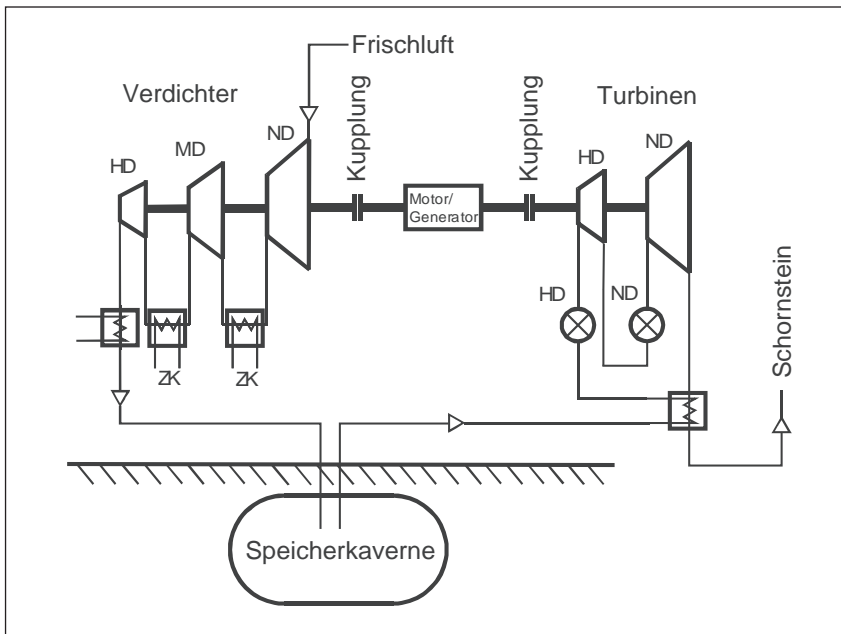


Abb. 2: Anlagenschema für ein Druckluft-Speicherkraftwerk

wird mehrfach in Zwischenkühlern und abschließend in einem Nachkühler abgekühlt. Die Verdichtungswärme wird, zumindest in den Anlagenkonzepten der „ersten Generation“ derartiger Anlagen, an die Umgebung abgegeben. Bei Spitzenlastbedarf wird die Druckluft aus dem unterirdischen Speicher entnommen, in einer Hochdruck-Brennkammer aufgeheizt und der Hochdruckturbine zugeführt. Anschließend wird die Druckluft bei deutlich niedrigeren Drücken in einer Niederdruck-Brennkammer erneut aufgeheizt und einer Niederdruckturbine zugeführt, in der das restliche Gefälle verarbeitet wird. Die ganze Anlage entspricht einer konventionellen Gasturbinenanlage, bei der der Verdichter nicht starr über eine Welle mit der Gasturbine verbunden ist. Stattdessen erfolgt der Verdichterantrieb hier elektrisch. Während in konventionellen Gasturbinenanlagen etwa 2/3 der Gasturbinenleistung zum Antrieb des Verdichters verbraucht werden, kann hier die ganze Gasturbinenleistung für den Generatorantrieb genutzt werden. Deshalb genügt eine wesentlich kleinere Gasturbine als in einer reinen Gasturbinenanlage. Allerdings sind die Speicherdrücke meist deutlich größer als die normalen Einlassdrücke von Gasturbinen. Deshalb muss der Einlassdruck erheblich gedrosselt werden, wenn eine konventionelle Gasturbine mit zugehöriger Brennkammer genutzt werden soll (bei der dann aber der Verdichter oder mindestens dessen Schaufeln entfernt werden müssen) oder es sind Spezialausführungen notwendig. So hat man in McIntosh, Alabama, USA, der weltweit zweiten derartigen verwirklichten Anlage (Abgabeleistung 110 MW für 26 Stunden, Speichervolumen 530 000 m<sup>3</sup>, Inbetriebnahme 1991) für die Hochdruckstufe eine Dampfturbine gewählt und dort die Aufheizung auf max. 540 °C beschränkt. Die erste Anlage mit einer Abgabeleistung von 290 MW für 4 Stunden wurde übrigens 1978 in Huntorf in Norddeutschland in Betrieb genommen. Diese Anlage hat ein Speichervolumen von etwa 300 000 m<sup>3</sup>, das etwa 650 bis 800 m unter der Erdoberfläche liegt. In Huntorf wurde auf den in Abbildung 2 dargestellten Rekuperator verzichtet, der zu einem besseren Wirkungsgrad der Anlage beiträgt.

Vor allem in den USA wurden ausführliche Projektstudien und Grundsatzuntersuchungen zum Einsatz von Druckluftspeichern durchgeführt unter dem Begriff „**CAES= Compressed Air Energy Storage**“ (Da das Abkühlen der Luft zwischen den Verdichtern einen erheblichen Energieverlust darstellt, ist der Begriff der Energiespei-

**12**



cherung fragwürdig: lässt man die gespeicherte abgekühlte Druckluft direkt in einem Druckluftmotor expandieren, so wird sie normalerweise unter adiabaten Bedingungen stark abgekühlt und die notwendige Wärmeenergie muss aus der Umgebung zugeführt werden, das System kühlt die Umgebung, vgl. hierzu Abschn. 3). Ein Teil der erwähnten Untersuchungen gilt Wegen zu Systemen mit höherer Wirtschaftlichkeit. Dazu werden z. B. vorgeschlagen [1]:

- Ersatz des Rekuperators durch einen Dampferzeuger zur Nutzung der Restwärme, mit eigener Dampfturbine und Generator
- Ersatz der Zwischenkühler durch Wärmetauscher, mit denen die Verdichtungswärme in einem Fluid (Wasser, Wärmeträgeröl etc) zwischengespeichert und während der Stromerzeugungsphasen zum Vorwärmen der Kavernenluft genutzt wird (teilweiser oder vollständiger Verzicht auf Brennkammern). Ein solches System ist günstig bei hohen Brennstoffpreisen, niedrigen Strompreisen für die Verdichtungsphase oder hohen Anforderungen an die Luftreinhalung.
- Kohlevergasung anstelle flüssiger oder gasförmiger Brennstoffe, weil in den USA Kohle etwa halb so teuer wie Erdgas ist. Dies setzt aber große Laufdauern für den Generatorbetrieb voraus, weil eine nicht-kontinuierliche Vergasung problematisch ist.
- Kleinere Anlagengröße („Mini-CAES“) mit 25- oder 50-MW-Moduln, die u. a. geringere Investitionskosten sowie kürzere Planungs- und Bauzeiten aufweisen und für die man kürzere Genehmigungsverfahren erhofft.

- 13 De Witt beschreibt in [2] die Idee eines Konstantdruck-Speichers, der am Grunde eines tiefen Sees verankert werden soll. Der Speicherbehälter ist eine dünnwandige, nach unten offene Halbschale, in die von den an der Oberfläche befindlichen Kompressoren Druckluft eingefüllt wird und dabei Wasser verdrängt. Deren Druck muss dann dem Wasserdruck entsprechen. Eine Analyse für Seen der Schweiz zeigt, dass eine ganze Reihe davon in Frage kommen, wenn man oberhalb der tiefen Seepartien eine schwimmende Verdichter- und Turbinenstation verankert. Die Drücke sind natürlich deutlich niedriger als bei der Kavernenspeicherung, was den Vorzug hätte, dass (nach Ausbau des Verdichterteils) handelsübliche Gasturbinen einsetzbar wä-

ren. Nachteilig ist, dass die Luft in einem derartigen Unterwasserspeicher die Temperatur des Wassers annimmt.

Es fällt auf, dass, obwohl für die Erstanlage in Huntorf (1978) im Schriftum hohe Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit genannt werden, erst im Jahre 1991 in USA die zweite derartige Anlage in Betrieb ging. Ein Grund für die zögerliche Ausbreitung dieser Technologie wird nicht angegeben. **14**

Es fällt ferner auf, dass in den Angaben zur Wirtschaftlichkeit der Planungen in USA lange Stromerzeugungszeiten von z. B. 10h oder für die Anlage McIntosh, Alabama, 26h genannt werden. Dies sind Zeiten, die normalerweise länger als reine Spitzenlastbetriebszeiten sind. In USA sind Druckluftspeicherkraftwerke zumindest neben der Spitzenlastabdeckung auch als Vollstromerzeuger für Notfälle vorgesehen. **15**

Für die Anlage McIntosh, Alabama, USA werden in [3] recht ausführliche Angaben zu den Betriebstemperaturen und -drücken gemacht. Aus diesen Angaben lässt sich für ideale Bedingungen eine Bilanz erstellen. Die Hauptwerte sind: **16**

Verdichter

ND-Einlass 1 bar, 35 °C  
NK-Auslass 74 bar, 43 °C

Turbinen

HD-Einlass 538 °C  
HD-Auslass 381 °C  
ND-Einlass 16 bar, 871 °C  
ND-Auslass 369 °C

Rekuperator

Einlass, Rauchgas 369 °C  
Auslass, Rauchgas 133 °C

Für diese Werte wurde mit einigen Idealisierungen eine Abschätzung vorgenommen, wobei sich folgende Enthalpiedifferenzen ergaben:

	$\Delta h$ (kWs/kg)
Verdichtung	462,5
<u>Brennkammern (ohne Rekuperator)</u>	<u>997,0</u>
Summe Aufwand	1459,5 (kWs/kg)

Brennkammern (mit Rekuperator)	760,0
Summe Verdichtung u. BK	1222,5 (kW <sub>s</sub> /kg)
Turbinen	661,6
Verluste: Verdichtungswärme	470,5
Rauchgas-Restwärme ohne Rek.	335,3
Rauchgas-Restwärme mit Rek.	98,4 (kW <sub>s</sub> /kg)

**17** Wie man sich leicht überzeugen kann, entspricht die Enthalpiedifferenz aus Aufwand (in Verdichtern und Brennkammern) und Nutzen (Turbinen) der Summe der Verluste aus Kühlung der Verdichtungswärme und der Rauchgas-Restwärme. Zu beachten ist, dass Wirkungsgrade für Verdichter und Turbinen und Druckverluste in den Druckluftleitungen und -ventilen nicht berücksichtigt wurden. Die umgesetzten Leistungen unterscheiden sich deshalb von den bei direkter Umrechnung aus den Enthalpiedifferenzen sich ergebenden theoretischen Werten. Vergleicht man mit einem Gasturbinenkraftwerk ohne Luft-Speicherung, so sieht man, dass sich dort eine günstigere Situation deshalb ergibt, weil in Gasturbinenanlagen die Verdichtungswärme in der Druckluft gehalten wird. Will man für das oben ermittelte Turbinengefälle  $\Delta h = 661,6$  kW<sub>s</sub>/kg eine Gasturbinenanlage ohne Speicher dimensionieren, so müsste man zunächst den Druck reduzieren für die HD-Eintrittstemperatur von 538 °C, die sich ohne Brennstoffzufuhr, rein aus der Verdichtungswärme bereits bei einem Druckverhältnis von 29,5 ergibt. Dann ergibt sich für die

Verdichtung	$\Delta h = 505,0$ kW <sub>s</sub> /kg
Brennkammer 1	$\Delta h = 0$ kW <sub>s</sub> /kg
Brennkammer 2	$\Delta h = 492,0$ kW <sub>s</sub> /kg
Summe	$\Delta h = 997,0$ kW <sub>s</sub> /kg.

**18** Die Differenz zwischen der Summe (für den Aufwand) und dem Turbinengefälle entspricht wieder der Restwärme im Rauchgas. Der reine Anlagenwirkungsgrad (theoretisch) steigt hier auf etwa  $\eta = 66\%$  gegenüber 54% für die Druckluftspeicherkraftanlage mit Rekuperator und 45% ohne Rekuperator. Die reine Gasturbinenanlage ist trotz niedrigerem Druck und ohne Abwärmenutzung günstiger. Ein Rekuperator würde in dem hier gewählten Beispiel nicht zum Ersatz von Brennstoff für die Erhitzung in einer der Brennkammern eingesetzt werden können, sondern zur Aufheizung der Ansaugluft des Verdich-

ters, einem hier noch nicht diskutierten Anlagenkonzept. Nun ist selbstverständlich jede Speicherung mit Einbußen verbunden. Bei einem Vergleich muss aber zusätzlich berücksichtigt werden, dass in der Druckluftspeicherkraftanlage der Verdichter elektrisch mit günstigem Strom aus Niederlastzeiten angetrieben wird, dessen Preis sicher von den örtlichen Lieferbedingungen abhängt. Die Brennkammern werden mit Brennstoffen versorgt, deren Preis ebenfalls ortsabhängig ist, so dass Kalkulationen nur nach Preisermittlung und für bekannte Nutzungsdauern möglich sind. Ein weiterer wesentlicher Unterschied zwischen Gasturbinenkraftwerk und Druckluft-Speicherkraftwerk ist in der Wahl des Betriebsdrucks zu sehen: bei der Gasturbine ergibt sich der Betriebsdruck entsprechend dem Stand der Technik als praktisch frei wählbarer Enddruck des mehrstufigen Verdichters, der einen problemlosen Betrieb der Brennkammern und der Turbine ermöglicht. Beim Druckluft-Speicherkraftwerk wird der Druck vorgegeben durch die Lage und Stabilität des Kavernenraums. Für die Anlage in Huntorf werden Drücke zwischen 46 und 66 bar [4], für McIntosh von 74 bar genannt. Diese Drücke sind deutlich höher als die üblichen Gasturbinendrucke und erfordern deshalb Anpassungskonstruktionen. Für McIntosh nutzt man als HD-Turbine eine Dampfturbine mit einer dieser Technik entsprechenden Eintrittstemperatur von 540 °C.

### **3    Ungekühlte Druckluft für die       „Sekundenreserve“**

#### **3.1    Aufgaben für eine Druckluft-Speicherung**

Mit dem liberalisierten Strommarkt ist für die Zukunft ein Bedarf an Anlagen abzusehen, mit denen in elektrischen Netzen kurzzeitige Wirkleistungsbedarfsspitzen kleiner bis mittlerer Leistung (ca. 1–50 MW) und kurzer Zeitdauer (0,01 s bis 5 min) abgedeckt werden können. Die Aufgabe dieser Anlagen ist zum einen die Überbrückung von Spitzenbedarf und zum anderen das Ausregeln von Lastspitzen mit Hilfe moderner Stromrichterstelleneinrichtungen, die gestatten, Ansprechzeiten im Sekundenbereich zu verwirklichen und dabei kritische mechanische Anfahrstoßbelastungen zu verhindern. Der Energiebedarf derartiger Anlagen wird zweckmäßig mit Hilfe geeigneter

**19**

Speichersysteme gedeckt, die in Zeiten geringen Strombedarfs aufgeladen werden. Ein ähnlicher Bedarf besteht bei autonomen Inselnetzen, z. B. mit Windenergieanlagen zur Stromerzeugung, bei denen bei nicht ausreichender Stromlieferung aus Windkraft normalerweise dieselmotorische Generator-Antriebe die Stromerzeugung übernehmen. Für beide Aufgaben eignen sich offensichtlich auch Druckluftspeicher mit Druckluftmotoren als Generatorantrieb.

- 20 Bei autonomen Inselnetzen mit überwiegend kleiner Anlagenleistung gibt es wegen des meist unregelmäßigen Windangebots keine Korrelation zwischen Stromerzeugung und -verbrauch, dafür aber einen unregelmäßigen Bedarf an schnell abrufbarer Speicherenergie, um ein häufiges Einschalten der Dieselmotor-Antriebe zu verhindern. Überschüsse in der Stromproduktion können auch hier zum Antrieb von Verdichtern genutzt werden, mit denen Druckluftspeicher aufgeladen werden, doch sind flexible Verdichterkonzepte erforderlich, um auch kleine Stromüberschüsse nutzen zu können. Außerdem steigt auch in Inselnetzen der Wunsch nach kurzunterbrechungsfreier und schwankungsarmer Stromversorgung. Ein Speichersystem hat demnach ganz allgemein die Aufgabe, Lieferunterbrechungen zu überbrücken und Spitzenlasten auszuregeln. Speichieranlagen sind schon wegen der geringen Auslastung aufwändig. Deshalb ist Spitzenlast-Strom mit einem Preis von etwa 35 Cent /kWh teuer.
- 21 Die in Abschn. 2 dargestellten Druckluft-Speicherkraftwerke haben die Aufgabe, große Speichervolumina dort vorzuhalten, wo Pumpspeicherwerke z. B. wegen fehlender Höhenunterschiede nicht verwirklicht werden können. Vorteilhaft ist, dass die Verdichtung mit elektrischen Antrieben unabhängig von der Gasturbine durchgeführt werden kann. Wie dargestellt, kommt man beim Druckluft-Speicherkraftwerk für eine bestimmte Stromerzeugungsleistung mit erheblich kleinerer Turbine und entsprechend niedrigeren Investitionskosten als in einer konventionellen Gasturbinenanlage aus. Unabhängig von diesen Unterschieden werden derartige Anlagen wegen der endlichen Hochlaufzeiten der Gasturbine weniger zur Spitzenlastabdeckung im Sekundenbereich, sondern, wie erwähnt, im Bereich mehrerer Stunden eingesetzt.
- 22 Für kurzzeitige Spitzenlastabdeckung in kleineren Anlagen wird der Einsatz von ungekühlter Druckluft vorgeschlagen. Vorzüge der

Druckluft sind dabei die Speichermöglichkeit in Druckbehältern, die nicht an bestimmte geologische Formationen gebunden sind und eine erprobte Technik mit enormer Lebensdauer darstellen. Gegenüber Behältern der „Normaldruckluft“ müssen sie lediglich aus entsprechend temperaturbeständigen Werkstoffen hergestellt und zweckmäßig isoliert werden. Verdichter, Kompressoren und Ventile sind für den angestrebten Temperaturbereich von 300 °C nicht direkt verfügbar. Doch sollten entsprechende Neu- oder Anpassungskonstruktionen keine unüberwindlichen Schwierigkeiten bieten. Um Ölexplosionen auszuschließen, müssen zumindest die Geräte bis zum Motor ölfrei betrieben werden. Turbinen, aber auch Drehkolbenmotoren, sind sehr kompakt im Vergleich mit anderen Antrieben. So betragen die Massenträgheitsmomente von Druckluftmotoren nur etwa 25 % der Werte von Elektromotoren und -generatoren, so dass die Schnellstarteigenschaften im Wesentlichen vom Generator begrenzt werden. Es ergeben sich weitere **Vorteile** bei der Verwendung ungekühlter Druckluft:

- der apparative Aufwand wird kleiner durch Wegfall der Kühler,
- der Zwang zu mehrstufiger Verdichtung wegen zu hoher Lufttemperaturen entfällt,
- Eine Drucklufttrocknung ist entbehrlich, weil warme Luft erheblich mehr Wasserdampf tragen kann als kalte. Rohrleitungen brauchen nicht mit Gefälle verlegt zu werden, Kondensatsammler und -entleereinrichtungen entfallen.

### 3.2 Eigenschaften ungekühlter Druckluft

In den in Abschnitt 2 beschriebenen Druckluft-Speicherkraftanlagen wird die Druckluft bei der Verdichtung in Zwischen- und Nachkühlern gekühlt, ebenso in der Standard-Drucklufttechnik. Das Ziel der Kühlung ist die Annäherung an die isotherme Verdichtung, die den geringsten Arbeitsbedarf hat. Neben dem günstigen Arbeitsbedarf ist ein weiterer Vorteil darin zu sehen, dass die Druckluft in normalen, nicht isolierten Rohrleitungen über große Entfernungen verteilt werden kann. Bei der Expansion wird die Luft kalt. Diesen Effekt stellt man besonders bei Druckluft-Drehantrieben fest, bei denen bei längeren Betriebsdauern der Auslass vereisen kann. In Messungen hat man dort Temperaturen von -35 °C bei einer Ausgangstemperatur von 20 °C gefunden. Für die Energiebilanz heißt das, dass bei der Ver-

23

dichtung eine der aufgewandten mechanischen Leistung entsprechende Wärmeleistung ungenutzt abfließt und bei der Expansion Wärmeleistung aus der Umgebung zufließen muss.

- 24 Nachdem man früher die Verdichtungswärme ungenutzt abgeführt hat, bemühte man sich zunehmend um einen Wärmerückgewinn, z. B. für Heizzwecke oder zur Trocknung. Es gibt aber auch Druckluftanwendungen, bei denen die Verdichtungswärme direkt als Prozesswärme genutzt wird. Typische Beispiele sind Gasturbinenprozesse oder die Anwendung warmer Druckluft für Hochöfen, für Brenner oder für Schmiedebetriebe. Ebenso besteht die Möglichkeit, die Verdichtungswärme direkt in Druckluftantrieben zu nutzen. Verzichtet man auf die Kühlung der Druckluft, kann man die spezifische Leistung bei der Expansion in einem Druckluftmotor erheblich steigern.
- 25 Abbildung 3a zeigt im p-V-Diagramm den Arbeitsverlust der Fläche (0123), der sich nach isentroper Verdichtung hier im Beispiel von 1 auf 5bar (0→1), anschließender isobarer Abkühlung auf Ansaugtemperatur (1→2) und schließlich isentroper Expansion der gekühlten Luft wiederum auf den Ansaugdruck 1bar (2→3) ergibt. Gleichzeitig

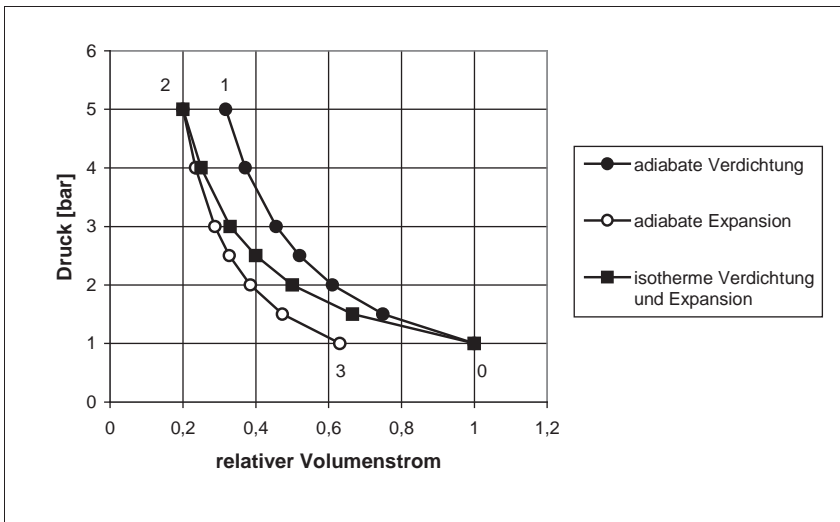


Abb. 3a: Vergleich isothermer und adiabater Verdichtungs- und Expansionsprozesse

eingetragen ist die isothermische Verdichtungslinie (0→2). Eine Expansion längs der gleichen Isothermen (2→0) erlaubt einen Arbeitsgewinn, der genau dem Aufwand für die isothermische Verdichtung entspricht. Es leuchtet ein, dass Aufwand und Gewinn auch für beliebige andere Zustandsänderungen als die Isotherme gleich sind, wenn die Expansion nach der gleichen Zustandsänderung wie die Verdichtung erfolgt und der Startzustand der Expansion dem Endzustand der Verdichtung entspricht. Expandiert man also längs der Isentropen mit dem Startzustand 1 längs (1→0), so entspricht wiederum die gewonnene der bei der Verdichtung aufgewandten Arbeit.

Besonders anschaulich zeigt Abbildung 3b den Vorzug ungekühlter Druckluft im h-s-Diagramm, hier dargestellt für ideales Gasverhalten. Die Enthalpiedifferenz 0→1 ist nahezu doppelt so groß wie die Differenz 2→3 für die Nutzung in einem Motor nach Kühlung auf Ansaugtemperatur 1→2. Die Entspannung 1→0 liefert theoretisch die gleiche Arbeit wie für die Verdichtung aufzuwenden ist.

26

### 3.2.1 Temperaturen

Abbildung 4 zeigt die Drucklufttemperaturen, die sich theoretisch in Abhängigkeit vom Druckverhältnis bei einer Ansaugtemperatur von

27

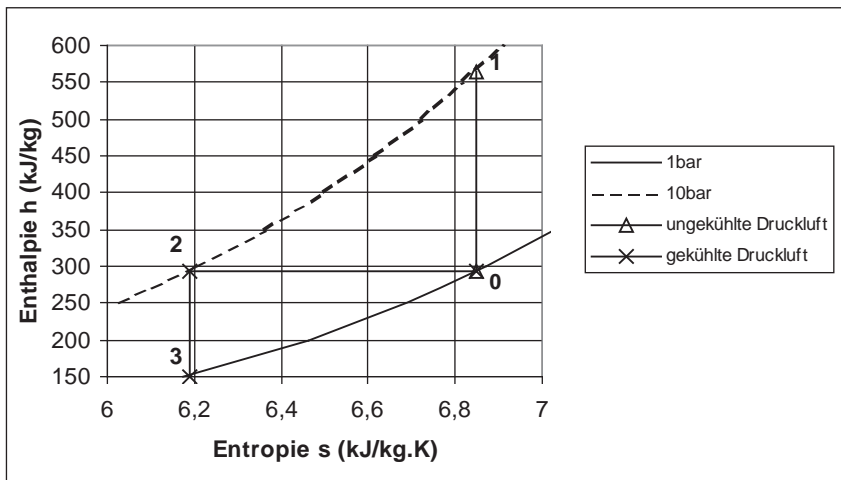


Abb. 3b: h-s-Diagramm für den Vergleich ungekühlter und gekühlter Druckluft



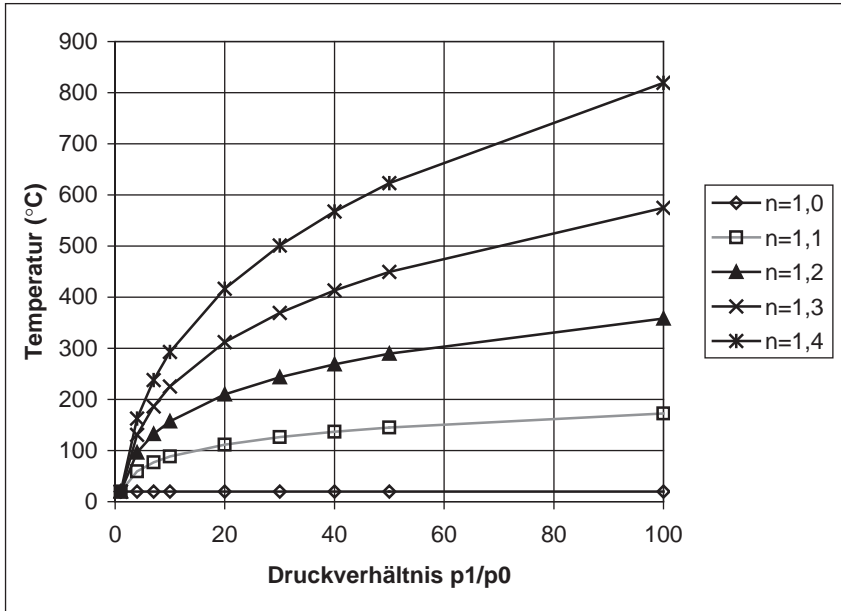


Abb. 4: Verdichtungsendtemperatur für verschiedene Polytropenexponenten  $n$

20°C bei polytroper Verdichtung für Polytropenexponenten  $n = 1,0$  bis 1,4 ergeben. Man sieht, dass eine bestimmte obere Grenztemperatur bei sehr unterschiedlichen Kombinationen von Druckverhältnis und Polytrope erreicht werden kann. Als Stand der Technik ist für Kolbenmaschinen eine Temperatur von 200 °C einzuschätzen entsprechend der ertragbaren Temperatur von PTFE-Beschichtungen für die Gleitpartner. Für Turboverdichter und Turbinen bewirken hohe Temperaturen vor allem Dehnungsprobleme, für deren Lösung es aus dem Dampfmaschinenbau und dem Bau von Prozessgasverdichtern sowie den Verdichtern für Gasturbinen technische Lösungen für Temperaturen bis 500 °C gibt. Bei Gasturbinen selber werden bekanntlich noch deutlich höhere Temperaturen genutzt, allerdings um den Preis sehr hoher Kosten für Bau, Überwachung und Reparatur. Die Entspannung in einem Motor während der Zeiten des Generatorantriebs bewirkt eine Abkühlung von der Endtemperatur der vorangegangenen Verdichtung aus. Dabei wird theoretisch die Ansaugtemperatur dann wieder erreicht, wenn die Expansion nach der gleichen Polytropen wie die vorangegangene Verdichtung erfolgt. In

diesem Fall ist der Aufwand für die Verdichtung und der Arbeitsgewinn bei der Expansion gleich, der Wirkungsgrad ist gleich 1. Im Allgemeinen wird die Expansionsendtemperatur ungleich der Verdichtungsendtemperatur sein. Den oberen Grenzfall mit den höchsten Verdichtungsendtemperaturen, dem höchsten Leistungsbedarf für die Verdichtung aber auch dem höchsten Leistungsgewinn für den Motorbetrieb stellt die adiabate (isentrop) Zustandsänderung dar, bei der minimal die Ansaugtemperatur erreicht wird. Der untere Grenzfall ist die Isotherme mit  $n = 1,0$  mit dem minimalen Leistungsbedarf für die Verdichtung, bei dem im Motorbetrieb bei ebenfalls isothermer verlustloser Entspannung gerade die Ansaugtemperatur als möglicher Höchstwert erreicht werden kann.

### 3.2.2 Spezifische Leistung und Wirkungsgrad

Wie in der Pneumatik üblich wird zur Bewertung die spezifische Leistung benutzt, die in einfacher Weise für theoretische Zustandsänderungen berechnet und in ebenso einfacher Weise aus Messungen bestimmt werden kann. Betrachtet man für die Nutzung in Druckluftmotoren als Grenzfall die vollständige adiabatische Expansion und als anderen Grenzfall die reine Verdrängung (die Expansion bleibt ungenutzt), so gilt für die erzielbaren spezifischen Leistungen:

28

$$P_{sp} = \frac{P}{\dot{V}_{ref}}$$

$$P_{sp,r.Verdr.} = \frac{p_N \cdot T_1}{T_N} \left[ 1 - \frac{p_0}{p_1} \right]$$

$$P_{sp,adiabat} = \frac{\kappa}{\kappa - 1} \cdot \frac{p_N \cdot T_1}{T_N} \left[ 1 - \left( \frac{p_0}{p_1} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \right]$$

Indices

N – Normzustand

1 – Netzzustand

0 – Umgebungs-, Ansaugzustand.

Die spezifischen Leistungen sind direkt proportional der Drucklufttemperatur am Motoreinlass. Abbildung 5 zeigt die spezifische Leistung in Abhängigkeit vom Druckverhältnis  $p_1/p_0$ , und zwar für adiabate Expansion und für reine Verdrängung, jeweils bei Verwendung

29

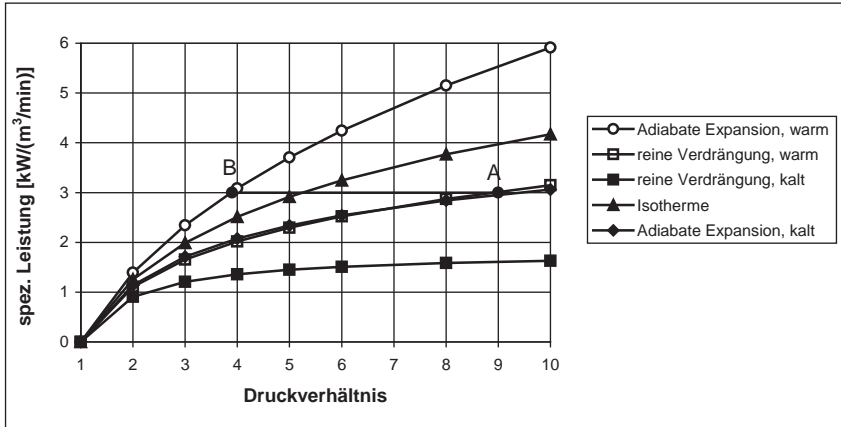


Abb. 5: Spezifische Leistung verschiedener Expansionsprozesse in Abhängigkeit vom Druckverhältnis

adiabat verdichteter warmer Druckluft und bei Druckluft von Ansaugtemperatur. Ansaugtemperatur ist für alle Kurven  $T = 293\text{K}$ . Zum Vergleich ist der Verlauf für isotherme Expansion/Verdichtung aufgetragen. Man erkennt unmittelbar, welche Steigerungen der spezifischen Leistung bei einem bestimmten Druckverhältnis erreicht werden, wenn warme Druckluft verwendet wird. Ferner kann man direkt ablesen, wie stark das Druckverhältnis vermindert werden kann, wenn die gleiche spezifische Leistung erzielt werden soll. So kann eine theoretische spezifische Leistung von  $3\text{kW}/(\text{m}^3/\text{min})$  durch Expansion kalter Druckluft [Punkt A] mit einem Druckverhältnis von 9 aber auch durch Expansion warmer Druckluft ( $150^\circ\text{C}$ ) [Punkt B] mit einem Druckverhältnis von nur etwa 3,8 (Überdruck 2,8bar) erreicht werden.

- 30 Mehr Aussagekraft gewinnt man beim Vergleich der erzielbaren spezifischen Leistung bei Motoren mit dem Leistungsbedarf der Verdichtung. Die Verdichtung erfolgt im allg. nahezu adiab. Durch leistungsstarke Kühlung hat man bei verhältnismäßig langsam laufenden Hubkolbenverdichtern Polytropenexponenten bei der Verdichtung selber, also ohne Berücksichtigung von Zwischen- und Nachkühlung, von etwas über 1,3 erzielt. Strebt man eine vollständig adiabate Verdichtung an, so ist dies sicher ohne Probleme erreichbar.

Wie erwähnt, wird durch Zwischenkühlung der Leistungsbedarf der Verdichtung reduziert, ebenso aber auch die Energie der erzeugten Druckluft, weil die Verdichtungsendtemperatur sinkt. Man kann also die Temperatur- und Druckgrenze abhängig von der Wärmebeständigkeit der Konstruktion in gewissen Grenzen wählen. Als Grenzwert soll hier eine zweistufige adiabate Verdichtung mit einer Zwischenkühlung auf Ansaugtemperatur betrachtet werden. Dann gilt für den optimalen Zwischendruck, bei dem der Leistungsbedarf der Niederdruck- und der Hochdruckstufe gleich und minimal wird, und für die Verdichtungsendtemperatur:

31

$$p_z = \sqrt{p_0 p_1}$$

$$\frac{T_1}{T_0} = \frac{T_z}{T_0} = \left( \frac{p_z}{p_0} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} = \left( \frac{p_1}{p_0} \right)^{\frac{\kappa-1}{2\kappa}} \quad (2)$$

Für den Polytropenexponenten bei bekanntem Temperatur- und Druckverhältnis gilt:

$$n = \frac{1}{\frac{\lg \frac{T_1}{T_0}}{1 - \frac{\lg \frac{p_1}{p_0}}{\kappa}}}$$

Setzt man für das Temperaturverhältnis den in Gl. (2) angegebenen Wert für die Zwischenkühlung ein, so folgt:

$$n = \frac{1}{1 - \frac{\kappa-1}{2\kappa}} = 1,167$$

Die Gesamtzustandsänderung nähert sich stark der Isothermen, und zwar unabhängig vom Druckverhältnis (wobei auch hier Druckluft als ideales Gas betrachtet wird, um die formelmäßigen Zusammenhänge zeigen zu können). Entsprechend ist die Temperaturzunahme der zweistufigen Verdichtung mit Zwischenkühlung erheblich geringer als die der einstufig adiabaten Verdichtung.

32

Der theoretische Gesamtwirkungsgrad sei:

$$\eta = \frac{P_{sp,M}}{P_{sp,V}}$$

Indices V – Verdichtung  
M – Expansion im Motor

- 33 Der **Gesamtwirkungsgrad** wird wie gesagt unabhängig vom Druckverhältnis gleich 100%, wenn die Expansion längs der gleichen Kurve wie die Verdichtung erfolgt, was bei Nutzung ungekühlter Druckluft möglich ist. Für Expansion mit zuvor gekühlter Druckluft ergeben sich kleinere Werte. Abbildung 6 zeigt im Vergleich den theoretischen Wirkungsgrad für adiabate Verdichtung und Expansion (n=1,4), für adiabate Verdichtung und anschließende polytrope Expansion mit n=1,3, für zweistufige adiabate Verdichtung und Zwischenkühlung auf Ansaugtemperatur und anschließende einstufige adiabate Expansion (Kurve „ZK“) sowie schließlich für zweistufige adiabate Verdichtung mit Zwischen- und Nachkühlung auf Ansaug-

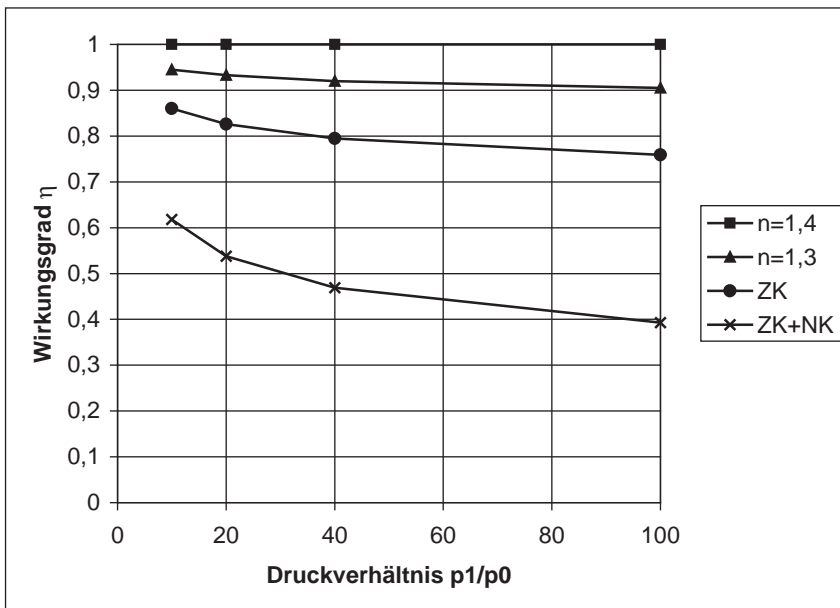


Abb. 6: Theoretischer Gesamtwirkungsgrad η für adiabate Expansion nach unterschiedlicher Verdichtung

temperatur (Kurve „ZK+NK“). Dieser letzte Fall entspricht der üblichen Nutzung von Druckluft in der Standard-Pneumatik. Alle Wirkungsgradkurven streben mit abnehmendem Druckverhältnis gegen den Wert 1 und nehmen degressiv mit dem Druckverhältnis ab. Mit dem hier verwendeten Wirkungsgrad ist die Wahl höherer Betriebsdrücke nur für adiabate Verdichtung und Expansion sinnvoll, weil der Wirkungsgrad unverändert gleich 1 bleibt. Man sieht aber, dass die Nutzung der Verdichtungswärme immer merkliche Erfolge bewirkt und dass allein schon der Verzicht auf die Nachkühlung erhebliche Wirkungsgradsteigerungen und damit eine Steigerung der Wirtschaftlichkeit bringt. Anzustreben ist aber aus dieser Sicht eine Druckluftnutzung ohne jede Kühlung, was für den Verdichter, Speicher und Motor entsprechend wärmeangepasste Konstruktionen voraussetzt. Ein Kriterium für die Wahl des zweckmäßigen Betriebsdrucks ist also die konstruktiv beherrschbare Temperaturgrenze.

### 3.3 Entwurf einer Speicheranlage für ungekühlte Druckluft

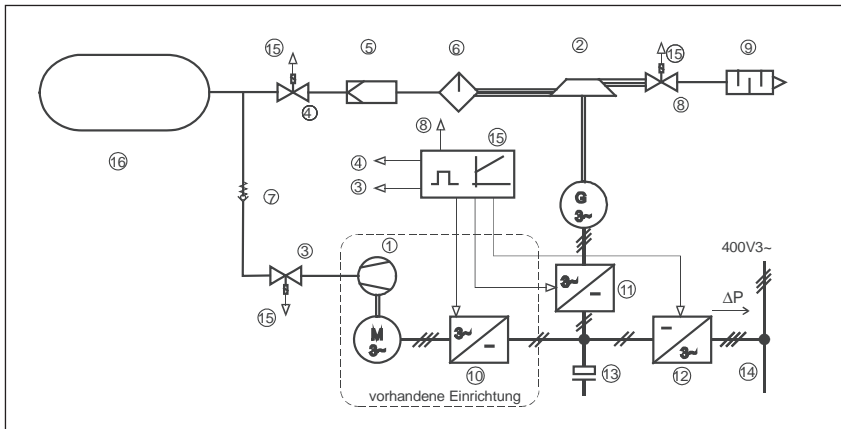


Abb. 7: Schema der Versuchsanlage

1 – Verdichter, 2 – Druckluftmotor mit Generator, 3,4 – 2/2-Wegeventil mit Magnetbetätigung und Federrückstellung, 5 – Filter, 6 – Öler, 7 – Rückschlagventil, 8 – Stellventil, stetig verstellbar mit Federrückstellung, 9 – Schalldämpfer, 10 – Motorseitiger Wechselrichter, 11 – Generatorseitiger Wechselrichter, 12 – Netzseitiger Wechselrichter, 13 – Elektrischer Kurzzeitspeicher (Kondensator/ Superkondensator), 14 – Niederspannungsnetz, 15 – Regeleinrichtung, 16 – Druckluftkessel

- 34 Es wurde gezeigt, dass bei Verwendung warmer Druckluft die Gesamtwirkungsgrade gegenüber konventionellen Druckluftanlagen erheblich gesteigert werden können. Es wurde deshalb eine Anlage konzipiert, mit der zunächst pneumatische Maschinen für erhöhte Temperaturen erprobt, die verbesserte Wirtschaftlichkeit nachgewiesen und anschließend durch Verknüpfung mit einem regelbaren Stromerzeugersystem die Eignung für die Überbrückung von kurzzeitigen Strombedarfsphasen und die Ausregelung von Lastspitzen erprobt werden kann. Eine derartige Anlage wurde an der Technischen Universität Clausthal aufgebaut und wird gegenwärtig erprobt. Sie besteht aus einem Verdichter 1, der warme, ölfreie Luft erzeugt, dem wärmeisolierten Speicherbehälter 16 und dem Motor 2 (Abbildung 7). Das Speichervolumen beträgt  $8 \text{ m}^3$  und die zulässige Behältertemperatur  $300 \text{ }^\circ\text{C}$ . Die Leistungsregelung druckluftseitig kann über die Ventile 4 bzw. 8 erfolgen. Die elektrische Seite der Anlage, die mit einem weiteren Institut der TU Clausthal entwickelt wird, soll an dieser Stelle nicht betrachtet werden.

### 3.3.1 Verdichtung

- 35 Eine Verdichtung mit höheren Verdichtungsendtemperaturen kann abhängig von den zulässigen Höchstwerten für Druck und Temperatur ein- oder mehrstufig, mit oder ohne Zwischenkühlung verwirklicht werden. Immer aber sollte, wie oben dargestellt, die Nachkühlung unterbleiben. Da es sinnvoll ist, Drucklufttemperaturen zu erreichen, die oberhalb der Werte für Schmierstoffe auf Mineralölbasis liegen, muss die Verdichtung schmierstofffrei erfolgen. Notfalls kommen hochtemperaturbeständige Schmierstoffe infrage. Geeignet erscheinen Kolbenverdichter-Konstruktionen ähnlich dem Rootsgebläse, bei dem die Rotoren durch Führungsräder außerhalb des Verdichtungsraums berührungsfrei gehalten werden. Für Lufttemperaturen bis  $200 \text{ }^\circ\text{C}$  existieren Kolbenverdichterausführungen mit PTFE-beschichteten Gleitflächen. Turboverdichter haben grundsätzlich in den luftführenden Bereichen keinen Schmierstoffbedarf, doch ist wegen deren hohen Drehzahlen u. U. ein Untersetzungsgetriebe erforderlich. Anders als bei den Druckluftspeicherkraftwerken aus Abschn. 2 wird es nicht bei allen Anwendungen möglich sein, in Schwachlastzeiten ausreichend Strom für ein vollständiges Aufladen des Speichers zu beziehen. Es muss dann ein Verdichterkonzept so

entwickelt werden, dass auch ein **Verdichter-Teillastbetrieb** möglich ist, um z. B. auch geringe Stromüberschüsse nutzen zu können. Möglich sind u. a.:

- Mehrverdichteranordnungen, die unabhängig voneinander arbeiten können,
- Mehrdrucksystem, z. B. Nieder- und Hochdrucksystem (Druckkaskade),
- Stufenlose Leistungsanpassung für den oder einen von mehreren Verdichtern durch Drehzahlregelung,
- Elektrische Widerstandsbeheizung des Speicherbehälters zur Ausnutzung auch sehr kleiner Überschüsse.

Die maximale Liefermenge der Verdichter kann abhängig von der Stromverfügbarkeit und unabhängig von der Speicherkapazität und der Motorleistung gewählt werden. **36**

### **3.3.2 Wandlung der gespeicherten Energie in mechanische Energie**

Bei der Entspannung in Motoren werden aufgrund der erhöhten Drucklufttemperaturen höhere spezifische Leistungen als in der normalen Pneumatik erreicht. Weitere Verbesserungen lassen sich erzielen durch **37**

- möglichst vollständige Expansion,
- geringe Drosselung in Ein- und Auslass,
- geringe Leckströme.

Die Druckluftzuleitung zum Motor sollte sehr gut wärmeisoliert sein. Für die technische Ausführung des Motors ist wiederum eine wärmebeständige Konstruktion zu fordern. Auslasseitig, d. h. bei mehrstufigen Ausführungen in der Niederdruckstufe, kann mit Mineralöl geschmiert werden. Abhängig von den Anforderungen für Schnellstart bzw. für die notwendige Stellgeschwindigkeit bei Spitzenlast-Regelung sind Motor-Konstruktionen mit geringem Massenträgheitsmoment erforderlich (Dabei betragen wie erwähnt erfahrungsgemäß die Massenträgheitsmomente von Druckluft-Drehkolbenmotoren nur etwa  $\frac{1}{4}$  der Werte von Generatoren.). Druckluftturbinen sind grundsätzlich im Arbeitsraum ölfrei, können durch mehrstufige Konstruk- **38**



tion große Druckgefälle gut abbauen, haben aber aufgrund ihrer Arbeitsweise und der hohen Umfangsgeschwindigkeiten ein schlechteres Start- und Regelverhalten.

- 39 Gegenwärtig werden Versuche mit handelsüblichen Motoren bis zu deren Temperaturgrenze durchgeführt sowie Prototypen mit höherer Temperaturgrenze entwickelt.

### 3.3.3 Leck- und Drosselverluste

- 40 Die wesentlichen Verluste der Druckluftmotoren sind die Leckverluste und Drosselverluste im Ein- und Auslass. Für die Drosselverluste gilt:

$$\Delta p = p_1 \left( 1 - \sqrt{1 - \frac{\zeta \dot{V}_1^2}{RTA^2}} \right)$$

Index

1 – Zustand vor Drosselung

$\zeta$  – Verlustbeiwert

- 41 Die Drosselung nimmt mit steigenden Temperaturen ab. Sie ist direkt proportional dem Netzdruck. Nur noch das Restgefälle kann zur Momentenerzeugung genutzt werden. Die dabei erzielte Temperaturabnahme ist geringer als ohne Drosselung. Eine Abschätzung für  $\Delta p/p_1 = \text{const.}$  lieferte bei isentroper Expansion vom Endwert der nach adiabater Verdichtung erreichten Temperatur folgende Werte: für 10% Drosselung steigt die Expansionsendtemperatur von 293 K auf 302 K, also etwa um 9 K unabhängig vom Netzdruck, bei 20% um etwa 19 K. Diese Minderung der Temperaturabnahme ist klein. Es sollte dennoch im Sinne eines guten Wirkungsgrades auf geringe Drosselverluste im Motor geachtet werden, was z. B. bei Zahnradmotoren problemlos möglich ist. Die Drosselung bewirkt eine reduzierte Leistung. Diese Leistungsminderung ist zunächst ebenfalls sehr klein. Die Ursache ist darin zu sehen, dass bei (der hier angenommenen) Drosselung nur auf der Einlassseite eine 10%-Druckabnahme nur ein kleines Stück der Arbeitsfläche abschneidet.
- 42 Leckverluste entstehen bevorzugt zwischen Rotoren und Gehäusewandungen der Drehkolbenmaschinen. Die Leckage hat theoretisch keinen Einfluss auf den Wirkstrom. Die Leistung bleibt also unver-

ändert. Leckströme erhöhen aber die Drosselverluste und verschlechtern die spezifische Leistung.

$$P_{sp} = \frac{\kappa}{\kappa-1} \frac{\rho_N T_1 \left( 1 - \left( \frac{p_0}{p_1} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \right)}{T_N \left( 1 + \frac{\dot{V}_{IL}}{\dot{V}_{IW}} \right)}$$

Für das Verhältnis von Leck- zu Wirkstrom (Indices L, W), bezogen auf den Normzustand, gilt: 43

$$\dot{V}_{Ls} = A_L \sqrt{\kappa R T_s}$$

$$\dot{V}_{LN} = \dot{V}_{Ls} \frac{p_s T_1 p_i T_N}{p_i T_s p_N T_1}$$

$$\frac{p_s}{p_i} \text{ – Lavaldruckverhältnis}$$

$$\frac{\dot{V}_{LN}}{\dot{V}_{WN}} = \frac{A_L \sqrt{\kappa R T_1} \left( \frac{p_i}{p_s} \right)^{\frac{\kappa-3}{2\kappa}}}{n V_{WU}}$$

Man sieht aus der Herleitung, dass das Verhältnis von Leck- zu Wirkstrom mit der Wurzel aus der Netztemperatur ansteigt. Der Netzdruck selber beeinflusst das Verhältnis offensichtlich nicht. Die Leckage hat aber Einfluss auf die Motor-Auslasstemperatur. Die niedrigste Temperatur im Leckspalt ist entsprechend dem Lavaldruckverhältnis  $0,833 T_1$ . Mit dem Beispiel 10 bar,  $T_1 = 565,7 \text{ K}$  für adiabate Kompression, ergibt sich  $471,3 \text{ K} = 198,3 \text{ °C}$ , während der Wirkstrom bei vollständig isentroper Expansion auf  $20 \text{ °C}$  entspannen würde. Die Mischungstemperatur aus Wirk- und Leckstrom entsprechend den Massenstromverhältnissen wird demnach durch den Leckstrom angehoben. In Wirklichkeit wird auch die Lavaltemperatur im Leckspalt praktisch nicht erreicht, die Leckstrom-Endtemperatur ist merklich höher als die  $471,3 \text{ K}$ . Die Leckstrom- und die Mischungstemperatur beeinträchtigen nicht die abgegebene Leistung oder die spezifische Leistung, können aber die Handhabung stören. 44

Die Leckverluste nehmen im Verhältnis zum Wirkstrom mit wachsender Maschinengröße ab, so dass bei einem Einsatz in der Energie- 45

technik mit kleineren Leckraten als bei den Motoren mit häufig sehr kleiner Leistung < 1kW in der normalen Pneumatik gerechnet werden kann.

### 3.3.4 Speicher

- 46 Der Speicher ist das „Herz“ des Anlagenkonzepts. Er ist vor allem entscheidend für den verfügbaren Energieinhalt. Für die DL-Speicherung kann er getrennt von Verdichtung und Motorbetrieb dimensioniert werden. Bei der Entnahme von Druckluft sinkt der Speicherdruck. Das Speichervolumen sollte nun so dimensioniert werden, dass für die geforderte Überbrückungsdauer trotz des abnehmenden Drucks die mittlere Leistung und die Lastspitzen des Spitzenlastbedarfs geliefert werden. Dazu bieten sich zwei Wege. Zum einen kann das Stellventil vor dem Motor (Ventil 4 in Abbildung 7) als Druckminderer ausgebildet werden. Druckminderer halten bekanntlich den Sekundärdruck, hier also den Motoreinlassdruck, konstant, solange der Sekundärdruck niedriger als der Speicherdruck ist. Das Stellventil hinter dem Motor (Ventil 8 in Abbildung 7) dient dann zum Ausregeln der Spitzenlastschwankungen. Der zweite Weg besteht darin, die gesamte Leistungsregelung über das auslasseitige Ventil 8 vorzunehmen (reine Gegendruckregelung). Ventil 4 würde dann nur noch als Absperrventil arbeiten. Sinkt bei der Entnahme der Druck, so sinkt nach den Gesetzen der Thermodynamik auch die Lufttemperatur im Speicher. Nun zeigt sich, dass wegen der geringen Dichte der Luft im Vergleich mit der Dichte von Stahl die Wärmekapazität der Behälterwandungen erheblich größer als die von Luft ist (für die erwähnte Versuchsanlage ist die Wärmekapazität des Behälters bei 10 bar etwa um den Faktor 40 höher als die der komprimierten Luft). Das bedeutet, dass bis zum Beharrungszustand einige Zeit vergeht, dass dann aber die Luftabkühlung bei der Entnahme durch Wärmeübergang von den Behälterwänden auf die Luft teilweise ausgeglichen wird.
- 47 Aus dem Gasgesetz folgt für das Verhältnis von Kesselvolumen zu enthaltener DL-Masse:

$$\frac{V_k}{m} = \frac{RT_1}{p_1}$$

Das spezifische Kesselvolumen ist umgekehrt proportional zum Druck. Hohe Drücke liefern somit kleine Kesselvolumina. Für die gespeicherte Energie gilt

48

$$E = \int_1^0 p dV = \frac{p_1 V_K}{n-1} \left( 1 - \left( \frac{p_0}{p_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} \right)$$

$$p_1 V_1 = m_1 R T_1$$

Daraus folgt, dass die Energie pro Kesselvolumen unabhängig von der Temperatur ist.

Für die Auslegung gelten die folgenden Zusammenhänge, wenn, wie oben skizziert, die Leistungsregelung über eine Vordrosselung erfolgt. Dann kann eine konstante Leistung so lange entnommen werden, bis der Kesseldruck auf den gedrosselten Sekundärdruck des Druckminderers abgefallen ist. Diese konstante Leistung ist die unter den gewählten Bedingungen maximal ausregelbare Leistung. Sind auch Lastspitzen auszuregeln, ist die mittlere Leistung durch auslasseitige Drosselung abzusenken. Dann steigt die mögliche Entnahmedauer gegenüber dem Wert für die Entnahme der vollen Leistung entsprechend an.

49

Für die **Dimensionierung** des Druckluftbehälters sei die erforderliche Leistung und die Mindestentnahmedauer bei Vollast, der Ausgangsbehälterdruck, der Druck nach Drosselung und die Ausgangstemperatur im Behälter gegeben. Index 1 sei der Zustand im Behälter, 2 der Zustand nach Drosselung und 3 der Zustand hinter dem Motor. Zur Erzeugung der benötigten Leistung braucht man für die gewählten Druckbedingungen den Volumenstrom

50

$$\dot{V}_2 = \frac{P}{\frac{\kappa}{\kappa-1} p_2 \left( 1 - \left( \frac{p_3}{p_2} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \right)} \quad (3)$$

Dieser Strom bleibt während der Entnahme der vollen Leistung konstant, entspricht also dem Massenstrom der Entnahme (Annahme: Motor ohne Leckstrom):

51

$$\dot{m} = \frac{p_2 \dot{V}_2}{R T_2} \quad (4)$$

- 52 Es wird vereinfachend angenommen, dass die Temperatur im Behälter sich wegen der erwähnten hohen Wärmekapazität der Behälterwand nicht merklich ändert. Für die entnommene Masse gilt:

$$\Delta m = \dot{m} \Delta t \tag{5}$$

dann ergibt sich für das Behältervolumen

$$V_k = \frac{\Delta m}{\Delta p} RT_1 \tag{6}$$

$$\Delta p = p_1 - p_2$$

- 53 Abbildung 8 zeigt das Speichervolumen nach Gl. (3 bis 6) in Abhängigkeit vom gewählten **Einstelldruck**. Man erkennt ein ausgeprägtes Minimum: je höher der Einstelldruck, desto größer muss das Speichervolumen sein, weil bei der Entladung ein hoher Einstelldruck rascher als ein niedriger erreicht wird. Ein hoher Einstelldruck hat aber den Vorteil einer hohen spezifischen Leistung für den Motor. Bei Einstelldrücken unterhalb des Minimums wird der Massenstrom sehr groß, der für die vorgewählte Leistung erforderlich ist. Deshalb neh-

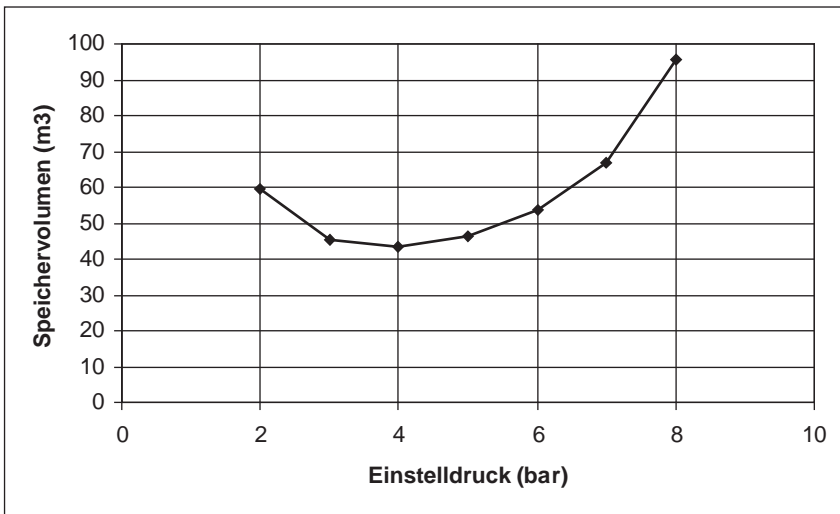


Abb. 8: Speichervolumen für eine Antriebsleistung von 100 kW  
Speicherdruck 10 bar, Überbrückungszeit 5 Minuten

men dort die Speichervolumina wieder zu. Es sei darauf hingewiesen, dass bei Einstelldrücken unter 5 bar in dem Beispiel nach Abbildung 8 (genau: bei Druckverhältnissen  $p_2/p_1 < 0,497$  für reine Drosselung der Zuströmung) zu Beginn der Entladung Schallgeschwindigkeit in der Drossel erreicht wird, was hier unerwünscht ist. Der Einstelldruck sollte deshalb oberhalb des halben Speicherdrucks liegen.

Die Gleichungen (3–6) zeigen, dass das Speichervolumen direkt proportional der erforderlichen Motorleistung ist. Man sieht, dass bei größeren Motorleistungen das notwendige Speichervolumen merklichen Raumbedarf schafft.

54

### 3.4 Speicherung warmer Druckluft im Vergleich mit anderen Speichertechniken

Bei der Suche nach Zahlenmaterial im Schrifttum zur Kennzeichnung von Speichertechnologien findet man teilweise erhebliche Widersprüche. Schwierigkeiten bei der Zahlenermittlung entstehen dadurch, dass die konkurrierenden Technologien auf sehr unterschiedlichen Grundlagen beruhen und so verschiedenartige Einsatzfelder haben, dass zum Teil ein echter Vergleich schwierig ist. Ferner ist oft aus den Angaben nicht eindeutig erkennbar, ob Zahlenangaben z. B. auf Erwartungswerten oder auf Erfahrungen mit Versuchseinrichtungen beruhen. Es werden deshalb im Folgenden nur ein paar Stichworte zu den konkurrierenden Speichertechnologien im Vergleich mit der Speicherung warmer Druckluft gegeben und dann Zahlenwerte in einer Tabelle vorgestellt.

55

Die **Speicherung warmer Druckluft** für die Stromerzeugung wurde bisher noch nicht verwirklicht. Mit den Turboverdichtern für Gasturbinenanlagen und mit Kleindampfturbinen existieren technische Lösungen zumindest für einen bestimmten Leistungsbereich, aus denen sich geeignete Konstruktionen ableiten lassen. Für kleine Anlagenleistungen sind Drehkolbenmaschinen zu entwickeln. Die Risiken solcher Anpassungskonstruktionen sind für Kolben- und Turbomaschinen überschaubar. Die Speicherung selber ist unproblematisch. Das Aufladen (Verdichten), die Energiemenge (Speichervolumen, -druck) und die gewinnbare Antriebsleistung sind unabhängig voneinander wählbar. Die Lebensdauer wird als hoch eingeschätzt.

56

- 57 Die **Luftspeicherung in Kavernen** (Abschn. 2) wird großtechnisch genutzt. Die Gerätetechnik ist somit verfügbar. Ziel ist die Spitzenlastabdeckung über mehrere Stunden, nicht die „Sekundenreserve“. Der Wirkungsgrad ist schlechter als bei einer üblichen Gasturbinenanlage, weil mindestens ein Teil der Verdichtungswärme verworfen wird. Die Investitionskosten sind erheblich höher als bei einer Speicheranlage für warme Druckluft.
- 58 Ein bekanntes weit entwickeltes und erprobtes mechanisches Speichermedium stellt das **Schwungrad** dar, das sich sehr gut für den Kurzzeitbereich eignet. Die aufwändigsten Neukonstruktionen werden in evakuierten Kammern geführt, um den Luftwiderstand abzubauen. Ihrer Natur nach müssen sie vor der Entladung aufgeladen sein, d. h. in Zeiten einer möglichen Entladung müssen sie auf Drehzahl gehalten werden. Zur Beschleunigung nutzt man den Generator/Motor, so dass das System im Bedarfsfall mechanisch unterbrechungsfrei arbeitet. – Bei Schwungrädern ist die Energieabgabe nur über eine Drehzahländerung möglich. Die aufgenommene Leistung und die abgebbare Leistung sind gleich und nicht, wie bei der Druckluftspeicherung, getrennt wählbar.
- 59 **Pumpspeicheranlagen** sind bewährte Energiespeicher, die meist im Zusammenhang mit Talsperren gebaut werden, seltener als Hochspeicher. Die mehrfache Energiewandlung zwischen dem Pumpvorgang und dem Generatorbetrieb reduziert den Wirkungsgrad, doch werden dennoch Gesamtwirkungsgrade zwischen zugeführter und zurückgewonnener elektrischer Arbeit von 75% bis 80% als Höchstwerte erreicht. Da Pumpen im allg. mit gutem Wirkungsgrad als Turbinen zu betreiben sind, gibt es auch Anlagen mit so genannten „Pumpturbinen“ der Deriaz-Bauart. Nachteilig für den Einsatz der Pumpturbine in der Spitzenlast-Stromerzeugung ist, dass für die Funktionsumkehr die Wassersäule und die Maschine abgebremst werden muss. Anschließend werden die Drehrichtung der Maschine und die Strömungsrichtung des Wassers umgekehrt. Dies dauert natürlich deutlich länger als der Start einer Turbine aus dem Stillstand. Die dabei benötigte Zeitdauer von einigen Minuten ist für die Abdeckung von Kurzzeit-Spitzenbedarf zu lang. Haupteinsatzfeld ist die Spitzenlastabdeckung mit längerer Betriebsdauer. Die Lebensdauer ist hoch.

Gleichfalls als bewährte Technik gelten **Pb-Batterien** für Gleichstromnetze, die auch für große Energieinhalte verfügbar sind. Nachteilig sind die begrenzte Zyklenzahl und die Probleme bei der Entsorgung. Durch Zusammenschaltung sind sie auch für hohe Leistungen verfügbar und haben hohe Leistungsanstiege. Ihr hohes Gewicht ist hier nicht nachteilig. Neue Batteriesysteme arbeiten mit hohen Temperaturen und sind deshalb für einen Schnellstart wenig geeignet. Ihre Kosten sind deutlich höher als die der Pb-Batterie und die ertragbaren Zyklenzahlen ebenfalls begrenzt. Hochleistungskondensatoren sind besonders für kurze Entladungsdauern (bis max. 2min) geeignet, z. B. für USV-Anlagen, oder zur Überbrückung in Kombination mit einem langsamer ansprechenden Speichersystem. Es werden hohe Zyklenzahlen bis 500 000 erreicht. Supraleitende Magnetspeicher SMES ermöglichen rasche Zugriffszeiten, scheidet aber zumindest gegenwärtig wegen zu hoher Beschaffungskosten aus. Auch mit SMES sind hohe Zyklenzahlen bis 1 Mio. möglich.

Für **Brennstoffzellen** gibt es zwei Konzepte:

- Bei Überschuss wird mit elektrischer Energie in Elektrolyseuren Wasserstoff erzeugt, der bei Bedarf an elektrischer Energie wieder verstromt wird. Dies ist ein echtes Speichersystem.
- Spitzenlastbedarf wird mittels eines Primärenergieträgers wie Methan in einem Reformierprozess mit anschließender Brennstoffzelle verstromt.

Dies ist ein Stromerzeugungsprozess, denn es wird im Gegensatz zu den anderen Konzepten kein Speicher mit Hilfe elektrischer Energie aufgeladen. Die meisten Brennstoffzellen werden bei erhöhten Temperaturen betrieben. Für eine Spitzenlastabdeckung scheidet sie wegen der erforderlichen Aufheizzeit auf Betriebstemperatur aus. Die spezifischen Investitions-Kosten sind – zumindest noch – hoch. Die Entwicklung konzentriert sich heute vornehmlich auf mobile Anwendungen. Dies erklärt vielleicht auch die ungewöhnlich niedrigen Erwartungswerte von 400 DM/kW, die für die spezifischen Kosten schon benannt wurden, während für heutige Versuchsanlagen Werte von 5700 DM/kW angegeben werden.

Im Folgenden wird ein Vergleich der unterschiedlichen für die Abdeckung von Spitzenlast in Frage kommenden Systeme Pumpspeicherwerke, Druckluftspeicher (am Beispiel des oben genannten Druck-



speicherwerkes McIntosh), Batteriespeicher, Kondensatoren, supra- leitende magnetische Energiespeicher (SMES), Brennstoffzelle und Druckluftspeicher mit warmer Druckluft in Tabellenform in Form von Zahlenwerten in Tabelle 1 vorgenommen. Auf die Unsicherheit einzelner Zahlenwerte wurde bereits hingewiesen. So sollten Schlüsse aus der Tabelle mit entsprechender Vorsicht gezogen werden.

Tab. 1: Vergleich der Speichersysteme zur Deckung der Sekundenreserve

Beurteilungskriterium	Pumpspeicheranlage	Druckspeicheranlage (mit Gasturbine)	Schwungrad	Pb-Batterie	NaS-Batterie	Kondensator	SMES	Brennstoffzelle (PAFC mit 200kW der Fa. ONSI)	Druckluftspeicheranlage (warme Druckluft)
1. Schnellstartdauer in s	75	60	<0,1	0,01	0,01	0,01	0,1	14000	0,1
2. Energiedichte in Wh/kg		1000	50	50	120	0,01-2	0,4-1		2000
3. Leistungsdichte in W/kg		250	180-1800	20-30	150	100 bis 2000	1000	7,5	2500
4. Preis/Leistung in DM/kW	800 bis 3000	500 <sup>1)</sup>		200 bis 1600	1000		3500	5700	550
5. Zyklenzahl	10 <sup>6</sup>	10 <sup>6</sup>	10 <sup>6</sup>	1500	500	10 <sup>6</sup>	10 <sup>6</sup>	1500	10 <sup>6</sup>
6. Gesamtwirkungsgrad in %	bis 80%	50	80	60-75	80	95	90	50-65	65
7. Leistungsgradient in MW/s	0,3 bis 3,6	1,5	50	1700				10 <sup>-5</sup>	50
8. max. Leistung in MW	392	290	5	17	1		50	0,2	10
9. Arbeitsvermögen in MWh	1600	1160	0,2	4,6 <sup>2)</sup>	8		2		8,3

1) ohne Umrichter

2) Großanlage Berlin

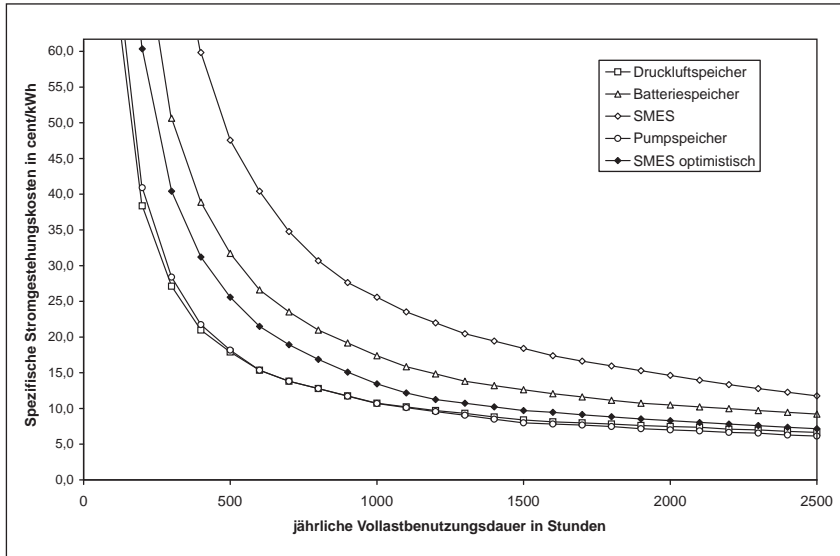


Abb. 9: Spezifische Stromgestehungskosten von Speichertechnologien zur Spitzenlastdeckung [5]

In [5] wurden die unterschiedlichen für die Abdeckung von Spitzenlast in Frage kommenden Systeme Druckluftspeicher (am Beispiel des oben genannten Druckspeicherwerkes McIntosh), Batteriespeicher, supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES) und Pumpspeicherwerke hinsichtlich der **spezifischen Stromgestehungskosten** überprüft (s. Abbildung 9). Berücksichtigt man eine jährliche Nutzungsdauer von maximal 500h, so ergeben sich die besten Werte für die Druckluftspeicherung.

63

## 4 Zusammenfassung

Druckluft ist ein lange erprobter und bewährter Energieträger mit einer unkomplizierten, robusten Gerätetechnik. Dazu gehören Speicher, die allerdings bevorzugt als Kurzzeit-Puffer wirken. Die spezifischen Druckluftkosten sind hoch.

64

In der Energietechnik spielen Druckluft-Speicherkraftwerke eine gewisse Rolle, die unterirdische Kavernen als Speichervolumen nutzen und auch dort errichtet werden können, wo ausreichende Höhenun-

65

terschiede für klassische Pumpspeicherkraftwerke nicht vorhanden sind. Ihre Charakteristika werden erläutert. Als Generatorantrieb dienen Gasturbinen, deren Hochlauf für eine echte Sekundenreserve zu langsam ist und die besonders geeignet für mehrstündige Spitzenlastabdeckung sind.

- 66** Druckluft als Energieträger zum direkten Antrieb von Generatoren mit Druckluftmotoren anstelle von Gasturbinen erscheint geeignet für die Überbrückung kurzzeitiger Spitzenlasten von etwa 5 Minuten und zum Abdecken kurzzeitiger Schwankungen dieser Lastspitzen als echte „Sekundenreserve“, vor allem für die dezentrale Stromkonditionierung im liberalisierten Strommarkt oder in autonomen Inselnetzen, vor allem für kleinere Anlagenleistungen. Im Gegensatz zu den erwähnten Druckluft-Speicherkraftwerken werden wegen des geringeren Energiebedarfs konventionelle Druckbehälter vorgesehen, die einen flexiblen Anlagenaufbau ermöglichen. Die hohen spezifischen Druckluftkosten, der wesentliche Nachteil der Drucklufttechnik, sollen dadurch merklich gesenkt werden, dass die Verdichtungswärme in der Druckluft belassen und im Druckluftmotor direkt genutzt wird. Höhere Temperaturen und die erforderlichen höheren Motorleistungen fordern entsprechende Anpassungskonstruktionen, deren Probleme aber beherrschbar erscheinen. Die Idee dabei ist, dass die Expansion nach der gleichen Zustandsänderung erfolgt wie die vorangegangene Verdichtung, dass also Ergebnis und Aufwand gleich sind. Zwar sind die Maschinen und der Behälter wärmebeständig auszuführen und zu isolieren, doch zeigt sich, dass die Verwendung ungekühlter Druckluft eine Reihe weiterer Vorteile gegenüber konventioneller gekühlter Druckluft aufweist. Entscheidend aber ist der deutliche Gewinn an Wirtschaftlichkeit.

## 5 Literatur

- [1] *Nakhamkin, M., Swensen, E., Schainker, R., Pollak, R.:* Compressed air energy storage: survey of advanced CAES development, ASME 91-JPGC-NE-26 (1991)
- [2] *de Witt, H.:* Energiespeicherung durch Druckluft am Grunde tiefer Seen zur Deckung des elektrischen Spitzenbedarfs, Bulletin SEV/VSE 85(1994)18

- [3] *Hartmann, O.*: Schwimmendes Gasturbinen-Kraftwerk mit Unterwasser-Druckluftspeicher, Bulletin SEV/VSE 85(1994)18
- [4] *Kalide, W.*: Kraft- und Arbeitsmaschinen, Carl Hanser Verlag München Wien, 8. Aufl., 1995
- [5] Energiespeicher für Strom, Wärme und Kälte, Tagung Leipzig, 6. und 7. Dezember 1994, VDI Berichte 1168, VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf 1994



# Bedeutung der Gasspeicher im Gasmarkt

*Klaus Homann, Michael Klafki*

## Inhaltsübersicht

	Rn.		Rn.	
1	Bedeutung der Gasspeicher im Gasmarkt	1–5	5.2 Obertageanlagen	12–31
2	Untergroundspeichertypen	6–14	6 Untertägige Speichererrichtung	32–45
2.1	Porenspeicher	7–10	6.1 Errichtung von Aquiferspeichern	32–36
2.2	Hohlraumspeicher	11–14	6.2 Errichtung von Speichern in Kohlenwasserstofflagerstätten	37
3	Genehmigungsverfahren	15–17	6.3 Errichtung von Salzkavernenspeichern	38–45
4	Erkundung geeigneter Speicherstandorte	18–20	7 Betrieb der Untergroundspeicher	46–50
5	Komponenten von Erdgasspeicheranlagen	21–31	Literatur	
5.1	Untertägige Ausrüstungen	21–22		

## Schlagwortübersicht

	Rn.		Rn.
Aquiferenspeicher	8, 32 ff.	Messanlagen	27
Automatisierung	30	Porenspeicher	7 ff., 47
Bohrung	18	Regelanlagen	27
Bohrungen	21	Regelwerke	16
Direktes Solen	40	Salzkavernenspeicher	11 ff., 38 ff., 50
EnWG	15	Simulationsmodelle	19
Erforderlichkeit	2	Speicherstandort	20
Erkundung	18 ff.	Technische Standards	16
Externe Gutachter	17	Trocknungsanlagen	25
Förderinstallation	22	Typen	6 ff.
Gasaufbereitung	29	Überwachungsverein	17
Hohlraumspeicher	11 ff.	Verdichter	24
Indirektes Solen	40	Zukünftige Entwicklung	5
Lagerstätten	9, 37		

## 1 Bedeutung der Gasspeicher im Gasmarkt

- 1 Untergrundspeicherung bedeutet eine behälterlose unterirdische Lagerung von Gasen und Flüssigkeiten in geologischen Formationen der Erdkruste bei direktem Kontakt des Speichermediums mit dem Gestein.
- 2 Gasspeicher sind im Wesentlichen aus folgenden Gründen erforderlich:
  - Ausgleich jahreszeitlicher Verbrauchsschwankungen
  - Überbrückung von Störungen im Produktions- oder Transportprozess
  - Deckung des Spitzenbedarfs
  - Verbesserung der Wirtschaftlichkeit des Erdgaseinsatzes im Transport- und Verteilungsnetz
  - Handel von Spotgasmengen („Gashubs“).
- 3 Der bisher stetig zunehmende Energieverbrauch ist durch einen besonders starken Erdgasbedarf gekennzeichnet, der auch zur Erhöhung von Speicherkapazitäten führt. In Deutschland betrug in 2000 der Anteil des Erdgasverbrauches am Primärenergieverbrauch rund 21% und soll bis auf ca. 25% in 2010 bzw. 27% in 2020 ansteigen.
- 4 Weltweit existieren derzeit 570 Erdgasspeicher, in denen etwa 300 Mrd. Kubikmeter Arbeitsgas gelagert werden. In Deutschland beträgt die unterirdische Speicherkapazität fast 18% des jährlichen Gasverbrauches.

Tab. 1: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung

	Poren- speicher	Kavernen- speicher	Summe
Arbeitsgasvolumen „in Betrieb“. Mrd. $m^3(V_n)$	12,4	6,1	18,5
Maximale Entnahmerate/Tag, Mio. $m^3(V_n)$	192,0	233,4	425,4
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases, Tage	65	26	91
Anzahl der Speicher in „Betrieb“	23	19	42
Arbeitsgasvolumen in „Planung oder Bau“, Mrd. $m^3(V_n)$	1,2	3,9	5,2
Anzahl der Speicher (Planung und Bau)	2	4	6
Summe Arbeitsgas, Mrd. $m^3(V_n)$ (Ist, Plan, Bau)	13,6	10,1	23,7
	Stand: 31. 12. 2000		

Die zukünftige Entwicklung auf dem Erdgasspeichersektor wird neben dem weiteren Ausbau der Arbeitsgasmengen insbesondere eine Erhöhung der Flexibilität sowie Verbesserung der Speichieranbindung erforderlich machen. Der liberalisierte Gasmarkt erfordert eine Optimierung von Spitzen- und Grundlastkapazitäten und ein schnelles Reagieren auf die sich ändernden Marktanforderungen. Attraktive Speicher in der Nähe von Verbrauchsschwerpunkten können auch die Auslastung der Transportnetze weiter erhöhen und langfristig sichern.

5

## 2 Untergrundspeichertypen

In Abhängigkeit von den regionalen geologischen Bedingungen werden verschiedene Typen von Untergrundspeichern genutzt:

6

- Porenspeicher:
  - abgebaute Erdöl- oder Erdgaslagerstätten
  - Aquiferstrukturen
- Hohlraumsspeicher
  - ausgesolte Salzkavernen
  - Felskavernen
  - stillgelegte Bergwerke.



## 2.1 Porenspeicher

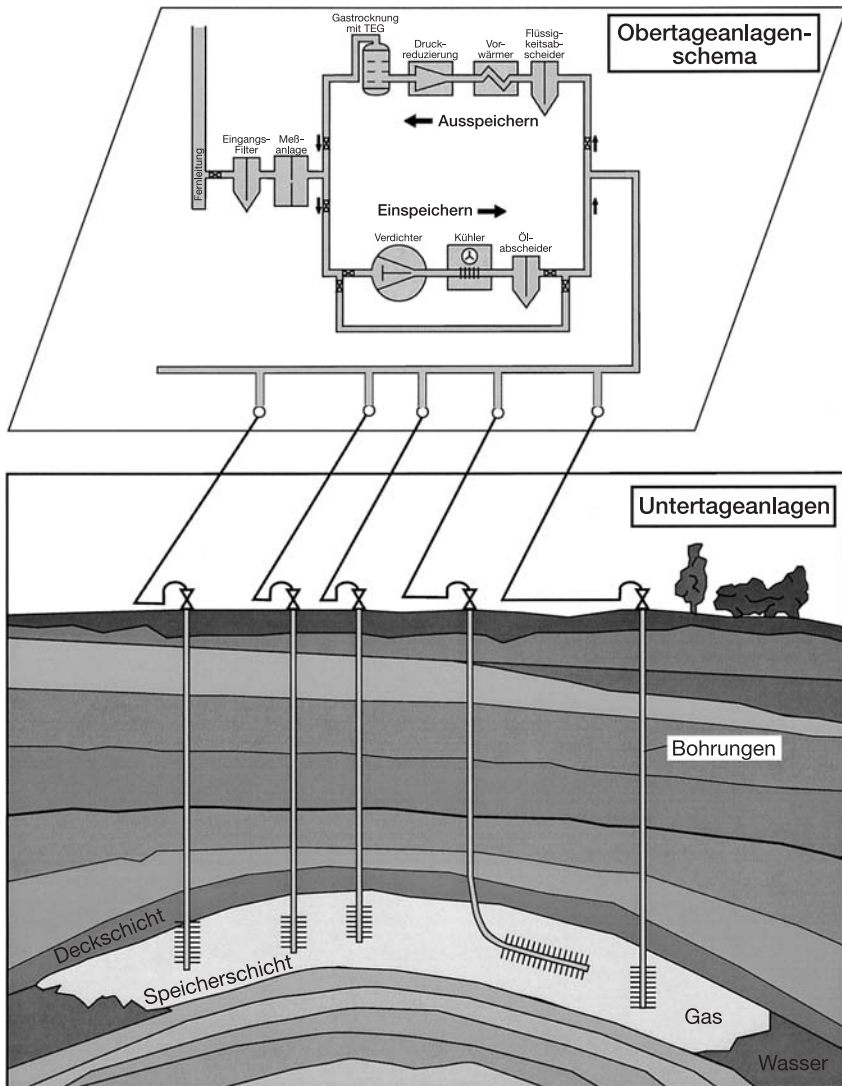


Abb. 1: Schematische Darstellung Aquiferspeicher (Quelle: RWE Gas)

- 7 Porenspeicher werden ausschließlich für die Lagerung gasförmiger Medien errichtet. Sie eignen sich bevorzugt für die Lagerung großer Gasmengen, wie sie zum Ausgleich saisonaler Bedarfsschwankungen erforderlich sind.

- In **Aquiferstrukturen** (= Strukturen mit wasserführenden Horizonten) wird das Schichtwasser aus den Porenräumen durch das eingepresste Gas verdrängt und so eine künstliche Gaslagerstätte geschaffen. Dazu müssen folgende geologische Voraussetzungen erfüllt sein: **8**
- eine Gasfallenstruktur nach oben gewölbt oder tektonisch geformt
  - eine poröse und permeable Speicherschicht
  - ein undurchlässiges Deckgebirge (Salz- oder Tongestein)
  - ein ausreichend großes Randwasserreservoir.
- Bei der **Nutzung abgebauter Erdöl- oder Erdgaslagerstätten** sind die geologischen Voraussetzungen mit der Existenz der Lagerstätte bereits prinzipiell gegeben. In Abhängigkeit von den Standortgegebenheiten liegen diese Porenspeicher in unterschiedlichen Tiefen und werden durch die anwesenden Gesteinstypen charakterisiert. Aus der Analyse des Lagerstättenabbaues lassen sich die Kapazitätsparameter des Speichers ermitteln. Die Speichergesamtleistung wird dabei über mehrere Betriebsbohrungen (Bohrungsfonds = ca. 10 bis ca. 80) realisiert. **9**
- Das Bohrungs- und Speicherverhalten dieses Speichertyps wird darüber hinaus durch das in der Lagerstätte befindliche Wasser und/oder Restgasöl beeinflusst. **10**

## 2.2 Hohlraumsspeicher

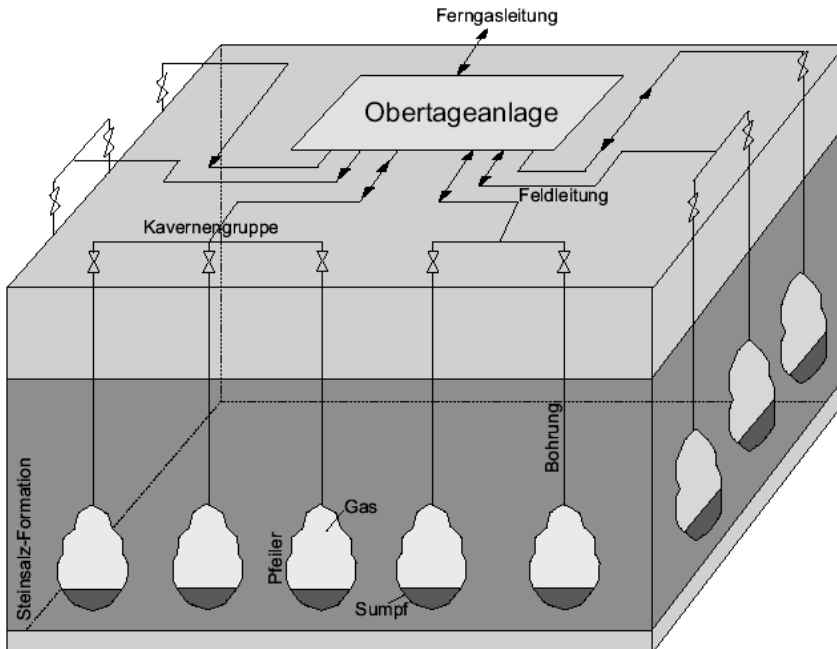


Abb. 2: Schematische Darstellung Kavernenspeicher (Quelle: RWE Gas)

- 11 Die Herstellung von **Speicherkavernen im Salz** erfolgt durch Aussohlen großer Hohlräume und stellt folgende Bedingungen an den jeweiligen Standort:
- ausreichende Mächtigkeit und Erstreckung der Salzlagerstätte in Teufen oberhalb 2000m
  - möglichst homogene Beschaffenheit des Salzes mit geringen nicht löslichen (Ton, Anhydrit) oder leicht löslichen (Kalisalze) Bestandteilen
  - ausreichendes Frischwasserangebot für den Solprozess
  - Möglichkeiten der Solenutzung bzw. -beseitigung.
- 12 Die Salzagerstätten in Deutschland sind in Form von Salzstöcken, Salzissen oder als Schichtensalze ausgebildet. Die mächtigsten Salzvorkommen in Mitteleuropa bilden die Zechsteinsalze.

Die Gasspeicherung in Felskavernen erfordert die Existenz eines massiven Festgesteines (Granit, Gneis), in dem bergmännische Hohlräume geschaffen werden müssen. Dieser Typ wird nur in solchen Regionen angewandt, wo keine anderen geologischen Voraussetzungen gegeben sind. Die Kavernen werden entweder unausgekleidet (hydrodynamisches Dichtungsprinzip) oder mit einer entsprechenden Innenabdichtung genutzt. 13

In Bergwerken (z. B. stillgelegte Salz- oder Kohlengruben) sind auf Grund des Lagerstättenabbaues freie Hohlräume vorhanden, die zur Speicherung genutzt werden können. Dabei ist die Abdichtung der Schachtröhre und Strecken nur mit großem Aufwand möglich. 14

### 3 Genehmigungsverfahren

Alle im Zusammenhang mit der Erkundung, Errichtung und dem Betrieb von Untergrundspeichern stehenden Arbeiten unterliegen in Deutschland dem Bundesberggesetz vom 13.08. 1980 mit seinen nachgeschalteten Durchführungsbestimmungen sowie dem Energiewirtschaftsgesetz vom 13. 12. 1935. 15

Des weiteren existieren zahlreiche technische Standards (DIN, API), Regelwerke (DVGW, WEG) und EU-Normen (prEN 1918 – 1 bis 5), die die besondere Spezifik der Untertagespeichersysteme umfassen und von allen an solchen Projekten beteiligten Unternehmen berücksichtigt werden. Für sämtliche Arbeiten des Speicherbaues und -betriebes müssen beim zuständigen Bergamt entsprechende Betriebspläne zur Zulassung eingereicht werden. Das Bergamt ist verantwortlich für die Beteiligung aller Behörden, die öffentliche Interessen wahrnehmen, und kontrolliert die Einhaltung der Rechtsvorschriften sowie die Umsetzung der geltenden technischen Standards. 16

Der Einsatz von externen Gutachtern und Überwachungsvereinen trägt des weiteren zur Sicherheit bei der Errichtung und des Betriebes von Gasspeicheranlagen bei. 17

## 4 Erkundung geeigneter Speicherstandorte

- 18 Für alle Speichertypen müssen geophysikalische Methoden zur Erkundung des geologischen Strukturbaues eingesetzt werden. Mit Hilfe der Reflexionsseismik wird dabei der Untergrund detailliert vermessen und kartiert. Danach wird das erkundete Strukturbild mit mindestens einer Bohrung überprüft, die in der Regel im Top-Bereich oder im Zentrum der Lagerstätte platziert wird. Mit Hilfe dieser Bohrung(en) werden aus den interessierenden Gesteinsschichten sogenannte Bohrkerne entnommen und untersucht. Das gesamte offene Bohrloch wird mit geophysikalischen Geräten vermessen. Mit den Untersuchungen werden die Gesteinseigenschaften sowie die initialen Druck- und Temperaturverhältnisse bestimmt.
- 19 Durch Anwendung von 3D-Simulationsmodellen werden alle geologischen und lagerstättentechnischen Kenntnisse numerisch verarbeitet und die möglichen Speicherkapazitäten, die Leistungs- und Strömungsparameter sowie die benötigte Bohrungsanzahl ermittelt. Im Falle eines Salzkavernenspeichers wird die Kavernenaussolung mit einem Solsimulator auf ihre Machbarkeit hin überprüft.
- 20 Die Explorations- und Vorplanungsphase schließt mit einer Eignungsbewertung des Speicherstandortes hinsichtlich seiner technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab, die maßgeblich von folgenden Faktoren bestimmt wird:
- geographische Lage und Anbindung an das Gasnetz
  - volumetrische Speicherkapazität (Arbeitsgas – Kissengas)
  - Bohrungs- bzw. Kavernenleistungen
  - Erweiterbarkeit/Ausbaufähigkeit
  - Investitions- und Betriebskostenschätzung
  - Umweltfaktoren
  - Genehmigungsfähigkeit.

## 5 Komponenten von Erdgasspeicheranlagen

### 5.1 Untertägige Ausrüstungen

#### • Bohrungen

Eine ausreichende Anzahl von Produktionsbohrungen für Porenspeicher bzw. Einzelkavernen (eine Kavernenbohrung je Salzkaverne) gehören zur Speicheranlage und stellen die Verbindung von Übertage zum unterirdischen Speicherraum dar. Eine gasdichte Installation der Bohrlochverrohrung ist zur Gewährleistung eines störungsfreien Betriebes erforderlich und wird durch eine hochwertige Zementation oberhalb der Speicherschicht bis nach Übertage erreicht.

21

Die Kontrolle der Zementbindung und -qualität erfolgt mit speziellen Bohrlochmessverfahren.

Für Porenspeicherbohrungen wird in der Regel als letzter zementierter Casing mit gasdichten oder verschweißten Verbindern eine  $9\frac{5}{8}$ "-Rohrtour verwendet und die Kavernenbohrungen sind mit  $11\frac{3}{4}$ - oder  $13\frac{3}{8}$ "-Endverrohrungen ausgerüstet.

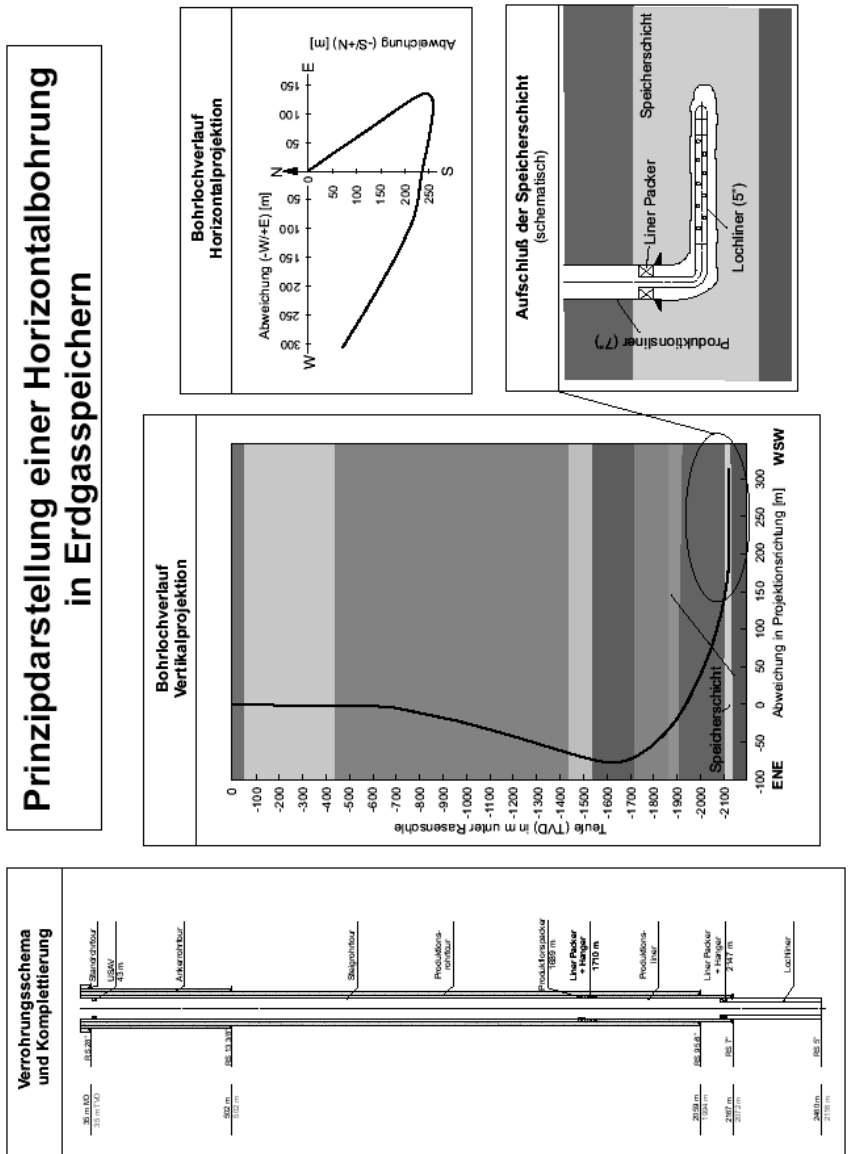
Zur Aufwandsminimierung werden heutzutage mehrere Bohrungen von einem Clusterbohrplatz in unterschiedliche Richtungen abgelenkt, um so die Inanspruchnahme von Land zu reduzieren.

Mittels Horizontalbohrungen werden zunehmend alle neuen Bohraufschlüsse in Porenspeichern realisiert, in dem der Speicherhorizont mit einer Horizontalstrecke von mehreren 100 m durchbohrt wird. Damit kann im Vergleich zu einer Vertikalbohrung eine 3–5fache (in Einzelfällen 10fache) höhere Förderleistung erreicht werden.

#### • Förderinstallation

In die letzte zementierte Rohrtour der Bohrungen wird ein sogenannter Tubing mit Dimensionen von  $5\frac{1}{2}$ " bis 7" für Porenspeicher bzw.  $9\frac{5}{8}$ " für Kavernenspeicher installiert, indem ein Packer in die Endrohrtour permanent eingebaut und mit dem Tubing verbunden wird. Durch diese Förderinstallation wird ein Kontrollringraum geschaffen, der mit einer Schutzflüssigkeit aufgefüllt ist und zur Überprüfung der Dichtheit des Förderrohres dient.

22



In Porenspeichern mit unbefestigten Sand-Speicherhorizonten werden spezielle Komplettierungselemente wie z. B. Drahtwickelfilter mit Gravel-Pack benutzt, um eine sandfreie Gasförderung zu gewährleisten.

Der Abschluss der Untertageinstallation bildet der Bohrlochkopf, der mit Rohrabhängevorrichtungen, Armaturen und autark arbeitenden Sicherheitssystemen ausgerüstet ist. Entsprechende Steuerpiloten kontrollieren das Einhalten festgelegter Grenzwerte und schließen bei Überschreitungen selbständig die am Bohrlochkopf montierten Sicherheitsventile.

## 5.2 Obertageanlagen

Die Obertageanlagen sind das Bindeglied des Speicherbetriebes zwischen Ferngasleitung und Speicherbohrungen. Sie unterscheiden sich bei den verschiedenen Speichertypen nicht grundsätzlich in den Hauptausrüstungen. Die Dimensionierung einer Obertageanlage hängt von der unterschiedlichen Speicherkapazität (Arbeitsgasmen- gen, Druck- und Temperaturverhältnisse) und den Anforderungen des Speicherbetreibers (-nutzer) an die Einspeise- und Auspeiseleistung ab.

23

Zu einer Obertageanlage gehören folgende Hauptbestandteile:

- **Verdichter**

Die Verdichter dienen beim Einlagerungsprozess dazu, das aus dem Ferngasleitungsnetz entnommene Gas auf den erforderlichen Speicherdruck zu erhöhen und mit der vorgesehenen Einspeisemenge in den unterirdischen Speicherraum einzupressen.

24

In Ausnahmefällen werden die Verdichter auch zur Auspeisung eingesetzt, wenn der minimale Speicherdruck unterhalb des Ferngasleitungsdruckes liegt.

Folgende Arten von Verdichtern werden eingesetzt:

- Turboverdichter, vorzugsweise mit Gasturbinenantrieb
- Kolbenverdichter, vorzugsweise mit Elektromotorenantrieb.



**• Trocknungsanlagen**

- 25 Zur Einhaltung der gültigen Normen bzw. vereinbarten Grenzwerte zum Feuchtegehalt des Gases sind beim Auslagerungsprozess entsprechende Gastrocknungsanlagen notwendig. In der Regel werden bei der Gasspeicherung die Glykolabsorptionsanlagen verwendet, die aus folgenden Komponenten bestehen:
- Absorberkolonnen oder Sprühstrecken
  - Glykolregeneration.
- 26 In Einzelfällen werden heutzutage auch Tieftemperaturseparatoren oder Wirbelrohre zur Reduzierung des Wasserdampfgehaltes eingesetzt.

**• Mess- und Regelanlagen**

- 27 Im technologischen Prozess der Obertageanlage eines Gasspeichers sind Einrichtungen zur Gasmengenmessung sowie zur Gasdruck- und Mengenregelung erforderlich. Grundsätzlich sind folgende Aufgaben zu erfüllen:
- Übergabemengenmessung zur Erfassung der Ein- und Auslagerungsmengen mit hohen Anforderungen an Messgenauigkeit und Betriebszulässigkeit
  - Betriebsmengenmessung zur Bilanzierung des Speicherbetriebes an den Bohrungen oder Einzelkavernen
  - Druckregelung zur Druckabsicherung in Richtung Ferngasleitung und im Obertagesystem sowie zur Druckstufentrennung einzelner Anlagenkomponenten.
- 28 Entsprechend dem Stand der Technik und den technologischen Erfordernissen werden folgende Einrichtungen verwendet:
- Messblenden
  - Wirbelgas- und Turbinenradzähler
  - Ultraschallgaszähler
  - Regelschienen mit Sicherheitsabsperreinrichtungen
  - Vorwärmer als zentral oder dezentrale Heizungsanlagen zur Kompensation des Temperaturabfalls als Folge der Druckabsenkung (Joule-Thomson-Effekt).

**• Gasaufbereitung**

Bei der Gasein- und -ausspeisung werden kombinierte Staub- und Flüssigkeitsabscheider eingesetzt und sind von der Art des Untergroundspeichers abhängig. Bei der Gasspeicherung von abgeförderten Kohlenwasserstofflagerstätten (Erdgas oder Erdöl) besteht in der Regel erhöhter Reinigungsbedarf, da unerwünschte Komponenten (z. B. Restöl) aus dem Ausspeisegas entfernt werden müssen. 29

**• Automatisierung**

Der Grad der Automatisierung hängt von der jeweiligen Betreiberphilosophie ab und wird zunehmend auf einen mannlosen, fernsteuerbaren Prozess ausgerichtet. Die einzelnen Anlageneinheiten einer Obertageanlage werden mit lokalem Automatisierungssystem ausgerüstet, die über einen Feldbus (z. B. Lichtwellenleiter) mit dem zentralen Prozessleitsystem verbunden sind. 30

Mit einem derartigen Prozessleit- und Automatisierungssystem lassen sich zahlreiche Bedienungs- und Überwachungsaufgaben realisieren: 31

- Führung, Überwachung und Steuerung der Stationsprozesse sowie der Sicherheits- und Schutzsysteme
- Messwerterfassung, -übertragung und -archivierung
- Bereitstellung einer zentralen Bedien- und Beobachtungsebene
- Entscheidungshilfen zur Fahrwegoptimierung.

## 6 Untertägige Speichererrichtung

### 6.1 Errichtung von Aquiferspeichern

Vor Beginn der ersten Gasinjektion werden zur weiteren lagerstätten-technischen Erkundung verschiedene Förder- und/oder Injektionstests mit Wasser durchgeführt, um frühzeitig Inhomogenitäten innerhalb des geplanten Speicherhorizontes erkennen und die Dichtheit des Deckgebirges bzw. eventuelle vorhandene Störungen nachweisen zu können. 32

Voraussetzung für das erste Einpressen von Gas sind mindestens zwei Bohrungen im Bereich des Strukturhöchsten, wobei zunächst nur in eine Bohrung das Gas injiziert wird und die zweite der Druckbeob- 33

achtung dient. Erst wenn das Gas bis zur zweiten Bohrung vorgebracht ist, wird auch hier mit der Gaseinspeisung begonnen. Diese Vorgehensweise gewährleistet, dass eine zusammenhängende Gasblase gebildet wird.

- 34 Während der Gaserstinjektion in einem Aquiferhorizont sind Erfahrungen zum maximal zulässigen Lagerstättendruck und Kenntnisse des 2-Phasenflußverhaltens (Gas/Wasser) unerlässlich, um ein Undichtwerden der Deckschichten durch mechanisches Aufreißen auszuschließen.
- 35 In inhomogenen und geschichteten Speicherhorizonten wird sich das Gas auf Grund vorhandener Permeabilitätsunterschiede horizontal und vertikal fingerförmig ausbreiten. Durch Schwerkrafteinfluss stellt sich zunehmend eine ausgeglichene vertikale Sättigungsverteilung ein.
- 36 In einem Aquifergasspeicher steht vom gesamten Speichergasinhalt etwa nur ein Drittel bis die Hälfte als nutzbares Arbeitsgas zur Verfügung, und restliches sogenanntes Kissengas dient als Druckpuffer bzw. zum Fernhalten des Randwassers von den Speicherbetriebsbohrungen.

## 6.2 Errichtung von Speichern in Kohlenwasserstofflagerstätten

- 37 Weitgehend ausgeförderte Erdgaslagerstätten haben über geologische Zeiträume hinweg ihre Dichtigkeit bewiesen und wurden während der Förderphase umfassend lagerstättenkundlich untersucht. Zu dem enthält eine aufgelassene Gaslagerstätte zum Zeitpunkt der Umstellung bereits einen Teil des benötigten Kissengases. Der Ausbau zu einem Speicher erfordert in der Regel eine Umrüstung der Altbohrungen bzw. das Abteufen neuer Speicherbetriebs- und -beobachtungsbohrungen. Bei der Speichergasbefüllung werden die Gasausbreitung im Speicherhorizont und das Druckverhalten kontrolliert und mit den im Vorfeld durchgeführten 3D-Reservoirsimulationen verglichen. Die Überprüfung der Zusammensetzung des Ausspeisegases dient zur Beobachtung der Wechselwirkung zwischen dem Speichergas und dem in Reservoir verbliebenen Lagerstätteninhalt.

Bei einer als Gasspeicher genutzten ehemaligen Öllagerstätte sollte bei der Speichererrichtung eine Restölförderung ermöglicht werden.

### 6.3 Errichtung von Salzkavernenspeichern

Die Errichtung eines Salzkavernenspeichers beginnt mit dem Abteufen einer Bohrung im ausgewählten Abschnitt des Salzkörpers, die u. a. eine ausreichende Außen- und Innendruckfestigkeit der Verrohrung über lange Betriebszeiten (mehr als 30 Jahre) besitzen muss. Mit den beim Bohren im Salz gewonnenen Kernen wird ein umfangreiches lösekinetisches und gebirgsmechanisches Untersuchungsprogramm durchgeführt. Aus den Ergebnissen werden der untertägige Kavernenhohlraum dimensioniert und die Speicherbetriebsparameter abgeleitet. 38

Die Herstellung von Kavernen erfolgt durch Lösen von Salz mit dem eingepumpten Süßwasser bzw. schwach mineralisierten Wasser (= Solprozess) an der Kontaktfläche zum Salzgestein. 39

Der Aussolvorgang wird über zwei konzentrisch ineinander eingebaute freihängende Rohrstränge innerhalb des Bohrlochs realisiert und kann durch verschiedene Verfahren erfolgen: 40

- *Direktes Solen:* Das Süßwasser wird über den Steigraum des inneren Solstranges gepumpt, die Sole steigt im Ringraum zwischen innerem und äußerem Solraum auf.
- *Indirektes Solen:* Das Süßwasser wird über den Ringraum eingepumpt, die Sole gelangt über den Steigraum zu Tage.

Die Begrenzung des Solvorganges nach oben wird bei beiden Solverfahren durch ein sogenanntes Schutzmedium (Blanket), das nicht lösend und leichter als Wasser sein muss, gewährleistet. 41

Die Kavernformentwicklung wird mit einer echometrischen Vermessung kontrolliert, indem eine Sonde mit einem Kabel in die Kaverne eingefahren wird. Der Solprozess erfordert eine kontinuierliche Bereitstellung von Brauchwasser, das den Standortbedingungen entsprechend aus unterschiedlichen Quellen (Meerwasser, Flusswasser, Tiefbrunnenwasser) gewonnen werden kann. Für das Aussolen von 1 m<sup>3</sup> Hohlraum benötigt man 7 bis 10 m<sup>3</sup> Süßwasser. Für eine 600.000 m<sup>3</sup>-Gaskaverne werden bspw. bis zu 6 Millionen m<sup>3</sup> Wasser benötigt. Der 42

Soleabstoß unterliegt strengen behördlichen Auflagen sowie Restriktionen und kann im Extremfall zur Verhinderung eines Kavernenprojektes führen.

- 44 Die effektivste Lösung ist die Verarbeitung der Sole in der chemischen Industrie. Eine Ableitung in Oberflächengewässer ist nur in Meernähe genehmigungsfähig. Eine zunehmend praktizierte Lösung stellt die Versenkung der Sole in aufnahmefähige Schichten der Untergrundes dar. Nach dem Solprozess wird die solegefüllte Kaverne für den Gasspeicherbetrieb hergerichtet und mit der endgültigen Förderinstallation komplettiert.
- 44 Für die Gaserstbefüllung/Soleentleerung werden ein zusätzlicher 4<sup>1</sup>/<sub>2</sub>"-Entleerungsstrang bis oberhalb des Sumpfes tief in die Kaverne eingebaut und eine Soleentgasungseinrichtung auf dem Kavernenplatz temporär errichtet. Das eingepresste Speichergas verdrängt die Sole aus der Kaverne mit durchschnittlichen Raten von ca. 130 m<sup>3</sup>/h bis 170 m<sup>3</sup>/h, so dass ein Entleerungsvorgang je nach Kavernengröße mehrere Monate dauert.
- 45 Nach der Erstbefüllung baut man den Entleerungsstrang mit einer Ausschleuseeinrichtung (Snubbing Unit) unter Gasdruck aus. Damit steht die Kaverne für den normalen Speicherbetrieb zur Verfügung.

## 7 Betrieb der Untergrundspeicher

- 46 Die Untergrundspeicher werden in der Regel von Ferngastransportunternehmen, regionalen Gasversorgungsgesellschaften und von Speicherdienstleistungsfirmen errichtet und betrieben. Die Speicherkapazitäten werden dabei von den Unternehmen selbst oder von Gashändlern genutzt. Die Deregulierung des Gasmarktes gestattet zunehmend auch den diskriminierungsfreien Speicherzugang durch Dritte, was neue Anforderungen an die Betriebsführung bzw. an die Errichtung neuer Speicher stellt.
- 47 Bei **Porenspeichern** müssen spezifische Besonderheiten beachtet werden. Die Entnahmekapazitäten werden von den geologischen und lagerstättentechnischen Gegebenheiten geprägt und bestimmt. Alle Bohrungen sind am gesamten Gasreservoir angeschlossen und damit hydrodynamisch miteinander verbunden.

Der untertägige Speicherprozess ist als ein zeitvariantes System zu betrachten, wo die Parameter (Bohrungsverhalten, Druck- und Sättigungsverhältnisse) nicht konstant, sondern von den Zuständen abhängig sind. Diese komplizierten Mehrphasenströmungen im Speicherhorizont erfordern hohe Aufwendungen für das Speichermonitoring.

Bohrungsmessungen und -tests gehören ebenso zur Speicherüberwachung wie Betriebsdatenanalysen und 3D-Reservoirsimulationen. Speziell entwickelte Betriebsführungsmodelle ermöglichen operative Speichereinsatzplanungen und zeitnahe Bohrungsüberwachungen.

**Kavernenspeicher** zeichnen sich durch hohe Entnahmeraten bis 250.000 m<sup>3</sup>/h je Kaverne aus und können sehr flexibel auf neue Marktanforderungen reagieren.

50

Jede Einzelkaverne kann wie ein unterirdischer Behälter betrachtet werden und lässt sich innerhalb vorgegebener Grenzparameter nahezu uneingeschränkt betreiben.

Die Aufwendungen für das Kavernenmonitoring sind vergleichsweise niedrig und beschränken sich vorwiegend auf die Kontrolle des Konvergenzverhaltens. Eventuelle Auswirkungen auf die Erdoberfläche werden durch Feinnivellements des Bodens periodisch (etwa aller 2 Jahre) überprüft.

Der bisherige jährliche Speicherbetrieb aller Untertagespeichertypen unterteilt sich in die Entnahmeperiode (Zeitraum November bis Februar/März) sowie Wiederbefüllphase (Zeitraum April bis Oktober) und richtet sich dabei überwiegend an den witterungsbedingten Speichereinsatz.

Zunehmend wird durch Reinjektionen an den Wochenenden eine Fahrweise praktiziert, die das Speicherleistungsvermögen möglichst über die gesamte Winterperiode auf hohem Niveau hält. Darüber hinaus wird der liberalisierte Gasmarkt die ursprüngliche Trennung zwischen Winterentnahme und Sommereinspeisung zunehmend aufheben und einen flexiblen, schnell reagierenden Speicherbetrieb erforderlich machen.

## Literatur

- [1] *Sedlacek, R.*, Untertage-Erdgasspeicherung in Deutschland, Erdöl Erdgas Kohle, November 2001
- [2] *Eberhard, Hüning (Hrsg)*, Handbuch der Gasversorgungstechnik, 2. Auflage, R. Oldenbourg Verlag, München, Wien 1990
- [3] *Griesbach, Heinze (Hrsg)*, Untergrundspeicherung, Verlag Moderne Industrie, Landsberg/Lech, 1996
- [4] *Niquet (Hrsg)*, Kavernenspeicher, Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig, 1978

---

# Übersicht

---

**8000 Energieanwendung****8100 Niedertemperaturwärme/Heizung/Kühlung****8200 Prozessenergie**

8210 Anwendung fossiler Brennstoffe

8250 Elektrowärme

**8300 Mechanische Energie**

8310 Verbrennungsmotoren

8311 Verbrennungsmotoren (*Merker/Krause*)8312 Verbrennungskraftmaschinen (*Freitag*)**8400 Elektrische Antriebe**8410 Elektrische Antriebe (*Beck*)**8500 Lichttechnik**





# Verbrennungsmotoren

Günter P. Merker und Andreas Krause

## Inhaltsübersicht

	<b>Rn.</b>		<b>Rn.</b>
1	1–14	4.2	Kennwerte ausgeführter Verbrennungsmotoren 33
1.1	1–6	4.3	Motorkennfeld 34–35
1.2	7	5	Thermodynamik des Verbrennungsmotors 36–43
1.3	8–14	5.1	Vergleichsprozesse 37–40
1.3.1	10	5.2	Prozess des vollkommenen Motors 41–42
1.3.2	11	5.3	Prozess des realen Verbrennungsmotors 43
2	15–21	6	Ladungswechsel und Aufladung bei Verbrennungsmotoren 44–51
2.1	15–17	6.1	Viertakt- und Zweitakt- verfahren 45–48
2.2	18–19	6.2	Grundlage der Motor- aufladung und ausgeführte Verfahren 49–51
2.3	20	7	Gemischbildung, Zündung und Verbrennung 52–66
2.4	21	7.1	Ottomotor 52–56
3	22–27	7.2	Dieselmotor 57–66
4	28–35	8	Innermotorische Schad- stoffreduzierung und Abgasnachbehandlung 67–87
4.1	29–32	9	Ausblick auf zukünftige Entwicklungen bei Verbrennungsmotoren 88–92

## Schlagwortübersicht

	Rn.		Rn.
Abgasnachbehandlung	80	Luftaufwand	31
Abgas-Turboaufladung	51	Mechanische Aufladung	51
Carnot-Prozess	37	Mitteldruck	29
Dieselmotor	11, 81	Mittelschnellläufer	33
Direkte Einspritzung	59	Nasse Laufbuchse	21
Effektive Leistung	30	Normalausgleich	27
Einmetall-Vollschaftkolben	19	Ottomotor	10
Fahrzeugmotoren	33	Regelkolben	19
Fensterkolben	19	Reibleistung	30
Gebaute Kolben	19	Resonanzaufladung	51
Gleichdruckprozess	39	Schnellläufer	33
Gleichraumprozess	38	Schwingrohraufladung	51
Großmotoren	33	Seiligerprozess	40
Hauptbrennraum	57	Spezifischer Brennstoffverbrauch	31
Indirekte Einspritzung	58	Stauaufladung	51
Indizierte Leistung	30	Stirlingmotor	14
Indusriemotoren	33	Stoßaufladung	51
Integrierte Laufbuchse	21	Trockene Laufbuchse	21
Kastenkolben	19	Vollständiger Massenausgleich	25
Kreiskolbenmotor	13	Vorkammer	57
Langsamläufer	33	Wirkungsgrad	31
Liefergrad	31		

## 1 Einleitung

### 1.1 Historische Entwicklung des Verbrennungsmotors

- 1 Die Geschichte der Kolbenverbrennungskraftmaschine ist ein wesentlicher Teil der Technikgeschichte, und der Verbrennungsmotor wird aus heutiger Sicht noch lange die wichtigste Wärmekraftmaschine überhaupt bleiben. Verbrennungsmotoren umfassen ein weites Leistungsspektrum, angefangen von kleinen Modellbaumotoren bis hin zu großen Schiffs- und Stationärmotoren für die Stromerzeugung.
- 2 Die erste bekannte Wärmekraftmaschine ist die von Christian Huygens, die 1673 zum Heben von Wasser aus der Seine konstruiert wurde. Sie wurde als Pulvermaschine dokumentiert, wobei die Verwendung von Schießpulver in einer Wärmekraftmaschine, damals wohl eher abschreckte. Auf Grund fehlender geeigneter Brennstoffe

(die Herstellung brennbaren Gases aus Holz oder Kohle begann erst 100 Jahre später) war die Entwicklung von Maschinen zur Erzeugung von Arbeit vor allem auf Wärmekraftmaschinen mit äußerer Verbrennung (Dampfmaschinen und Heißluftmotoren) beschränkt.

Durch die große Nachfrage nach stationären, kompakten und kessellosen Antriebsquellen gelangte der Gasmotor in der zweiten Hälfte des 19. Jahrhunderts für den Einsatz in Industrie und Gewerbe auf den Markt. Der Wirkungsgrad dieser ersten Verbrennungsmotoren lag bei nicht mehr als 10%, und die Leistung überschritt kaum 2 kW. Als wohl der bekannteste Fabrikant für Gasmotoren wurde Nikolaus August Otto (1832–1891) als technisch interessierter und begabter Kaufmann bekannt. Als bedeutendste Gasmotorenfabrik dieser Zeit ist die Deutz AG zu nennen. **3**

Etwa in der Mitte der 70er Jahre des 19. Jahrhunderts wurde auf Grund der Nachfrage nach leistungsfähigeren Motoren der Heißluftmotor trotz schlechteren Wirkungsgrades zur ernsthaften Konkurrenz für den atmosphärischen Gasmotor. 1876 entstand dann durch N. A. Otto der erste Prototyp des Viertaktmotors mit Flammzündung, woraufhin durch den überlegenen Wirkungsgrad eine erfolgreiche industrielle Verwendung einsetzte. 1884 bauten Gottlieb Daimler und Wilhelm Maybach einen Viertaktmotor mit Glührohrzündung unter Einsatz flüssigen Kraftstoffs, also unter Verwendung des Vergaserprinzips. **4**

1892 erfolgte die Anmeldung eines der wichtigsten Patente in der Geschichte der Entwicklung von Verbrennungsmotoren. Rudolf Diesel hatte sich die Selbstzündung des gegen Ende der Kompression in den Brennraum eingebrachten Brennstoffs patentieren lassen. 1897 wurde dann nach einigen Fehlschlägen der erste eigentliche Dieselmotor mit einem Wirkungsgrad von ca. 25% realisiert. **5**

Rudolf Diesel hat hierdurch die effizienteste Wärmekraftmaschine geschaffen (1982 wurde der Wirkungsgrad von 50% erstmals in Serie überschritten), und Nikolaus August Otto schuf die Voraussetzung für die Entwicklung hochdynamischer Antriebsquellen mit einer hohen Leistungsdichte. Mit weit über 1 Milliarde kW jährlich installierter Leistung ist der Verbrennungsmotor die wirtschaftlich bedeutendste Antriebsquelle geblieben. **6**

## 1.2 Thermische Energiewandlung in Verbrennungsmotoren

- 7 Bei der allgemeinen Energiewandlung wird prinzipiell Primärenergie durch eine Energiewandlungsanlage in Sekundärenergie umgesetzt. Unter der Thermischen Energiewandlung versteht man die Umsetzung der Primärenergie durch eine Verbrennung in Thermische Energie, die in einem Triebwerk zu Mechanischer Energie für den Antrieb von z. B. Fahrzeugen und Generatoren weiter umgewandelt wird. Die Thermische Energiewandlung unterliegt dem 2. Hauptsatz der Thermodynamik und ist daher auf Grund der in der Praxis nicht möglichen reversiblen Prozessführung verlustbehaftet.

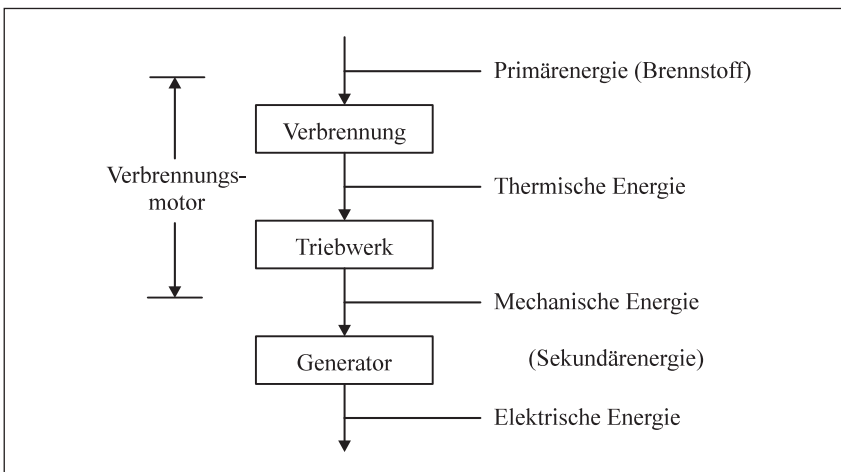
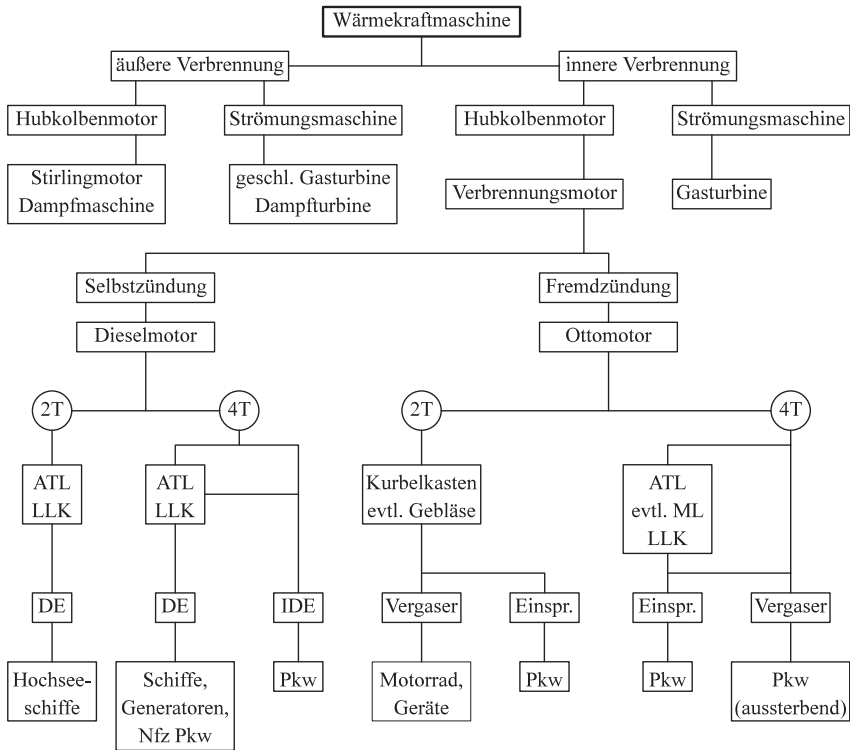


Abb. 1: Thermische Energiewandlung

## 1.3 Wärmekraftmaschinen und ihre Funktionsweisen

- 8 Wärmekraftmaschinen werden im Allgemeinen nach ihrem Verbrennungsverfahren und nach besonderen Ausführungsformen eingeteilt, wie im folgenden Bild zu sehen ist.
- 9 Die wichtigste Unterscheidung bei den Verbrennungskraftmaschinen mit innerer Verbrennung ist die Funktionsweise in Otto- oder Dieselmotor:



2T, 4T : Arbeitsverfahren      LLK : Ladeluftkühler      ML : mechanischer Lader  
 ATL : Abgas-Turbo-Lader      DE : Direkte Einspritzung      IDE : Indirekte Einspritzung

Abb. 2: Schema der heute gebräuchlichen Motortypen

**1.3.1** Beim klassischen **Ottomotor** wird ein Gemisch aus Luft und Brennstoff verdichtet. Die Zündung erfolgt mittels einer Zündkerze, also durch Fremdzündung des Gemisches. Eine Drosselklappe übernimmt die Regelung, also durch eine Quantitätsregelung der Gemischmenge. Neueste Entwicklungen erlauben eine weitgehend variable Ventilsteuerung und Schichtladungsverfahren bis hin zum Otto-Direkteinspritzer. **10**

**1.3.2** Der **Dieselmotor** saugt ausschließlich Luft an und verdichtet diese, bevor der Brennstoff kurz vor dem oberen Totpunkt dem Brennraum, in die durch die Verdichtung aufgeheizte Luft mit Hilfe eines Einspritzsystems zugeführt wird. Auf Grund der hohen Verdichtungsverhältnisse ist die Temperatur der verdich- **11**

teten Luft höher als die Selbstzündungstemperatur des Kraftstoffs. Die Regelung erfolgt über die Menge des eingespritzten Kraftstoffs und wird auch als Mischungs- oder Qualitätsregelung bezeichnet.

- 12 Die einfachsten Ausführungen stellen dabei die Saugmotoren dar. Aufwändigere Motoren besitzen ein Aufladesystem zur Leistungskonzentration. Die Aufladung kann auf unterschiedliche Arten wie z. B. durch mechanische Lader oder Abgasturbolader erfolgen. Pkw-, Lkw- und Großmotoren werden meistens als wassergekühlte Motoren ausgeführt. Kleinere Motoren wie z. B. für Zweiräder werden dagegen häufig luftgekühlt konstruiert. Wesentliche Sonderbauarten stellen u. a. der Kreiskolben- und der Stirlingmotor dar.
- 13 Der **Kreiskolbenmotor** wurde von Felix Wankel erfunden und weist auf Grund des rotierenden Kreiskolbens gegenüber den Hubkolbenmotoren für das Triebwerk wesentliche Vorteile auf. Rotierende Massen sind durch Gegengewichte leicht ausgleichbar, es existieren keine Ventile und damit auch keine Nockenwelle für den Ventiltrieb, was den Motor extrem laufruhig und günstig vom Bauraum und Gewicht werden lässt. Ein wesentlicher Nachteil besteht in der Abdichtung zwischen den einzelnen Kammern, meist durch Dichtleisten dargestellt. Das Arbeitsverfahren der Kreiskolbenmaschine entspricht dem Viertaktverfahren des Hubkolbenmotors und läuft um jeweils  $120^\circ$  Kurbelwinkel versetzt in drei Kammern ab. Damit ergibt sich ein Arbeitsspiel je Umdrehung der Exzenterwelle. Wegen des großen Oberflächen/Volumen-Verhältnisses ist die CH-Emission der Kreiskolbenmotoren gegenüber den Hubkolbenmotoren im Allgemeinen ungünstiger, die  $\text{NO}_x$ -Emission ist dagegen auf Grund der niedrigeren Verbrennungstemperaturen und einer wegen der Dichtproblematik zwischen den Kammern existierenden inneren Abgasrückführung deutlich geringer.
- 14 Der **Stirlingmotor** geht auf ein Patent eines Heißluftmotors von Robert Stirling im Jahre 1816 zurück. Es handelt sich dabei um einen Hubkolbenmotor mit äußerer Verbrennung. Der theoretische Prozess besteht aus einer isothermen Verdichtung, indem das Arbeitsgas nach der adiabaten Verdichtung im Kühler auf Anfangstemperatur rückgekühlt wird. Danach erfolgt eine isochore Wärmezufuhr über einen Regenerator und Erhitzer und eine quasi isotherme Expansion bei der das Arbeitsgas nach adiabater Expansion im Erhitzer auf den Aus-

gangszustand rückerhitzt wird. Im Anschluss daran erfolgt die isochore Wärmeabfuhr über den Regenerator und Kühler. Die Vorteile des Stirling-Motors liegen vor allem in den sehr niedrigen Schadstoffkonzentrationen aller limitierten Schadstoffe, einem leisen Lauf ohne Verbrennungsgeräusche und günstigem Kraftstoffverbrauch. Nachteilig steht dem vor allem eine aufwändige Bauweise und dadurch hohe Fertigungskosten gegenüber.

## 2 Hauptbauteile des Verbrennungsmotors mit Hubkolbentriebwerk

### 2.1 Kurbelwelle

Die oszillierende Bewegung des Kolbens wird über das Pleuel durch die exzentrische Anordnung der Kurbelzapfen auf den Wangen der Kurbelwelle in eine rotatorische Bewegung übertragen. Über die Kupplung auf einer Seite der Kurbelwelle wird die Wellenleistung abgenommen. Die Kurbelwelle besteht aus einer Aneinanderreihung von Kurbelkröpfungen der einzelnen Zylinder, wie im folgenden Bild zu sehen ist.

15

Hochbelastete Motoren werden nach jeder Kurbelkröpfung und weniger belastete nach jeder zweiten Kröpfung gelagert. Bei V-Motoren

16

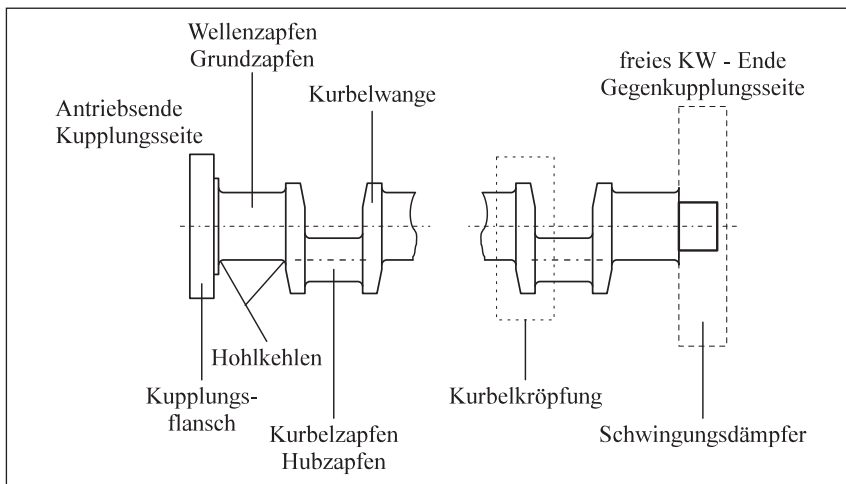


Abb. 3: Bauteilbezeichnung der Kurbelwelle



gibt es häufig die Bauform, dass zwei Pleuel auf einem Hubzapfen nebeneinander angeordnet sind. Die Kröpfungsfolge wird entsprechend einer gleichmäßigen Zündfolge der Zylinder, eines günstigen Massenausgleichs und möglichst geringer Torsionsschwingungen festgelegt. Während früher vor allem gesenkgeschmiedete Stahlkurbelwellen aus 41Cr4, 42CrMo4 oder 34CrNiMo6 verwendet wurden, kommen heute aus Kostengründen und auf Grund günstigerer Zerspanungskosten überwiegend Sphärogusswellen aus GGG60 oder GGG70 mit angegossenen Gegengewichten zum Einsatz.

- 17 Die Ölbohrungen innerhalb der Kurbelwelle sind so angeordnet, dass keine Spannungserhöhungen in den hochbelasteten Hohlkehlen der Kurbelwelle auftreten. In den Hohlkehlen wird meist durch Rollieren, Nitrieren oder Härten eine Druckeigenspannung aufgebaut, die durch die im Betrieb auftretende Biegespannung kompensiert wird, bevor unzulässige Zugspannungen auftreten. Die durch die Gas- und Massenkräfte in der Kurbelwelle verursachte Biegebeanspruchung ist eine Biegewechselspannung.

## 2.2 Kolben

- 18 Der Kolben überträgt die auf ihn wirkenden Gas- und Massenkräfte über das Pleuel auf die Kurbelwelle. Die Kraftübertragung auf das Pleuel erfolgt über den Kolbenbolzen. Ein Kolben herkömmlicher Bauart besteht aus dem Kolbenschaft und dem Kolbenboden. Die Abdichtung zwischen Kolben und Zylinderwand übernehmen die Kolbenringe, die unterhalb des Feuerstegs in Ringnuten geführt werden. Der Eintritt von Motoröl aus dem Kurbelgehäuse in den Brennraum wird durch einen Ölabstreifring verhindert, der einen ausreichenden Ölfilm für möglichst geringe Kolbenreibkräfte garantieren soll. Er ist unterhalb der Kolbenringe am Kolben angeordnet. Der Aufbau eines Kolbens ist im folgenden Bild zu sehen.
- 19 Die Gestaltung eines Kolbens richtet sich nach den Betriebsbedingungen und kann sehr unterschiedlich ausfallen. Man unterscheidet heute vor allem zwischen **Einmetall-Vollschafthkolben**, **Regelkolben** und **gebauten Kolben**. Dabei stellt der **Vollschafthkolben** die einfachste Form dar, während der **Regelkolben** als Leichtmetallkolben mit eingegossenen Stahleinlagen aufwändiger ausgeführt wird und dadurch eine Ausdehnung senkrecht zur Kolbenachse weitgehend

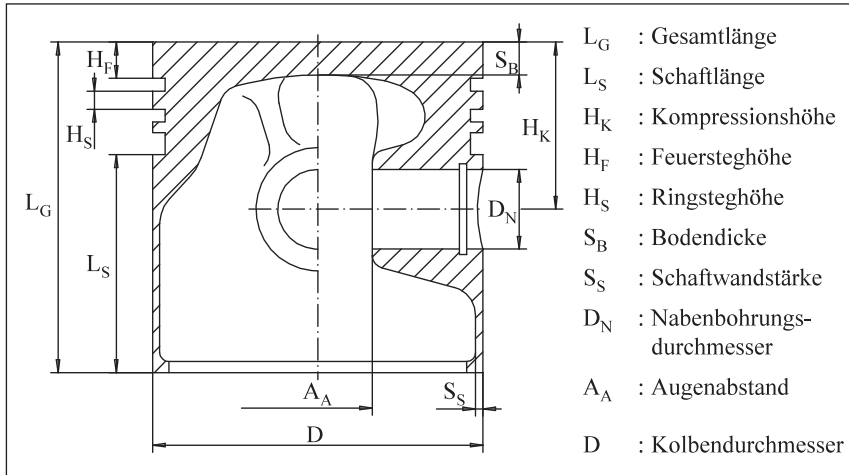


Abb. 4: Kolbenaufbau

verhindert. **Gebaute Kolben** sind zweigeteilt und verbinden auf Grund ihrer Bauart einerseits eine hohe Festigkeit des Kolbenbodens und einen leichten Kolbenschaft zur Erreichung eines geringen Kolbengewichts. Die Schaftform kann neben anderen Sonderformen als **Vollschafkolben**, als **Kastenkolben** oder als **Fensterkolben** ausgeführt sein. Eine Kühlung des Kolbens kann einerseits über die Kolbenringe, durch Spritzöl und durch spezielle Kühlkanäle erfolgen. Die Temperaturen am und im Kolben sind grundsätzlich last- und drehzahlabhängig. Beim direkteinspritzenden Dieselmotor treten die höchsten Temperaturen am Kolbenmuldenrand und beim Ottomotor in der Mitte des Kolbenbodens auf, wobei das Temperaturniveau beim Dieselmotor generell höher liegt.

### 2.3 Pleuel

Pleuel werden in aller Regel im Gesenk geschmiedet, im Temperguss-Verfahren oder neuerdings auch gesintert hergestellt und bestehen aus Cr, Mo, Ni, V-Vergütungsstählen. Für Rennmotoren werden auch Pleuel aus Titan verwendet, um ein geringes Gewicht bei ausreichend hoher Festigkeit zu erzielen. In ihrer Bauform unterscheiden sich Pleuel meist durch die Teilung des unteren Pleuelauges in gerade oder schräggeteilte Pleuel. Die schräggeteilte Variante wird aus Montage-

20

gründen verwandt, um das Pleuel mit Kolben nach oben aus dem Zylinderkurbelgehäuse ziehen zu können. Neuere Varianten werden durch Cracken des unteren Pleuelauges hergestellt, wodurch eine formschlüssige Verbindung mit exakter Zuordnung erreicht werden kann.

## 2.4 Laufbuchse

- 21 Die Laufbuchse übernimmt die Führung des Kolbens im Motorblock. Man unterscheidet zwischen **integrierter**, **trockener** und **nasser** Laufbuchse. Die **integrierte** Laufbuchse wird für Otto- und niedrigbelastete kleine Dieselmotoren verwendet. Hier überwiegen die wirtschaftlichen Gesichtspunkte und eine steife Konstruktion gegenüber den Nachteilen einer Kompromisslösung hinsichtlich Werkstoffwahl und der tribologischen Eigenschaften. Während die **trockene** Laufbuchse für kleine und mittelgroße Fahrzeugmotoren Verwendung findet, wird die **nasse** Laufbuchse vor allem in größeren Dieselmotoren eingesetzt. Die trockene Laufbuchse ermöglicht zwar eine freie Werkstoffwahl, bietet aber einen schlechten Wärmeübergang. Eine relativ aufwändige Abdichtung gegenüber dem Brennraum stellt bei der ansonsten vorteilhaften nassen Laufbuchse den wesentlichsten Nachteil dar.

## 3 Grundlagen der Triebwerksdynamik

- 22 Auf den Kolben eines Verbrennungsmotors und damit auf das Triebwerk wirkt die Gaskraft infolge des Gasdruckes im Brennraum. Der Gasdruck kann dabei durch Indizierung am Motor oder mit Hilfe der Prozessrechnung bestimmt werden. Durch die bewegten Massen entstehen weiterhin Massenkkräfte, die zu oszillierenden und rotierenden Unwuchten führen und zeitlich veränderlich sind. Um eine möglichst hohe Laufkultur eines Motors zu ermöglichen, müssen diese Unwuchten mindestens teilweise ausgeglichen werden.
- 23 Die Massenkkräfte entstehen durch eine ungleichförmige Bewegung der Bauteile des Triebwerks, die entweder rotieren wie die Kurbelwelle oder oszillieren wie der Kolben. Das Pleuel als Verbindungsglied führt dann sowohl oszillierende als auch rotierende Bewegungen aus. Zur Aufteilung der Massen und der Berechnung der Massenkkräfte wird auf Merker und Kessen (1999) verwiesen.

Durch die Überlagerung der Gas- und Massenkräfte treten abwechselnd Druck- und Zugkräfte im Pleuel auf, wodurch ein Anlagewechsel des Kolbens zwischen Zünd-OT und Ladungswechsel-OT stattfindet. Die von der Gaskraft verursachte Spitzenbelastung wird mit steigender Drehzahl durch die ansteigenden Massenkräfte abgebaut. Im folgenden Bild sind die Gas- und Massenkraft und die resultierende Kolbenkraft über dem Kurbelwinkel für einen 4-Takt-Motor dargestellt. Bei einem 2-Takt-Motor besteht die Kolbenkraft dagegen überwiegend aus einer Druckkraft, wodurch Kolben und Pleuellager immer einseitig auf der Druckseite anliegen. Dies kann zu Problemen bei der Schmierung der Pleuellager führen. 24

Der **vollständige Massenausgleich** für ein Einzylindertriebwerk wird durch je zwei zusätzliche Wellen für die 1. Ordnung und zwei für die 2. Ordnung dargestellt, wie im Bild 6 zu sehen ist. 25

Die Wellen 1. Ordnung drehen dabei mit Kurbelwellendrehzahl, während die der 2. Ordnung mit doppelter Drehzahl drehen. Weiterhin müssen Gegengewichte an den Pleuellagern vorgesehen werden, um die rotierenden Massen ausgleichen zu können. 26

Ein kostengünstiger Kompromiss stellt der **Normalausgleich** dar, bei dem ohne Ausgleichswellen lediglich die Gegengewichte der Pleuellager vergrößert werden, um die oszillierenden Massenkräfte 1. Ordnung zum Teil ausgleichen zu können. Zur Erläuterung des Massen- und Momentenausgleichs von Mehrzylindermotoren unterschiedlicher Bauform und die durch die Schwankungen der Gas- und Massendrehkräfte an der Pleuellager entstehenden Torsionsschwingungen wird auf Merker und Kessen (1999) verwiesen. 27

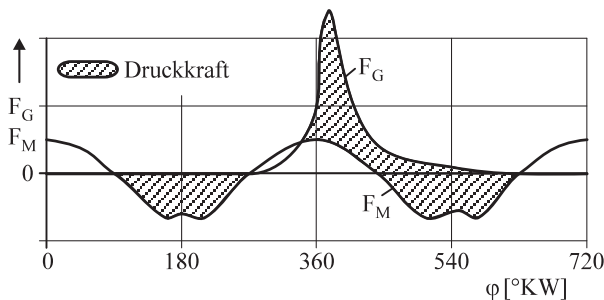


Abb. 5: Gas- und Massenkräfte



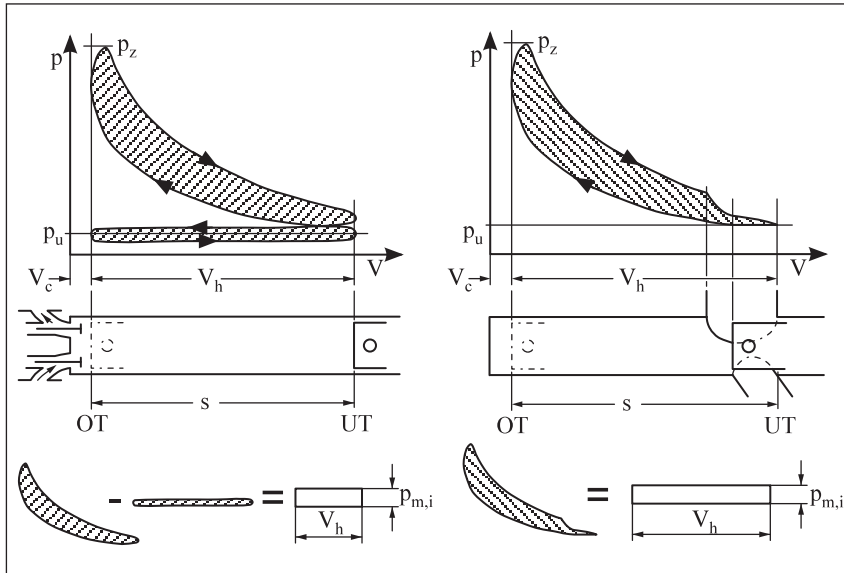


Abb. 7: 4-Takt- und 2-Takt-Verfahren

zwischen indizierter und **effektiver Leistung** oder den entsprechenden Mitteldrücken ist die **Reibleistung** oder der Reibmitteldruck.

Der **Wirkungsgrad** ist allgemein als Verhältnis von Nutzen zu Aufwand definiert. Bei einem Verbrennungsmotor ist der Nutzen die indizierte bzw. effektive Motorleistung und der Aufwand die mit dem Brennstoffmassenstrom zugeführte Energie. Das Verhältnis aus effektiver und indizierter Leistung wird als mechanischer Wirkungsgrad bezeichnet. Der **spezifische Brennstoffverbrauch** ist der auf die Motorleistung bezogene Kraftstoffverbrauch. Als **Luftaufwand** wird das Verhältnis des tatsächlichen Ladungseinsatzes, also der zugeführten Frischladung zum theoretisch möglichen Luftaufwand bezeichnet. Das bedeutet für den Ottomotor das zugeführte Gemisch aus Brennstoff und Luft und für den Dieselmotor ausschließlich die dem Motor zugeführte Luftmasse. Der **Liefergrad** hingegen bezeichnet das Verhältnis der nach Abschluss des Ladungswechsels tatsächlich im Zylinder befindlichen Ladungsmasse im Vergleich zur theoretisch möglichen Ladungsmasse. Der Liefergrad ist aus diesem Grund vor allem von der Ventilüberschneidung im Ladungswechsel-OT abhängig, bei dem sowohl die Einlass- als auch die Auslassventile für eine kurze Zeit gleichzeitig geöffnet sind.

31

- 32 Weitere Kenngrößen zur Beschreibung eines Verbrennungsmotors sind z. B. geometrische Größen wie die mittlere Kolbengeschwindigkeit und das Verdichtungsverhältnis als Verhältnis des Kompressionsvolumens zum gesamten Zylindervolumen. Das Hub/Bohrungsverhältnis und das Hubvolumen sind ebenfalls häufig verwendete geometrische Kenngrößen.

## 4.2 Kennwerte ausgeführter Verbrennungsmotoren

- 33 Verbrennungsmotoren werden im Allgemeinen in **Schnellläufer**, **Mittelschnellläufer** und **Langsamläufer** und mit Bezug auf ihre Baugröße auch in **Fahrzeug-**, **Industrie-** und **Großmotoren** eingeteilt. Ausnahmen bilden Rennmotoren, die extrem leicht und kompakt gebaut sind und eine hohe Leistung bereitstellen müssen. In der folgenden Abbildung sind typische Kennwerte ausgeführter Motoren der o. g. Kategorien zusammengestellt.

Typ	$\frac{n}{U/\text{min}}$	$\frac{p_{m,e}}{\text{bar}}$	$\eta_e$	$\varepsilon$	$\frac{c_m}{\text{m/s}}$
Pkw - Otto	< 6000	8 - 13	0,25 - 0,35	6 - 12	9 - 20
Pkw - Diesel	< 3000	7 - 14	0,30 - 0,40	18 - 22	9 - 16
Lkw - Diesel	< 3000	15 - 20	0,30 - 0,45	10 - 22	9 - 14
Schnellläufer	1000 - 2500	10 - 30	0,30 - 0,45	11 - 20	7 - 12
Mittelschnellläufer	150 - 1000	15 - 25	< 0,5	11 - 15	5 - 10
Langsamläufer	50 - 150	9 - 15	< 0,55	11 - 15	5 - 7
Rennmotoren		12 - 35	- 0,3	7 - 11	< 25

$p_{m,e}$  : effektiver Mitteldruck

$\eta_e$  : effektiver Wirkungsgrad

$\varepsilon$  : Verdichtungsverhältnis

$c_m$  : mittlere Kolbengeschwindigkeit

Abb. 8: Einteilung der Verbrennungsmotoren

### 4.3 Motorkennfeld

In Abbildung 9 ist das Kennfeld eines Verbrennungsmotors qualitativ dargestellt. Die Charakteristik eines Verbrennungsmotors kann in einem derartigen Kennfeld abgelesen werden. Im Kennfeld werden die Linien konstanter Leistung als Hyperbeln und der Brennstoffverbrauch durch Linien konstanter Verbräuche, sog. Muschelkurven wiedergegeben. Die genannten Kennlinien werden jeweils über dem gesamten Drehzahl- und Drehmomentenbereich, der vom Motor genutzt wird, eingezeichnet.

34

Zur Kennfeldermittlung werden Drehmoment, Drehzahl und Brennstoffmassenstrom gemessen und daraus die erforderlichen Größen effektive Leistung, effektiver Mitteldruck und effektiver Brennstoffverbrauch berechnet. Der im Kennfeld ersichtliche Anstieg des spez. Brennstoffverbrauchs im Teillastbereich bei einer konstanten Drehzahl und sinkender Last bzw. sinkendem effektiven Mitteldruck wird durch den in diesem Bereich konstanten Reibmitteldruck begründet, der dabei einen größer werdenden Einfluss erhält. Die maximale Leistung wird beim Ottomotor durch die größte mögliche Zylinderfüllung und beim Dieselmotor durch die maximal bereitgestellte Brennstoffmasse charakterisiert, die wiederum von der Rußgrenze abhängig ist. Für den Fahrzeugbetrieb wird idealerweise gewünscht, dass die maximale Leistung bei allen Fahrzeuggeschwindigkeiten vor-

35

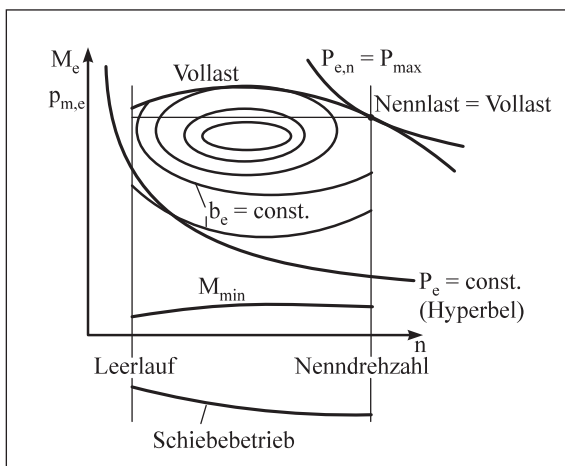


Abb. 9: Motorkennfeld



liegt, was jedoch nur durch dem Verbrennungsmotor nachgeschaltete Stufenschaltgetriebe oder Drehmomentenwandler zu erreichen ist. Bei einem elastischen Verbrennungsmotor fällt die Drehzahl des Motors bei einem gegebenen Widerstand nicht so stark ab wie bei einem weniger elastischen Motor.

## 5 Thermodynamik des Verbrennungsmotors

- 36 Der tatsächliche Prozess im Verbrennungsmotor wird prinzipiell durch einfache und innerlich reversible Kreisprozesse mit Wärmezu- und -abfuhr beschrieben. Dabei wird die chemische Umwandlung der Brennstoffe bei der Verbrennung durch eine entsprechende Wärmezufuhr und der Ladungswechsel durch eine Wärmeabfuhr ersetzt. Als Arbeitsmedium dient Luft, die als ideales Gas betrachtet wird.

### 5.1 Vergleichsprozesse

- 37 Der in Abbildung 10 dargestellte **Carnot-Prozess** ist der Kreisprozess mit dem höchsten thermischen Wirkungsgrad und damit der Idealprozess. Der Carnot-Prozess lässt sich in Verbrennungsmotoren

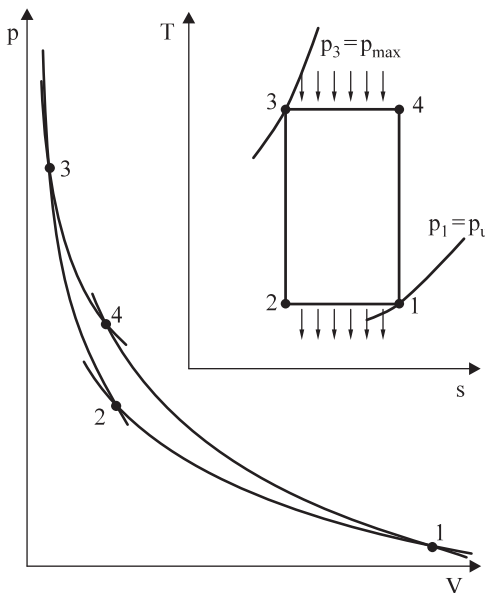


Abb. 10: Carnot-Prozess

praktisch auf Grund der technisch nicht realisierbaren isothermen Expansion und Kompression nicht verwirklichen. Um einen guten Wirkungsgrad zu erreichen müsste das Druckverhältnis unrealistisch hoch sein, wobei die Fläche im  $p,V$ -Diagramm und damit die innere Arbeit auch noch gerade zur Überwindung der inneren Reibung der Maschine ausreichen würde. Der Carnot-Prozess ist daher lediglich als theoretischer Vergleichsprozess oder für Betrachtungen zur Exergie von Interesse.

Der thermodynamisch günstigste und im Prinzip auch zu verwirklichende Kreisprozess ist der **Gleichraumprozess**. Er vermeidet die isotherme Kompression und Expansion und das unrealistische Druckverhältnis. Die Wärmezufuhr erfolgt bei diesem Vergleichsprozess bei konstantem Volumen und müsste daher auf Grund der kontinuierlichen Kolbenbewegung unendlich schnell erfolgen, was praktisch jedoch nicht möglich ist.

38

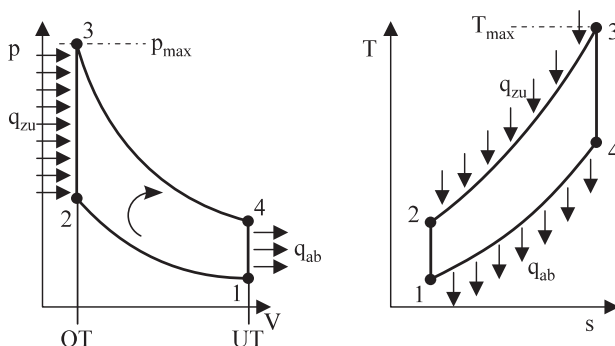


Abb. 11: Gleichraumprozess im  $p$ - $V$ - und  $T$ - $s$ -Diagramm

Der **Gleichdruckprozess** ist bei Motoren mit hohem Verdichtungsverhältnis der bessere Vergleichsprozess, um den bereits hohen Verdichtungsdruck nicht noch weiter ansteigen zu lassen. Die Wärmezufuhr erfolgt hier bei konstantem Druck.

39

Kombiniert man die beiden letzten Vergleichsprozesse so ergibt sich der **Seiligerprozess**, der Verwendung findet, wenn bei einem gegebenen Verdichtungsverhältnis zusätzlich der Höchstdruck begrenzt werden muss. Die anstelle der Verbrennung angesetzte Wärmezufuhr erfolgt also zunächst isochor und anschließend isobar.

40

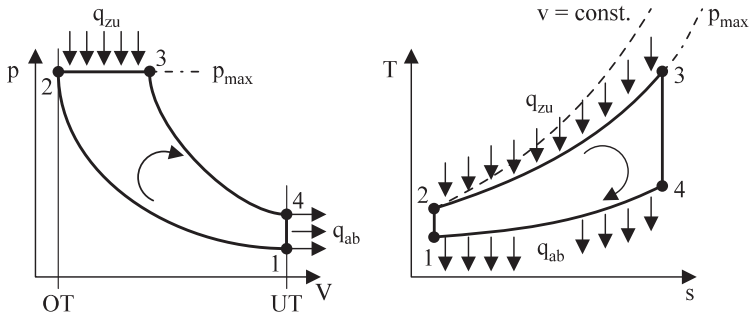


Abb. 12: Gleichdruckprozess im p-V- und T-s-Diagramm

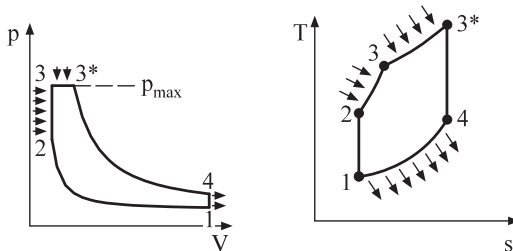
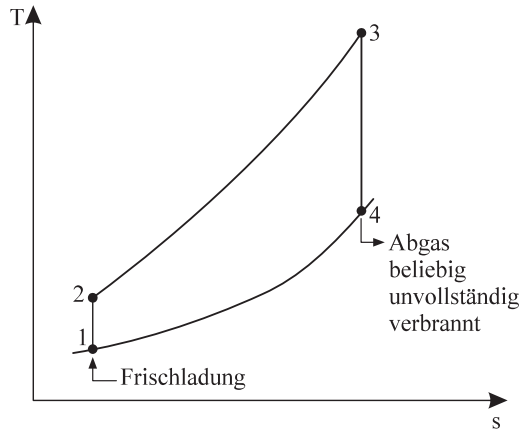


Abb. 13: Seiligerprozess im p-V- und T-s-Diagramm

## 5.2 Prozess des vollkommenen Motors

- 41 Auf Grund der doch sehr großen Abweichung der einfachen Kreisprozesse vom realen Motorprozess verwendet man für detaillierte Untersuchungen offene Vergleichsprozesse, die auch die chemische Umwandlung der Verbrennung anstelle der einfachen Wärmezufuhr berücksichtigen. Der Prozess des vollkommenen Motors ist durch einen verlustfreien Ladungswechsel im UT, adiabate Brennraumgrenzen sowie isentrope Kompression und Expansion gekennzeichnet. Dabei wird die Luft oder das Luft-Brennstoff-Gemisch der Frischladung als ideales Gas betrachtet. Die vollständige Verbrennung läuft entweder ohne oder mit Dissoziation der Abgase bzw. die unvollständige Verbrennung und deren Produkte sind im thermodynamischen Gleichgewicht. Bei einer vollständigen Verbrennung von Kohlenwasserstoffen, aus denen die Kraftstoffe der Verbrennungsmotoren bestehen, entstehen nur Wasser und Kohlendioxid.



- 1 → 2 : reversible Verdichtung
- 2 → 3 : Energiefreisetzung infolge Verbrennung,  
keine Energieverluste infolge Wärmetübertragung
- 3 → 4 : reversible Expansion
- 4 : Abgaskomponenten infolge  
vollständiger Verbrennung :  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{O}_2$   
unvollständiger Verbrennung : zusätzlich  $\text{NO}_x$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{HC}$ ,

Abb. 14: Prozess des vollkommenen Motors

Man unterscheidet grundsätzlich zwischen vollständiger und unvollständiger sowie zwischen vollkommener und unvollkommener Verbrennung. Bei Luftverhältnissen  $\geq 1$  könnte der Brennstoff theoretisch vollständig verbrennen, und damit die zugeführte chemische Energie vollständig in thermische Energie umgewandelt werden. In der Realität läuft die Verbrennung für diesen Fall jedoch nur bis zum chemischen Gleichgewicht und ist damit immer unvollständig. Bei Luftverhältnissen kleiner 1 kann der Brennstoff auf Grund von Sauerstoffmangel nicht vollständig verbrennen und die Verbrennung läuft ebenfalls maximal bis zum chemischen Gleichgewicht. Aus diesen und weiteren hier nicht näher ausgeführten Gründen werden sich immer Kohlendioxid, Wasser aber auch Kohlenmonoxid, unverbrannte Kohlenwasserstoffe, Rußpartikel und Stickstoffverbindungen in unterschiedlichen Mengen im Abgas wiederfinden lassen.

42

### 5.3 Prozess des realen Verbrennungsmotors

- 43 Der effektive Wirkungsgrad des Realprozesses wird ausgehend vom Prozess des vollkommenen Motors durch eine schrittweise Änderung der zunächst getroffenen Idealisierungen berechnet. Die einzelnen Verluste werden dabei durch Abschläge beim Mitteldruck berücksichtigt. Die Verlustquellen des realen Motorprozesses liegen beim realen Liefergrad, den Verlusten infolge unvollständiger und unvollkommener Verbrennung sowie den Wärmeverlusten an die brennraumbegrenzenden Wände. Weiterhin sind Strömungswiderstände beim Ladungswechsel, Blow-by, die Triebwerksreibung und Hilfsantriebe bei den Verlustquellen zum Ansatz zu bringen. Die einzelnen Verluste sind in dem folgenden Sankey-Diagramm als Aufteilung der zugeführten Energie dargestellt.

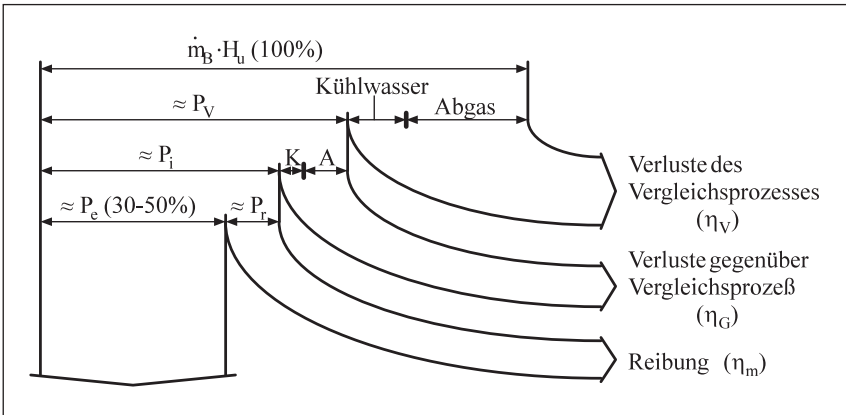


Abb. 15: Sankey-Diagramm

## 6 Ladungswechsel und Aufladung bei Verbrennungsmotoren

- 44 Unter Ladungswechsel wird der Austausch der Zylinderladung nach jeder Arbeitsphase eines Arbeitsspiels verstanden. Dabei wird das Abgas entfernt und das Frischgas eingebracht und die Effektivität dieses Vorgangs mit dem Liefergrad beschrieben. Die Effektivität des Ladungswechsels wirkt sich auf die maximale Leistung, das maximale

Drehmoment, die Abgasqualität, den spezifischen Brennstoffverbrauch und das Laufverhalten von Verbrennungsmotoren aus. Mit einer zunehmenden Drehzahl des Motors steigen die Verluste durch Drosselung in den Leitungen und Steuerorganen, wobei auch dynamische Vorgänge in den Leitungen des Ansaug- oder Abgastraktes einen Einfluss haben. Die Reibungsverluste sind bei konstanter Drehzahl näherungsweise konstant, wodurch der effektive Wirkungsgrad mit zunehmender Zylinderfüllung steigt. Der Prozessverlauf und die Reibungsarbeit hängen wie der effektive Wirkungsgrad von der Drehzahl ab. Gute Füllung bei hoher Drehzahl ergibt eine hohe Nennleistung, während eine gute Füllung bei niedrigen Drehzahlen einen elastischen Motor ermöglicht. Bei der Abgasqualität wird durch eine zunehmende Restgasmenge im Zylinder die NO<sub>x</sub>- und die HC-Emission gesenkt, wobei sich eine zu große Restgasmenge auf die Laufruhe des Motors auswirkt und hierbei entstehende Zündaussetzer eine grundsätzlich Grenze darstellen.

## 6.1 Viertakt- und Zweitaktverfahren

Beim **Viertaktmotor** wird der Ladungswechsel in den Takten Ansaugen und Ausschleiben ausgeführt, was durch die Verdrängerwirkung des Kolbens und durch die Steuerorgane, im Wesentlichen die Ventile, geregelt wird. Die Steuerorgane müssen dabei möglichst große Öffnungsquerschnitte bei einem kleinen Zeitbedarf für den Öffnungs- und Schließvorgang erfüllen. Selbsterklärend ist eine strömungsgünstige Ausführung, eine hohe Dichtwirkung und eine lange Standfestigkeit der Steuerorgane. In modernen Verbrennungsmotoren werden heute praktisch nur noch Hubventile verwendet. 45

Die Steuerzeiten der Ein- und Auslassventile beeinflussen die Ladungswechselschleife und damit auch die Ladungswechselverluste. Die Aus- und Einlassventile öffnen vor und schließen nach den Totpunkten, wobei ein frühes Öffnen des Auslassventils auf der einen Seite zu Verlusten bei der Expansionsarbeit aber auch zur Verringerung der Ausschleibarbeit führt. Frühes Schließen des Einlassventils ermöglicht ein hohes Drehmoment im unteren Drehzahlbereich führt aber auch Füllungsverluste bei hohen Drehzahlen nach sich. Sportmotoren erfordern eine hohe Nennleistung, die durch ein spätes Einlass-Schließen erzielt wird und wobei die Verluste bei niedri- 46

gen Drehzahlen in Kauf genommen werden. Die Spülverluste steigen mit zunehmender Ventilüberschneidung an, wodurch der effektive Wirkungsgrad abnimmt. Eine hohe Motorleistung ist grundsätzlich durch eine verbesserte Restgasausspülung und damit bessere Zylinderfüllung zu erreichen.

- 47 Früher wurden bei Otto- und Dieselmotoren insgesamt ein Einlassventil und ein Auslassventil verwendet, heute überwiegt jedoch die Mehrventiltechnik mit insgesamt vier und mehr Ventilen. Hierdurch kann die Füllung durch größere Öffnungsquerschnitte verbessert und die Massenkräfte bei kleineren Ventilmassen verringert werden. Nachteilig wirkt sich der daraus resultierende kompliziertere und aufwändige Ventiltrieb bei Mehrventilmotoren aus. Einige prinzipielle Arten von Motorsteuerungen sind im folgenden Bild zu sehen.

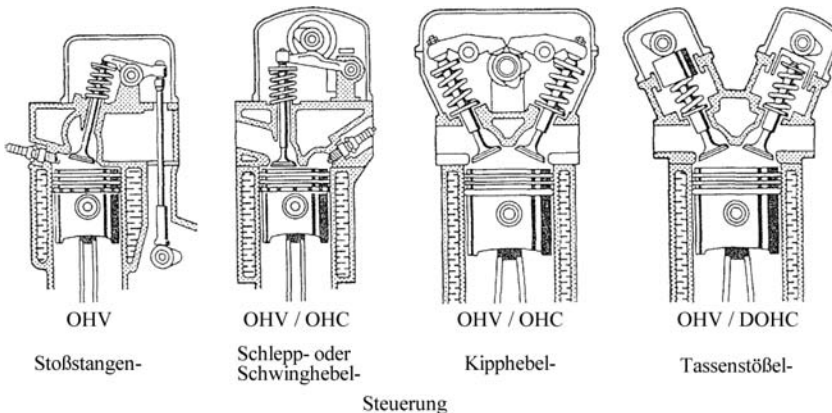


Abb. 16: Anordnung der Nockenwelle und des Ventiltriebs

- 48 Beim Zweitaktmotor erfolgt der Ladungswechsel während sich der Kolben in UT-Nähe befindet. Bei schlitzgesteuerten Motoren wird das Abgas vom einströmenden Frischgas aus dem Zylinder geschoben, wenn der Kolben die im unteren Bereich des Zylinders angeordneten Ein- und Auslassschlitze überstreicht. Charakteristisch für die Schlitzsteuerung ist, dass keine zusätzlich bewegten Teile notwendig sind und zum UT symmetrische Steuerzeiten mit kurzzeitigen, großflächigen Öffnungsverläufen vorliegen. Bei Großmotoren wird zur Verbesserung der Spülung meist ein eigenes Spülgebläse eingesetzt. Bei Verwendung der Schlitzsteuerung muss der Auslass so früh öffnen,

dass beim Öffnen des Einlassschlitzes der Spüldruck größer als der momentane Zylinderdruck ist, um ein Expandieren von Abgas in den Einlasstrakt zu verhindern. Im folgenden Bild ist ein typisches Steuerdiagramm eines 2-Takt-Motors dargestellt.

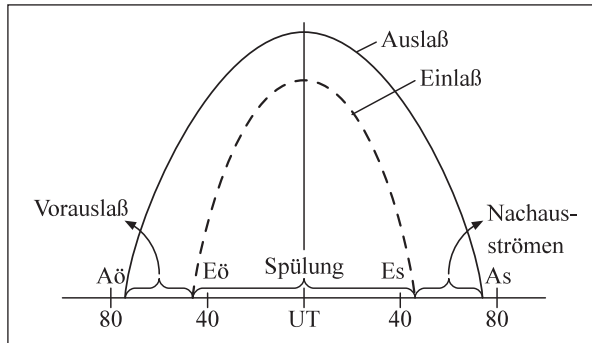


Abb. 17: Öffnungsquerschnitte beim Ladungswechsel des 2-Takt-Motors

## 6.2 Grundlage der Motoraufladung und ausgeführte Verfahren

Während die Aufladung von Verbrennungskraftmaschinen früher lediglich zur Leistungssteigerung gedacht war, wird sie heutzutage auch zur Optimierungen hinsichtlich geringerer Brennstoffverbräuche und besserer Abgasemissionen eingesetzt. Ein weiterer wichtiger Grund für die Aufladung liegt in der Verringerung der Leistungsmasse und der möglichen Beeinflussung des Motorkennfeldes. Nachteilig hingegen wirken sich der Bauaufwand, und das Ansprechverhalten des Aufladeaggregats aus, was zu Problemen beim Drehmomentenverlauf, einem sog. „Turboloch“, führen kann.

Grundsätzlich unterscheidet man bei den Aufladeverfahren zwischen Selbst- und Fremdaufladeverfahren. Zur Fremdaufladung zählen dabei z. B. die Spülgebläse bei großen 2-Takt-Motoren. Die Selbstaufladung unterteilt sich in die Resonanz- und Schwingrohraufladung, die mechanische Aufladung und die Abgasturboaufladung. Eine Registeraufladung hingegen ist eine ein- oder zweistufige Stauaufladung mit mehreren Abgasturboladern, die je nach Anforderung zugeschaltet werden.



- 51 Bei der **Resonanz- oder Schwingrohraufladung** werden Rohrschwingungen in der Ansaugleitung durch Abstimmung der Rohrlängen und der Rohrdurchmesser für die Aufladung genutzt. Für die **mechanische Aufladung** hingegen muss ein Kompressor oder Lader mit mechanischem Antrieb am Motor vorgesehen werden. Am weitesten verbreitet ist die **Abgas-Turboaufladung**, bei der ein Ladeluftverdichter unter Ausnutzung der Abgasenergie mit einer Abgasturbine angetrieben wird. Hierbei besteht lediglich eine strömungstechnische Verbindung zwischen Verbrennungsmotor und Abgasturbolader. Die Abgasturboaufladung kann wiederum zu zwei unterschiedlichen Aufladeverfahren führen. Bei der **Stauaufladung** wird lediglich die thermische Energie des Abgases genutzt, was einstufig oder zweistufig erfolgen kann. Die **Stoßaufladung** hingegen nutzt neben der thermischen auch die kinetische Energie des Abgases. Auslegungsbedingt kann der gewählte Turbinenquerschnitt nur für einen Betriebspunkt optimal sein. Bei kleinen Drehzahlen führt eine dort zu groß ausgelegte Turbine zu einem Drehmomenten- bzw. Leistungsabfall. Eine für größere Drehzahlbereiche gültige Abstimmung kann durch das Abblasen der Ladeluft (waste-gate), durch eine Ladedruckbegrenzung und damit eine Abgasabblasing, eine Turbine mit verstellbarer Geometrie und damit variablen Turbinenquerschnitten (VTG-Lader) oder durch die Registeraufladung erreicht werden.

## 7 Gemischbildung, Zündung und Verbrennung

### 7.1 Ottomotor

- 52 Die chemische Umsetzung des Brennstoffs erfordert Luft bzw. Sauerstoff. Mittels Vergaser oder durch Einspritzung in den Einlasskanal unmittelbar vor das Einlassventil wird der Brennstoff beim Ottomotor außerhalb des Zylinders der Verbrennungsluft zugeführt. Luft und Brennstoff liegen dabei global immer im selben stöchiometrischen Mischungsverhältnis vor, und die Last wird durch die Menge des zugeführten Gemisches eingestellt. Modernste Ottomotoren hingegen arbeiten wie der Dieselmotor mit einer Direkteinspritzung des Brennstoffs in den Zylinder. Die Motorleistung wird dabei lastabhängig über die eingespritzte Brennstoffmenge und die Öffnung der Drosselklappe, also sowohl quantitativ als auch qualitativ geregelt. Während der Gemischbildungsphase muss ein für das jeweilige Brennverfahren

optimales Gemisch erzeugt werden. Das klassische Brennverfahren des Ottomotors erfordert eine möglichst homogene Gemischverteilung im Brennraum, während das Magerbrennverfahren eine Schichtladung mit im Brennraum deutlich unterschiedlichen Luftverhältnissen erforderlich macht. Das Strömungsfeld im Brennraum und die Art und Weise mit der der Brennstoff zugeführt werden, beeinflussen die Gemischbildung und damit auch den Ablauf der Verbrennung erheblich. Für eine ausführliche Beschreibung der verschiedenen Vergaser- und Einspritzsysteme, die an Ottomotoren ausgeführt wurden, sei auf Grohe(1992), Bosch (1998 a) und auf Bosch (1998b) verwiesen.

Der Gemischbildungsvorgang geht innerhalb des Ansaug- und Verdichtungstaktes von statten. Der zunächst vollständig verdampfte Brennstoff muss sich mit der Verbrennungsluft mischen, wobei beide Vorgänge simultan ablaufen. Eine vollständige Verbrennung kann nur erfolgen, wenn das lokale Luftverhältnis des Luft-Brennstoff-Gemisches gleich oder größer als eins ist. **53**

Am Ende des Verdichtungstaktes ist beim klassischen Ottomotor ein weitgehend homogenes Gemisch vorhanden, das kurz vor dem OT des Motors durch einen elektrischen Zündfunken fremdgezündet wird. Eine Optimierung erfolgt über den jeweiligen Zündzeitpunkt, wobei zum Zeitpunkt des Zündfunkens an der Zündkerze ein zündfähiges Gemisch vorliegen muss. Im Bereich des Zündfunkens muss die Zündtemperatur des Gemisches von 3000 bis 6000 K lokal überschritten werden. Der Zündverzug ist dann der Zeitraum zwischen Zündzeitpunkt und anschließendem Verbrennungsbeginn. Damit sich die Flamme ausbreiten kann, muss die Energiefreisetzung aus der Verbrennung größer sein als der Wärmetransport an die Wände und an den verdampfenden Brennstoff. Der Zündzeitpunkt ist kein konstanter Wert, sondern muss so angepasst werden, dass die Verbrennung optimal abläuft. Bei klassischen Zündsystemen geschieht dies mechanisch im Zündverteiler, wodurch sich einfache Zündverstellkurven darstellen lassen. Mit den heutigen elektronischen Möglichkeiten hingegen lässt sich das Zündkennfeld drehzahl- und lastabhängig viel exakter an einen optimalen Motorbetrieb anpassen. Eine detaillierte Beschreibung der unterschiedlichen Zündsysteme wird auf Grohe (1992) und Bosch (1998b) verwiesen. **54**

Die Brennstoffe für Verbrennungsmotoren sind ein Gemisch aus etwa zweihundert verschiedenen Kohlenwasserstoffverbindungen. Damit **55**

im Luft-Brennstoff-Gemisch chemische Reaktionen ablaufen können, müssen die Reaktionspartner eine Mindest- oder Aktivierungsenergie besitzen, die im Bereich der Zündkerze durch den Zündfunken überschritten wird. Die daraufhin bei der Verbrennung freigesetzte thermische Reaktionsenergie führt dann zu einem Temperatur- und Druckanstieg im Zylinder. Durch Wärmeübertragung mittels Konvektion und Temperaturstrahlung wird allerdings ein erheblicher Teil der inneren Energie der Brennumgebung an die brennumgebungsbegrenzenden Wände und weiter an das Kühlwasser abgegeben. Die folgende Abbildung zeigt qualitativ den Verlauf des Hochdruckprozesses im geschleppten und befeuerten Betrieb. Bei der Betrachtung der ottomotorischen Verbrennung kann man im Idealfall von einem homogenen Gemisch ausgehen und erhält damit den Fall der vollständig vorge-mischten Flamme. Die in der Flammenfront ablaufenden chemischen Reaktionen sind gegenüber den Stoff- und Wärmetransportprozessen langsam, wodurch die Verbrennung chemisch kontrolliert ist.

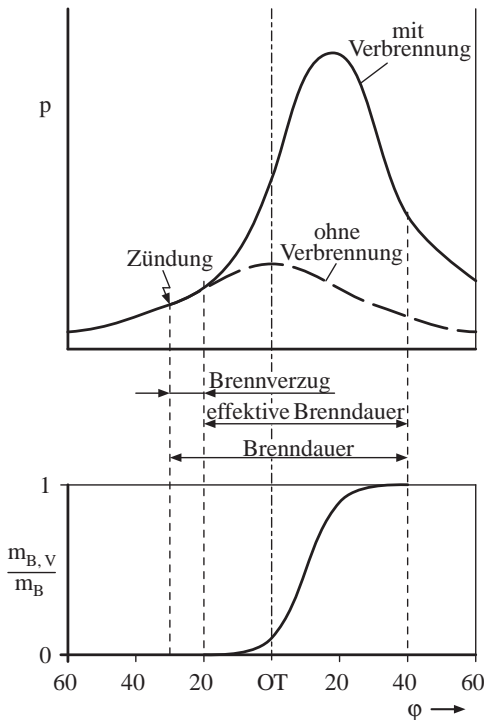


Abb. 18: Qualitativer Druckverlauf im Brennraum

Das optimale Luftverhältnis von Ottomotoren liegt zwischen 0,85 und 1,1. An der unteren Grenze wird der maximale Mitteldruck erreicht und an der oberen der geringste Brennstoffverbrauch. Zeitliche und örtliche Schwankungen im turbulenten Geschwindigkeitsfeld des Brennraums und in der Gemischzusammensetzung führen bei Ottomotoren zu so genannten zyklischen Schwankungen bei der Verbrennung. Dies führt zu mehr oder weniger unvollständiger Verbrennung und zu Schwankungen bei der Flammenausbreitung. Neben der bisher beschriebenen normalen ottomotorischen Verbrennung kann es auch zu einer klopfenden Verbrennung kommen. Während des Verdichtungshubes werden die bereits im unverbrannten Gemisch ablaufenden chemischen Vorreaktionen durch starke Druckschwankungen im Luft-Brennstoff-Gemisch beschleunigt. Nach Einleitung der Verbrennung durch den Zündfunken wird das im Brennraum vorhandene Restgemisch durch die sich ausbreitende Flamme zusätzlich komprimiert und aufgeheizt, was zum Überschreiten der Zündtemperatur führen kann und dabei Selbstzündungen auslöst. Dies führt zu steilen Druckgradienten, die sich als Druckwellen im Brennraum ausbreiten und dabei klopfende oder klingelnde Geräusche hervorrufen. Ein typischer Druckverlauf einer klopfenden Verbrennung ist im folgenden Bild zu sehen. Durch die klopfende Verbrennung oder die durch hot-spots im Brennraum ausgelöste Glühzündung kann es zu mechanischen Materialschäden kommen und außerdem durch erhöhte thermische Belastungen auch zu Anschmelzungen am Kolben oder Zylinderkopf führen. Die Selbstzündung ist stark von der Zusammensetzung des Brennstoffs und der Geometrie des Brennraums

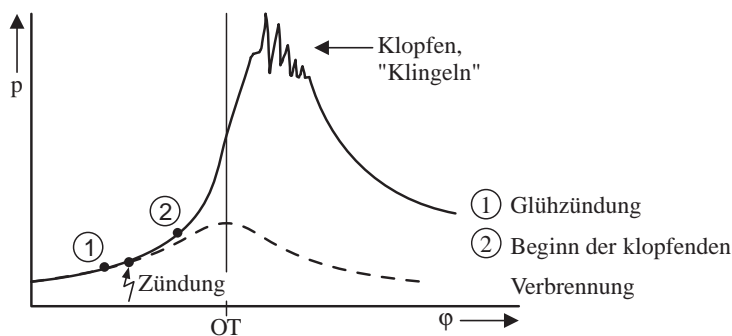


Abb. 19: Druckverlauf bei klopfender Verbrennung

abhängig. Eine hohe Oktanzahl des Brennstoffs, ein möglichst kompakter Brennraum mit kurzen Flammwegen und die Anordnung der Zündkerze in der Nähe des Auslassventils verringern die Klopfneigung. Hohe Strömungsgeschwindigkeiten im Brennraum und damit eine gute Gemischbildung infolge von Tumble-Drall- und Quetschströmungen verhindern ebenfalls das Klopfen von Ottomotoren.

## 7.2 Dieselmotor

- 57 Bei der dieselmotorischen Verbrennung wird der Brennstoff gegen Ende der Verdichtung kurz vor dem oberen Totpunkt in den **Hauptbrennraum** (direkte Einspritzung) oder in eine **Vorkammer** (indirekte Einspritzung) unter hohem Druck eingespritzt. Dabei entzündet sich der fein zerstäubte Brennstoff an der verdichteten heißen Luft selbst. Die Lastregelung erfolgt durch die Variation der eingespritzten Brennstoffmenge (Qualitätsregelung). Für die dieselmotorische Gemischbildung steht im Gegensatz zum Ottomotor nur eine sehr kurze Zeitspanne zur Verfügung. Aus diesem Grund kommt es vor allem auf eine feine Brennstoffzerstäubung an, um eine schnelle und auch intensive Gemischbildung zu ermöglichen.
- 58 Bei der **indirekten** Einspritzung wird der Brennstoff in eine vom Hauptbrennraum abgeteilte Nebenkammer, die als Vorkammer oder Wirbelkammer ausgeführt sein kann, eingespritzt und dort zum Teil verbrannt. Durch diese Teilverbrennung in der Kammer wird die Energie für den Transport des noch unverbrannten Brennstoffs durch den sog. Schusskanal in den Hauptbrennraum aufgebracht. Kammerverfahren haben auf Grund einer relativ kurzen Zündverzugszeit und eines fetten Gemisches zu Beginn der Verbrennung ein niedriges Verbrennungsgeräusch. Auf Grund der Druckverluste beim Überströmen in den Hauptbrennraum und der höheren Wandwärmeverluste führen sie aber einen um 5–10% höheren Brennstoffverbrauch gegenüber den Direkteinspritzverfahren nach sich.
- 59 Die **direkte** Einspritzung des Brennstoffs in den Brennraum stellt heutzutage das Normalverfahren dar. Der Brennstoff wird hierbei durch eine Mehrlochdüse unter hohem Druck eingespritzt, was eine gute Gemischbildung ermöglicht. Unterstützt wird die Gemischbildung durch eine Drallströmung der Brennraumgase. Der Brennstoff sollte bei der Einspritzung nicht auf die relativ kalte Kolbenwand auf-

treffen, da dies die Verdampfung und die Gemischbildung verlangsamt.

Die direkten Einspritzverfahren haben im Vergleich zu den indirekten einen deutlich geringeren spezifischen Brennstoffverbrauch, weisen aber auf Grund der zu Beginn der Verbrennung auftretenden hohen Druckanstiegsgeschwindigkeiten und der daraus resultierenden harten Verbrennung ein wesentlich höheres Geräusch auf. Die gesamte Energie für die Vermischung von Brennstoff und Luft im Brennraum muss im Gegensatz zum indirekten Verfahren durch die Einspritzstrahlen in den Brennraum eingebracht werden, wodurch erheblich höhere Einspritzdrücke erforderlich werden. Bei Kammermotoren reichen Einspritzdrücke von 400 bar wohingegen der Direkteinspritzer Drücke von 1200 bis über 2000 bar erfordert. **60**

Bei Fahrzeugmotoren und bei Schnellläufern wird wegen des niedrigen spezifischen Verbrauchs überwiegend das direkte Einspritzverfahren eingesetzt, bei Langsam- und Mittelschnellläufern wird hingegen das Kammerverfahren auf Grund der niedrigeren Geräusche bevorzugt. Im folgenden Bild sind die Diesel-Einspritzverfahren schematisch dargestellt. **61**

Die wesentliche Aufgabe des Einspritzsystems ist die dosierte Zuführung von Brennstoff zu einem definierten Zeitpunkt. Dabei hat sowohl die Druckdifferenz an der Einspritzdüse als auch die Einspritzrate einen entscheidenden Einfluss auf die nachfolgende Verbrennung. Das Einspritzsystem besteht prinzipiell aus einem Brennstofftank, einer Brennstoff-Förderpumpe, der Einspritzleitung und der Einspritzdüse. Die Einspritzdüse wird durch die Druckwelle, die sich mit Schallgeschwindigkeit in der Einspritzleitung ausbreitet, geöffnet. Der Einspritzstrahl tritt mit hoher Geschwindigkeit und hoher Turbulenz aus der Düsenbohrung aus. Durch die hohe Relativgeschwindigkeit zur hochverdichteten Luft im Brennraum und der Turbulenz im Strahl zerfällt dieser am Strahlrand in kleine Tröpfchen und wird mit zunehmendem Eindringen in den Brennraum zerstäubt. Die Strahlausbreitung und die damit verbundene Gemischbildung wird vor allem durch das Einspritzsystem, die Einspritzparameter und das Strömungsfeld (Drall, Turbulenz) im Brennraum bestimmt. **62**

Die bekanntesten Einspritzsysteme sind Reiheneinspritzpumpen, Einzeleinspritzpumpen, Verteiler-Einspritzpumpen mit Axialkol- **63**

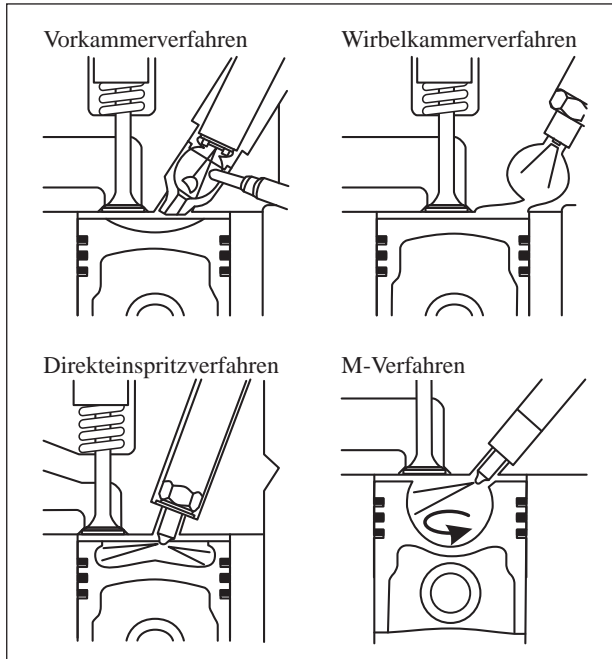


Abb. 20: Diesel-Einspritzverfahren

ben- oder Radialkolbenanordnung, Pumpe-Leitung-Düse-Systeme, Pumpe-Düse und das Common-Rail-System. Für eine ausführliche Beschreibung der unterschiedlichen Systeme wird auf Bosch (1998 c) verwiesen.

- 64 Durch die Bohrung der Einspritzdüse wird der Brennstoff in den Brennraum eingespritzt. Bei dem sog. luftverteilenden Verfahren soll der Brennstoff möglichst gut zerstäubt werden, während er bei dem wandanlagernden Verfahren gezielt auf die Oberfläche der Brennstoffmulde aufgebracht werden soll. Hierfür werden unterschiedliche Düsen verwendet. Drosselzapfendüsen werden in Vor- und Wirbelkammermotoren eingesetzt und haben einen hubabhängigen Öffnungsquerschnitt, während Lochdüsen in direkteinspritzenden Dieselmotoren zur Anwendung kommen. Die Lochdüsen wiederum unterteilen sich in Sacklochdüsen für konventionelle Systeme und Sitzlochdüsen für Common-Rail-Systeme. Das folgende Bild zeigt die prinzipiellen Düsenbauarten.

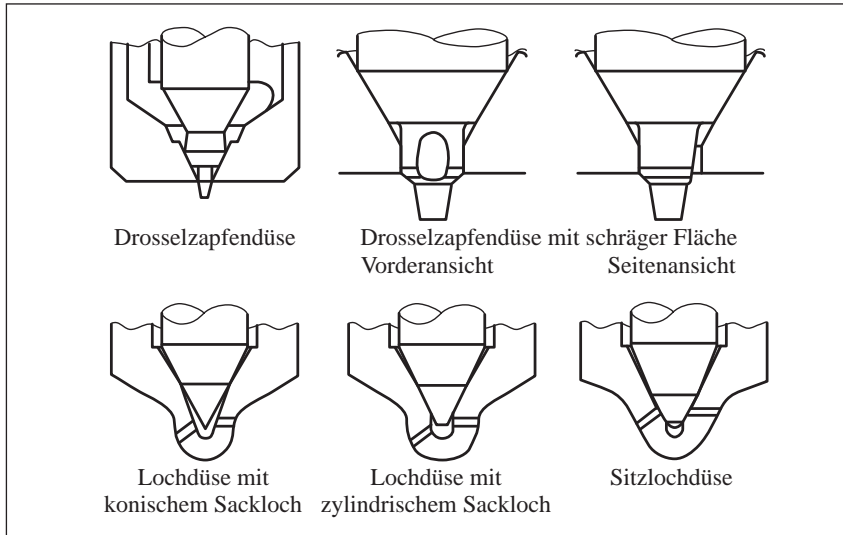


Abb. 21: Ausführungen von Einspritzdüsen

Eine Besonderheit der dieselmotorischen Verbrennung liegt darin, dass die Strahlausbreitung, die Gemischbildung und die Verbrennung teilweise simultan ablaufen. Dabei mischt sich nur ein kleiner Teil des eingespritzten Brennstoffs während der Zündverzugszeit homogen mit der Luft im Brennraum und verbrennt bei der Entzündung schlagartig. Daran anschließend laufen Gemischbildung und Verbrennung simultan ab, wobei die Verbrennung durch die für die Gemischbildung entscheidenden Diffusionsvorgänge kontrolliert wird.

65

Für eine detaillierte Beschreibung der sehr komplexen dieselmotorischen Verbrennung wird auf Merker und Stiesch (1999) verwiesen. Sie unterteilt sich im wesentlichen in 3 Phasen. Die Phase 1 wird als vorgemischte (premixed) Verbrennung bezeichnet, bei der sich der während der Zündverzugszeit eingespritzte Brennstoff mit der umgebenden Luft im Brennraum gemischt hat und ein nahezu homogenes und reaktionsfähiges Gemisch sehr schnell verbrennen kann. Die Vormischverbrennung ähnelt dabei stark der ottomotorischen Verbrennung. Die Druckanstiegsgeschwindigkeit im Brennraum, die für das Verbrennungsgeräusch verantwortlich ist, kann über den Einspritzzeitpunkt gesteuert werden. Frühe Einspritzung führt zu einer harten und späte Einspritzung zu einer weichen Verbrennung. In Phase 2, der Hauptverbrennung, dauern die Gemischbildungsvor-

66



gänge noch an und beeinflussen den Verbrennungsablauf, wobei die Chemie schnell abläuft und die Verbrennung eine Mischungskontrollierte Diffusionsverbrennung ist. Das Ende der Hauptverbrennung ist durch das Erreichen der maximalen Temperatur im Brennraum gekennzeichnet. In Phase 3, der Nachverbrennung, läuft die Chemie langsam im Vergleich zu den Mischungsvorgängen ab, da zum Ende der Verbrennung der Druck und die Temperatur in der Flammenfront weit abgesunken sind, wodurch die Diffusionsverbrennung zunehmend reaktionskinetisch kontrolliert wird. Während dieser Nachverbrennungsphase werden auch Zwischenprodukte aus der Hauptverbrennung weiteroxidiert, die auf Grund lokalen Sauerstoffmangels entstanden sind. Die letzte Verbrennungsphase ist vor allem für die Oxidation des zuvor gebildeten Rußes entscheidend.

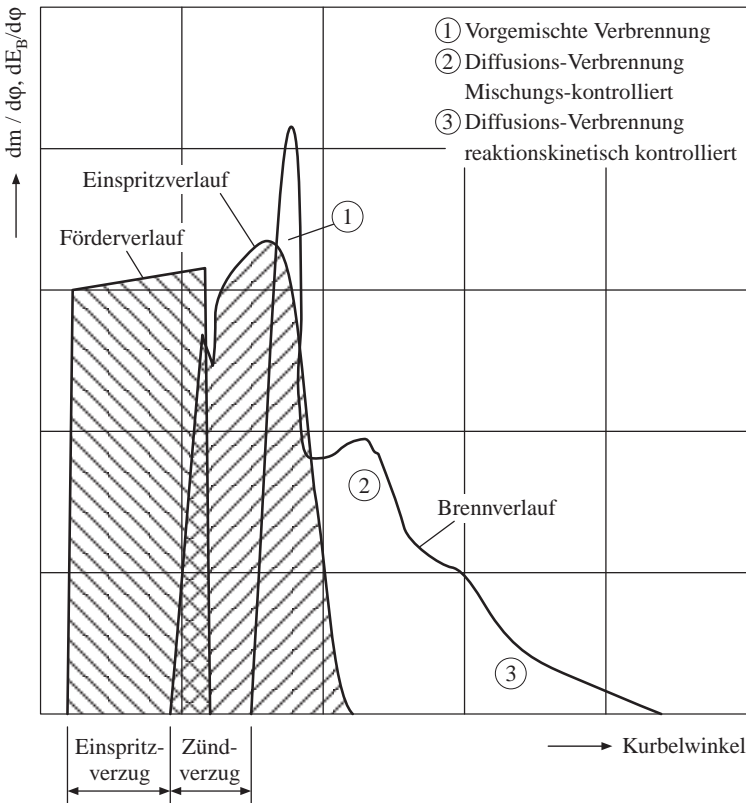


Abb. 22: Förder-, Einspritz- und Brennverlauf im Dieselmotor

## 8 Innermotorische Schadstoffreduzierung und Abgasnachbehandlung

67

Bei der vollständigen Verbrennung eines aus Kohlenstoff- und Wasserstoffatomen bestehenden Brennstoffes enthält das Abgas lediglich Sauerstoff, Stickstoff, Kohlendioxid und Wasserdampf. Bei einer realen, unvollständigen Verbrennung treten zusätzlich Kohlenmonoxid (CO), unverbrannte Kohlenwasserstoffe (HC), Stickoxide (NO<sub>x</sub>) sowie Partikel auf. Kohlendioxid wird zwar als mitverantwortlich für den Treibhauseffekt angesehen aber nicht als gesundheitsschädlicher Schadstoff eingestuft. Kohlendioxid kann nur durch eine Verringerung des Brennstoffverbrauchs reduziert werden. Die Bildung von CO, HC und NO<sub>x</sub> ist hauptsächlich vom Luftverhältnis und der damit gekoppelten Verbrennungstemperatur abhängig. CO und HC sind Produkte der unvollständigen Verbrennung und steigen bei Luftverhältnissen kleiner 1 an. Die Stickoxidbildung hingegen wird vor allem über hohe Temperaturen bei ausreichendem Sauerstoffangebot begünstigt. Das folgende Diagramm zeigt die Schadstoffbildung in Abhängigkeit des Luftverhältnisses.

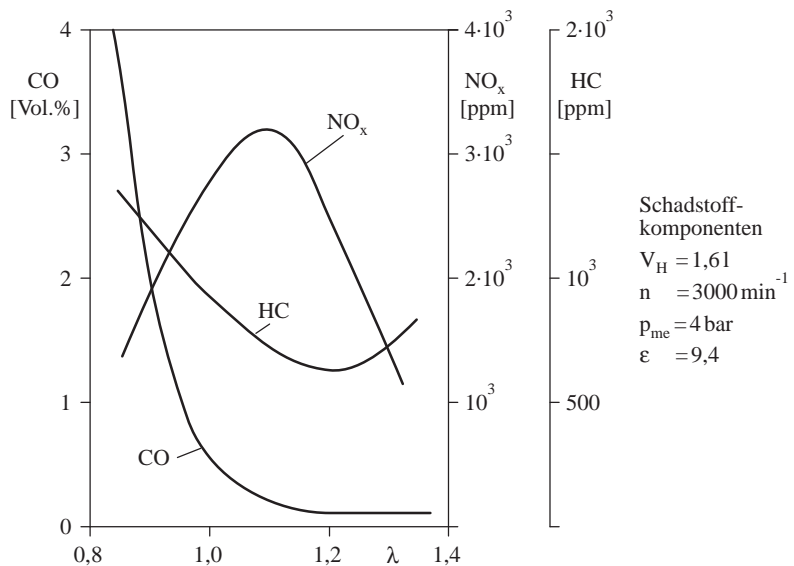


Abb. 23: Schadstoffbildung in Abhängigkeit des Luftverhältnisses

- 68 Der Schadstoffanteil hat jedoch energetisch gesehen keine Bedeutung für den Motorprozess wie im folgenden Bild anhand der Rohemissionszusammensetzung für Otto- und Dieselmotoren zu sehen ist. Es wird ersichtlich, dass der Dieselmotor nur etwa ein Fünftel der Schadstoffmenge des Ottomotors bei ansonsten vergleichbar hohen absoluten  $\text{NO}_x$ -Emissionen emittiert. Beim Dieselmotor sind allerdings im Gegensatz zum Ottomotor auch Partikel eine kritische Größe, während beim Ottomotor CO die dominierende Schadstoffkomponente darstellt. Als Partikelgehalt wird die Menge aller Stoffe bezeichnet, die von einem bestimmten Filter nach definierter Abkühlung und Verdünnung erfasst werden. Dieselpartikel bestehen zu 95% aus organischen (PAK und Ruß) und zu 5% aus anorganischen Bestandteilen.
- 69 Die folgenden Tabellen zeigen zusammenfassend die Entstehungsursachen und die Wirkung der Schadstoffe sowie die Entwicklung der Abgasgrenzwerte nach den Normen EURO I bis EURO III.

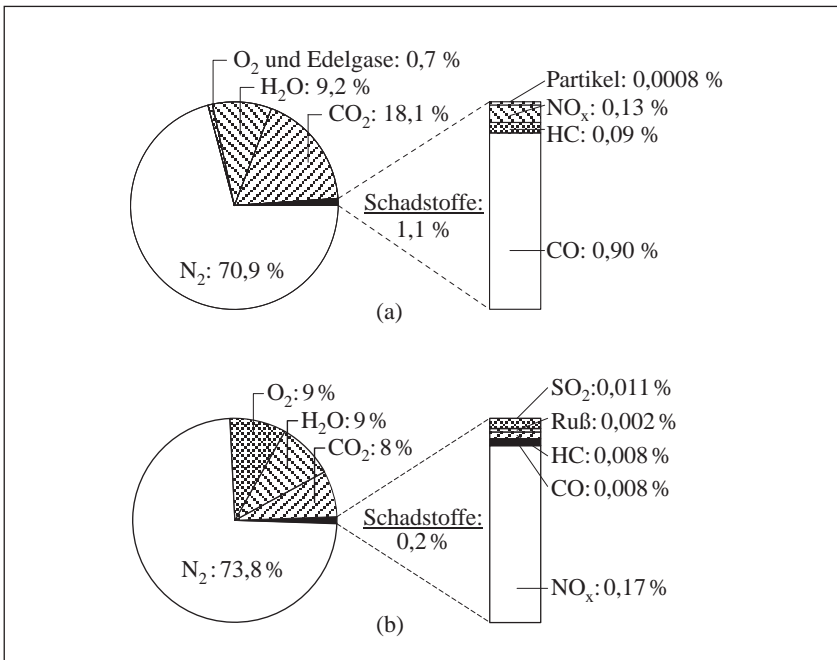


Abb. 24: Rohemissionen (ohne Katalysator) von Otto-(a) und Dieselmotoren (b)

	Kohlenmonoxid CO	Stickstoffoxide NO <sub>x</sub>	Kohlenwasserstoffe C <sub>x</sub> H <sub>y</sub>	Aldehyde C <sub>n</sub> H <sub>m</sub> O	Ruß
Wirkung auf den Organismus	etwa 200fach höhere Affinität zum Hämoglobin des Blutes als zum O <sub>2</sub> der Luft, führt dadurch zu Sauerstoffmangel und zum Erstickten	NO: starkes Blutgift, bewirkt Lähmungserscheinungen, Wirkungsmechanismus ähnlich dem bei CO NO <sub>2</sub> : starke Reizwirkung führt zur Anätzung der Schleimhäute	Wirkung ist abhängig von der Struktur des Stoffes, z. B. Benzol: verursacht Leukämie, Polyzyklische Aromaten wie Benzpyren: karzinogen (vgl. Ruß)	stechender Geruch, teilweise starke Reizwirkung auf die Schleimhäute	toxisch durch angelagerte polyzyklische Aromaten (vgl. C <sub>x</sub> H <sub>y</sub> )
Entstehungsursache im Motor	Sauerstoffmangel, generell oder örtlich	hohe Spitztemperatur im Brennraum, Sauerstoffüberschuss	niedrige Prozesstemperatur, Sauerstoffmangel generell oder örtlich	entstehen bei sehr niedrigen Brennraumtemperaturen	entsteht im Dieselmotor bei örtlichem Luftmangel
Motorische Verbesserungsmaßnahmen	höheres Luftverhältnis λ; - Magerbetrieb - Ladungsschichtung verbesserte Gemischbildung, lange Brenndauer	geringe Spitztemperatur: - innere Abgasrückführung durch geeignete Ventilüberschneidung - kurze Brenndauer durch späten Einspritz- bzw. Zündzeitpunkt - Ansaugluftkühlung - äußere Abgasrückführung - Einspritzen von Wasser, geringeres Luftverhältnis λ	höhere Brennraumtemperatur: - kompakter Brennraum - kleine spez. Oberfläche - dünne Grenzschicht - verbesserte Gemischbildung - höhere Verdichtung - Aufladung - Magerbetrieb - Ladungsschichtung	wie C <sub>x</sub> H <sub>y</sub> , höhere Ansauglufttemperatur, höhere Kühlwassertemperatur	höheres Luftverhältnis λ, verbesserte Gemischbildung
Externe Verbesserungsmaßnahmen	Oxidationskatalysator Thermischer Reaktor	Reduktionskatalysator	Oxidationskatalysator Thermischer Reaktor	Flammstartanlage Oxidationskatalysator, Therm. Reaktor	

Abb. 25: Entstehungsursachen und Wirkung von Schadstoffen

PKW	Schadstoff	EURO I ab 1992/93	EURO II ab 1996/97	EURO III ab 2000
Otto	CO	3,16	2,2	1,5
	HC + NO <sub>x</sub>	1,13	0,5	0,2
Diesel	CO	3,16	1,0	0,5
	HC + NO <sub>x</sub>	1,13	0,7	0,5
	Partikel	1,18	0,08	0,04

Zahlenwerte in g/km

LKW	CO	4,9	4	2
Busse	HC	1,23	1,1	0,6
	NO <sub>x</sub>	9	7	< 5
	Partikel	0,4	0,15	< 0,1

Zahlenwerte in g/kWh

Abb. 26: Entwicklung der Abgasgrenzwerte nach den Normen EURO I-III

- 70** Als konventionelle Maßnahmen zur innermotorischen Schadstoffreduktion bieten sich folgende Methoden an:
- 71** • Ein Absenken der Leerlaufdrehzahl trägt zur Reduzierung der HC-Emissionen um bis zu 15% bei, da die unverbrannten Kohlenwasserstoffe vor allem bei Betriebszuständen niedriger Brennraumtemperaturen und -drücke, also im Leerlauf, emittiert werden.
- 72** • Die Optimierung der Brennraumgeometrie zu kompakten und möglichst kugelförmigen Brennräumen mit zentraler Zündkerzenlage ermöglicht ein schnelles Durchbrennen des Gemisches, wodurch zwar einerseits CO- und HC-Emissionen gesenkt werden können, aber auf der anderen Seite die NO<sub>x</sub>-Emissionen infolge der steigenden Brennraumtemperatur begünstigt werden.
- 73** • Durch eine Absenkung des Verdichtungsverhältnisses können NO<sub>x</sub>- und die HC-Emissionen reduziert werden, was allerdings auf Grund der bewirkten Temperaturabsenkung und der resultierenden langsameren Verbrennung auch zu höheren spezifischen Brennstoffverbräuchen führt.
- 74** • Ein später Zündzeitpunkt kann die Maximaltemperatur und damit auch die NO<sub>x</sub>-Emission absenken und zusätzlich über die An-

hebung der Abgastemperatur günstig bezüglich der HC-Emissionen wirken. Diese Maßnahme verschlechtert allerdings auch den Wirkungsgrad und damit den Brennstoffeinsatz.

- Mit Hilfe variabler Steuerzeiten kann der Ladungswechselprozess so gestaltet werden, dass stets ein möglichst großer Liefergrad bei geringem Luftaufwand realisiert werden kann, wodurch eine große Motorleistung resultiert. Hierfür werden heutzutage die Steuerzeiten der Einlassventile aber z. T. auch noch zusätzlich der Auslassventile kennfeldabhängig verstellt und damit die Gasdynamik verändert. **75**
- Durch ein Schaltsaugrohr werden die Ansaugrohr-Längen drehzahlabhängig verstellt und damit die Gasdynamik in der Ansaugleitung verändert, um die Ladungswechselgüte und damit die Drehmomentencharakteristik zu verbessern. **76**
- Die Kanalabschaltung im Einlasstrakt eines Motors im Teillastbereich erhöht die Strömungsgeschwindigkeit im verbleibenden Einlasskanal und begünstigt durch die zusätzliche Turbulenz die Gemischbildung und ein beschleunigtes Durchbrennen und bewirkt damit eine Verbesserung des Wirkungsgrades. **77**
- Drall- und Tumbleströmungen, die durch entsprechende Einlasskanalgestaltung im Brennraum erzeugt werden, ermöglichen ebenfalls eine verbesserte Gemischbildung und eine Erhöhung des Wirkungsgrades. Als Drall bezeichnet man einen Wirbel mit zur Zylinderachse paralleler Drehachse und beim Tumble einen Wirbel mit zur Zylinderachse senkrechter Drehachse. **78**
- Führt man Abgas in den Zylinder zurück, so wirkt dies als Inertgas und führt damit zu einer Absenkung der Temperatur im Brennraum und damit zu einer Verbesserung hinsichtlich der NO<sub>x</sub>-Emissionen. Eine Abgasrückführung ist grundsätzlich nur im Teillastbereich sinnvoll, da bei Vollast eine Leistungsminderung und im Leerlauf Zündaussetzer auftreten könnten. Die Abgasrückführung kann als innere Rückführung während der Phase der Ventilüberschneidung erfolgen oder als äußere Abgasrückführung, bei dem ein Abgasteilstrom der Frischluft im Ansaugtrakt zugemischt wird, ausgeführt werden. **79**

- 80 Bei den **Abgasnachbehandlungsverfahren** für Ottomotoren unterscheidet man grundsätzlich zwischen der thermischen und katalytischen Nachverbrennung. Während bei der thermischen Nachverbrennung die im Abgas noch vorhandenen unverbrannten Bestandteile des Brennstoffs durch eine bestimmte Verweilzeit bei hohen Temperaturen nachoxidiert werden können, werden die Schadstoffkomponenten bei der katalytischen Nachverbrennung heutzutage standardmäßig von Katalysatoren reduziert. Katalysatoren bestehen dabei aus drei verschiedenen Materialien, dem Trägermaterial, dem Wash-Coat und dem eigentlichen Katalyten. Als Trägermaterial haben sich keramische oder metallische Monolithe durchgesetzt, die mit dem Wash-Coat zur Vergrößerung der wirksamen Oberflächen versehen werden. Der eigentliche Katalyt besteht heute meist aus einer Edelmetalldosierung von Platin/Rhodium für sog. Drei-Wege-Katalysatoren. Die für den Ablauf einer chemischen Reaktion benötigte Aktivierungsenergie ist mit einem Katalysator deutlich niedriger als ohne. Die Konvertierungsrate des Katalysators hängt dabei ganz wesentlich von der Temperatur ab. Erst bei ca. 200 °C setzt eine nennenswerte Konvertierung ein, und hohe Umsetzungsraten werden erst bei Temperaturen von 400 bis 800 °C erreicht. Die Konvertierungsraten von Katalysatoren für Ottomotoren liegen bei über 90%. Die aktive Katalysatorschicht ist extrem bleiempfindlich, wodurch die Motoren nur mit bleifreien Brennstoffen gefahren werden dürfen. Damit alle drei Schadstoffkomponenten NO, CO und HC in ausreichendem Maße abgebaut werden können, wird vorausgesetzt, dass der Motor sehr genau stöchiometrisch mit einem Luftverhältnis von 0,99 bis 1,002 betrieben wird. Hierdurch wird die gleichzeitig ablaufende Reduktion von NO mit CO und die Oxidation von CO mit Sauerstoff ermöglicht. Die Regelung des Luftverhältnisses erfolgt mit Hilfe einer sog. Lamdasonde, die im Abgastrakt des Verbrennungsmotors sitzt. Eine detaillierte Beschreibung findet sich bei (Bosch 1998b).
- 81 Im Gegensatz zu Ottomotoren, bei denen in erster Linie CO, HC und NO<sub>x</sub> die maßgeblichen Schadstoffkomponenten darstellen, ist der **Dieselmotor** besonders kritisch hinsichtlich der Komponenten NO<sub>x</sub> und Ruß. Diese beiden Komponenten verhalten sich gegenläufig, d. h. eine Verringerung der NO<sub>x</sub>-Emission, führt zu einem Anstieg der Partikel-Emission und umgekehrt. Um dieser sog. NO<sub>x</sub>-Ruß-Schere zu begegnen bieten sich folgende Maßnahmen an:

- Durch eine Verschiebung des Einspritzzeitpunkts nach spät wird die Verbrennung verschleppt und dadurch die NO<sub>x</sub>-Emission verringert. **82**
  - Wesentlich effizienter wirkt sich eine definierte Formung des Einspritzverlaufs aus, die mit Hilfe der modernen Einspritzsysteme Pumpe-Düse und Common-Rail möglich wird. Hierdurch sind auch abgesetzte Voreinspritzungen und eine getaktete Einspritzung möglich. **83**
  - Durch Einspritzung von Wasser in den Brennraum und infolge der zu seiner Verdampfung benötigten thermischen Energie sinken die Temperaturen im Brennraum und hierdurch die NO<sub>x</sub>-Emission. Das Wasser kann dabei mit einem getrennten Einspritzsystem entweder vorgemischt oder getaktet zusammen mit dem Brennstoff in einem gemeinsamen Einspritzsystem eingebracht werden. Das letztere Verfahren ist sehr aufwändig und kostenintensiv und wird daher kaum eingesetzt. **84**
  - Eine Abgasrückführung wirkt sich ähnlich wie beim Ottomotor günstig auf die NO<sub>x</sub>-Emission aus. **85**
  - Durch Optimierung des Brennraums hinsichtlich seiner Schräume, in denen auf Grund der vorliegenden Temperaturen keine vollständige Verbrennung ablaufen kann. **86**
- Im Gegensatz zu Ottomotoren werden Dieselmotoren mit deutlichem Luftüberschuss von im Mittel  $\lambda = 1,7$  betrieben. Deshalb kann ein Drei-Wege- oder ein Reduktionskatalysator zur Verringerung von NO bei Dieselmotoren nicht eingesetzt werden. Edelmetallkatalysatoren in der Abgasanlage verringern lediglich die HC-Emission und die an den Rußpartikeln angelagerten polizyklischen Kohlenwasserstoffe. Zur Reduktion von NO-Emission wurden spezielle katalytische Verfahren z. B. mit Hilfe eingedüster Reduktionsmittel wie Ammoniak oder Harnstoff (SCR-Verfahren) entwickelt, die bei Merker und Stiesch (1999) beschrieben sind. Ihre Anwendung ist allerdings auf Grund eines nicht unerheblichen technischen Aufwands heutzutage nicht sehr weit verbreitet. Der Ruß kann in regenerierbaren Rußfiltern zunächst gespeichert und anschließend in bestimmten Zeitintervallen abgebrannt werden. Dabei müssen hohe Abscheidegrade von bis zu 95% für organische Bestandteile wie den Ruß und niedrige **87**



für nichtorganische Bestandteile ermöglicht werden. Die Lebensdauerproblematik infolge thermischer Ermüdung und die Verstopfung durch Asche sowie die Kostenfrage sind bisher für Rußfiltersysteme noch nicht zufrieden stellend gelöst.

## 9 Ausblick auf zukünftige Entwicklungen bei Verbrennungsmotoren

- 88 Der Verbrennungsmotor erweist sich als das Antriebsaggregat, das im Grunde alle Kraftstoffe, also auch Wasserstoff und Biomasse aus den unerschöpflichen Energiequellen verwerten kann. Verbrennungsmotoren emittieren lokal jedoch immer Schadstoffe wie HC, NO<sub>x</sub> oder CO, so dass für eine Zero Emission Vehicle (ZEV)-Lösung nur ein Elektroantrieb in Frage kommt.
- 89 Die limitierten Schadstoffe CO, HC, NO<sub>x</sub> und Partikel konnten durch die Abgasrichtlinien der EU für Pkw und Lkw seit 1992/93 in mehreren Stufen gesenkt werden. Seit Einführung der Katalysortechnik zählt z. B. CO beim Ottomotor nicht mehr zu den kritischen Komponenten. Auch die Absenkung der übrigen Abgaskomponenten lässt sich natürlich neben der Weiterentwicklung von Katalysortechniken grundsätzlich auch schon mit einer Verringerung des spezifischen Energieverbrauchs erreichen.
- 90 Der Verbrennungsmotor wird auf Grund unterschiedlicher Entwicklungen auch in der Zukunft eine sinnvolle Antriebseinheit bleiben. Stichworte hierfür sind der Otto-DI mit geringen Wärmeverlusten, einer Entdrosselung und einem Verbrauchsvorteil von ca. 15% im Europäischen Fahrzyklus. Auch elektromagnetisch betätigte Ventile die voll variable Steuerzeiten und einen Entfall der Drosselklappe ermöglichen sowie ein Down-Sizing der Motoren, um günstigere Wirkungsgrade im Teillastbereich zu erzielen, sind nur einige zu nennende Entwicklungspotenziale.
- 91 Mit zusätzlichen motorischen Maßnahmen wie der Zylinderabschaltung im Teillastbereich oder z. B. einer Schwungnutzautomatik, konzipiert für die Fahranteile, bei denen keine direkte Motorleistung abverlangt wird, können immer neue Potenziale gefunden werden. Diese Systeme sind zum Teil schon auf dem Markt verfügbar und

werden neben dem Einsatz alternativer Kraftstoffe wie RME und Erdgas bis hin zum Wasserstoff im Verbrennungsmotor eingesetzt, um den Brennstoffeinsatz und damit die CO<sub>2</sub>-Emissionen abzusenkten.

Weltweit ist ein Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen um ca. 32% zwischen 1975 und 1990 zu vermerken. Innerhalb dieses Zeitraums ist lediglich der CO<sub>2</sub>-Ausstoß des Verkehrs stetig angestiegen. Der Motorisierungsgrad liegt im Moment in der Bundesrepublik bei ca. 500 Pkw auf 1.000 Einwohner. Davon sind 85% schadstoffreduziert. Es müssen also auch weiterhin erhebliche Anstrengungen unternommen werden, um die zukünftig noch weiter reduzierten Grenzwerte für die gesetzlich limitierten Schadstoffkomponenten zu erfüllen und damit eine Absenkung der CO<sub>2</sub>-Produktion trotz zu erwartendem Anstieg der Gesamtfahrleistung sicher zu stellen.

92

## 10 Literatur

- [1] Merker, G. P., Stiesch, G.: Technische Verbrennung. Motorische Verbrennung, B. G. Teubner Stuttgart/Leipzig, 1999
- [2] Merker, G. P., Kessen, U.: Technische Verbrennung. Verbrennungsmotoren, B. G. Teubner Stuttgart/Leipzig, 1999
- [3] Bosch: Ottomotor-Management, 1. Aufl., Vieweg-Verlag, Braunschweig/Wiesbaden, 1998a
- [4] Bosch: Kraftfahrtechnisches Taschenbuch 23. Aufl., VDI-Verlag, Düsseldorf, 1998b
- [5] Bosch: Dieselmotor-Management, 2. Aufl., Vieweg-Verlag, Braunschweig/Wiesbaden, 1998c





# Verbrennungskraftmaschinen

*Martin Freitag*

## Inhaltsübersicht

	Rn.		Rn.
1.	1–18	4.	Brennstoffe für Verbrennungskraftmaschinen in Aggregatsanlagen
1.1	1–5	5.	37–40
1.2	6–9	5.1	Gasmotoren
1.3	10–18	5.2	41–44
2.	19–35	6.	Stöchiometrische Verbrennung
2.1	21–26	7.	43
2.2	27–31	7.1	Aufgeladene Magergemisch-Gas-Otto-Motoren
2.3	32	7.2	44
2.4	33	7.3	Kraft-Wärme-Kopplung
2.5	34	7.3	45–47
2.6	35	7.3	Verbrennungskraftmaschinen in Elektroaggregaten
3.	36	7.3	48–68
		7.1	Technische Anforderungen
		7.2	50–51
		7.2	Besonderheiten des Einsatzes von Verbrennungskraftmaschinen in der Aggregatsanwendung
		7.3	52–61
		7.3	Beschreibende Kenngrößen von Verbrennungskraftmaschinen für Aggregate
			62–68

## Stichwortverzeichnis

	Rn.		Rn.
Betriebsdauer	57	Magergemisch-Gas-Otto-Motoren	44
Dauerstromaggregate	33, 58	mittlere Kolbengeschwindigkeit	66
Dieselmotor	1ff.	mobile Anlagen	50
Drehzahl	62ff.	Netzeinspeisung	53
Einsatzbedingungen	11ff.	Notstromanlagen	34, 59f.
Einspritzung	30	Ottomotor	1ff.
Energieströme	9	periphere Einrichtungen	8
Gasmotoren	41ff.	Schadstoffemissionen	65
Gasturbine	1	Stand-Alone-Betrieb	53
Geräuschemissionen	65	Stationäre Anlagen	39
Hubkolbenmaschinen	19ff.	Stationäre Anlagen	50
Informationsströme	9	Stoffströme	9
Kühlmittel	7	transportable Anlagen	38
KWK	45ff.	Ungleichförmigkeitsgrad	67
Leistung	62ff., 68	Verbrennungsprozess	6ff., 28ff.
Leistungsbereiche	11ff.	Zündung	29
Life-Cycle-Costs	51		

## 1 Überblick

### 1.1 Konzepte von Hubkolben-Verbrennungskraftmaschinen und Strömungs-Verbrennungskraftmaschinen

- 1 Als Verbrennungskraftmaschinen in Anlagen zur Generierung von Elektroenergie (auch als E-Aggregate, Aggregatsanlagen, Generatoranlagen oder Gensets bezeichnet) werden im allgemeinen
  - Hubkolben-Verbrennungs-Kraftmaschinen (Otto- und Dieselmotoren) und
  - Strömungs-Verbrennungs-Kraftmaschinen (Gasturbinen)
 eingesetzt.
- 2 Diese beiden wichtigsten Gruppen von Kraftmaschinen zum Antrieb von Generatoren unterscheiden sich durch ihr Wirkprinzip und die damit verbundenen spezifischen Eigenschaften.
- 3 Während die Hubkolbenmaschinen nach dem Prinzip der Volumenverdrängung funktionieren, werden in Strömungsmaschinen die Ge-

setzmäßigkeiten der Strömungsmechanik im Energiewandlungsprozess genutzt. Prinzipbedingt arbeiten die Strömungsmaschinen mit einem kontinuierlichen Fluss des Arbeitsmediums. Der Arbeitsprozess der Hubkolbenmaschinen dagegen gliedert sich in sogenannte Arbeitstakte und ist diskontinuierlich.

Grundlegende Gemeinsamkeiten sind

4

- die Nutzung der chemischen Energie von Kraftstoffen durch innere Verbrennungsvorgänge und
- die Wandlung der inneren Energie eines Arbeitsmediums (im allgemeinen Luft und/oder heißes Verbrennungsgas) über
- mechanisch interagierende Bauteile in ein
- Nutzdrehmoment an einer rotierenden Welle.

Grundlegende Untersuchungen über thermische Umwandlungsprozesse und deren Nutzung in Kraftmaschinen wurden bereits im 19. Jahrhundert durchgeführt. Die technische Umsetzung wurde von Ingenieuren wie *Nikolaus Otto* und *Rudolf Diesel*, die erste Hubkolben-Verbrennungsmotoren konstruierten, bauten und betrieben, vorgenommen. Die Anfänge dieser Entwicklungen reichen in die 80er Jahre des 19. Jahrhunderts zurück. In den 30er und 40er Jahren des 20. Jahrhundert erlangten Strömungs-Kraftmaschinen mit innerer Verbrennung (Gasturbinen) technische Bedeutung.

5

## 1.2 Verbrennungsprozess

Der initiale Prozess in der Verbrennungskraftmaschine ist die Verbrennung eines energiereichen Kraftstoffes (chemische Reaktion mit Luftsauerstoff) und die damit verbundene Erhöhung der inneren Energie eines Arbeitsmediums (im allgemeinen das Gemisch aus Luft und Verbranntem.) Die erhöhte innere Energie des Arbeitsmediums wird in einem Entspannungsprozess genutzt, um

6

- einen Arbeitskolben zu verdrängen (Hubkolbenverbrennungskraftmaschinen) und über eine Schubstange ein Drehmoment an einer Kurbelwelle

oder

- durch Kraftwirkungen an Tragflügeln (Strömungsmaschinen) ein Drehmoment an einem Laufrad

zu erzeugen. Nach Ablauf des Vorganges wird das Arbeitsmedium als Abgas ausgeschoben.

- 7 Voraussetzungen für den Ablauf dieses Prozesses sind das Vorhandensein eines Brennraumes und die Zufuhr von Luft und Kraftstoff. Ein Teil Prozesswärme wird durch ein Kühlmittel abgeführt, das die mitunter erheblich thermisch belasteten Bauteile kühlt. Für die Umsetzung in mechanische Energie sind entsprechend ausgelegte Bauteile für die Kraftübertragung erforderlich. Die Bewegungen dieser Bauteile werden durch Schmieröl reibungs- und verschleißarm gestaltet. Die Zufuhr von Luft und Kraftstoff sowie die Ableitung der Abgase werden durch ein Steuerungssystem koordiniert.
- 8 Die Verbrennungskraftmaschine (Abb. 1) ist somit als ein System zu betrachten, das aus
  - einer Grundstruktur (Gehäuse/Lagerung/Fundament) und einem System zur Abgabe der mechanischen Energie (Welle/Kupplung)
  - Teil-Systemen zur Leitung und Führung der Betriebsstoffströme
    - Verbrennungsluft
    - Abgas
    - Kraftstoff
    - Kühlmittel
    - Schmierstoff und einem
  - Steuerungssystem (mechanisch/elektrisch/elektronisch) zur Koordination der ablaufenden Vorgänge

besteht.

Durch die peripheren Einrichtungen sind die Betriebsbedingungen für die Verbrennungskraftmaschine optimal zu gestalten, wenn der Energiewandlungsprozess effizient ablaufen soll. Die peripheren Einrichtungen gliedern sich wie die Komponenten der Verbrennungskraftmaschine und stellen die Erweiterung zu einer Energiewandlungsanlage, einem Aggregat (Abb. 2) dar.

- 9 Demnach besteht das Aggregat aus entsprechenden Komponenten zur Führung der Stoff-, Energie- und Informationsströme. Als wesentliche Komponente des Aggregates ist der Generator als elektrische Maschine zur Wandlung der mechanischen Energie (von der Verbren-



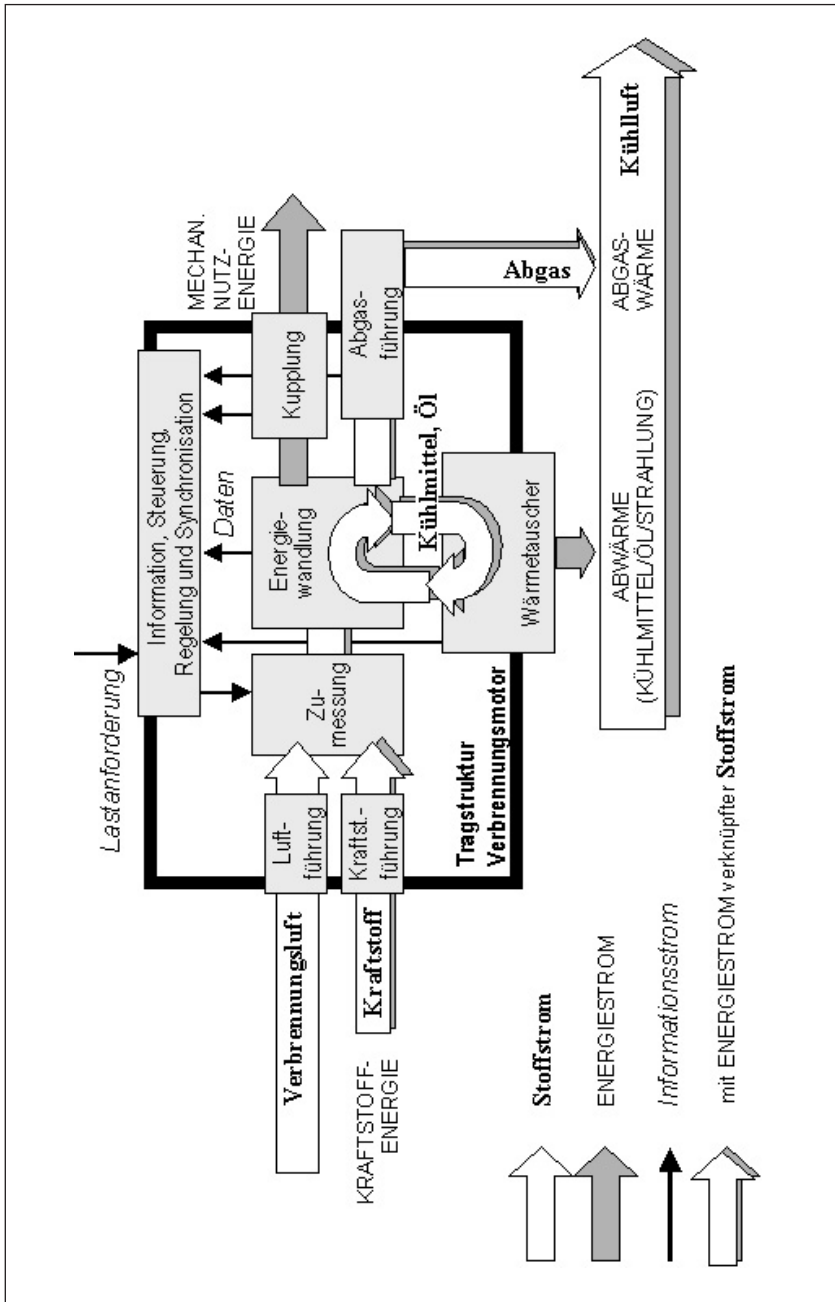


Abb. 1: Schema Energiewandlungssystem Verbrennungskraftmaschine (Stoff-, Energie- und Informationsströme)

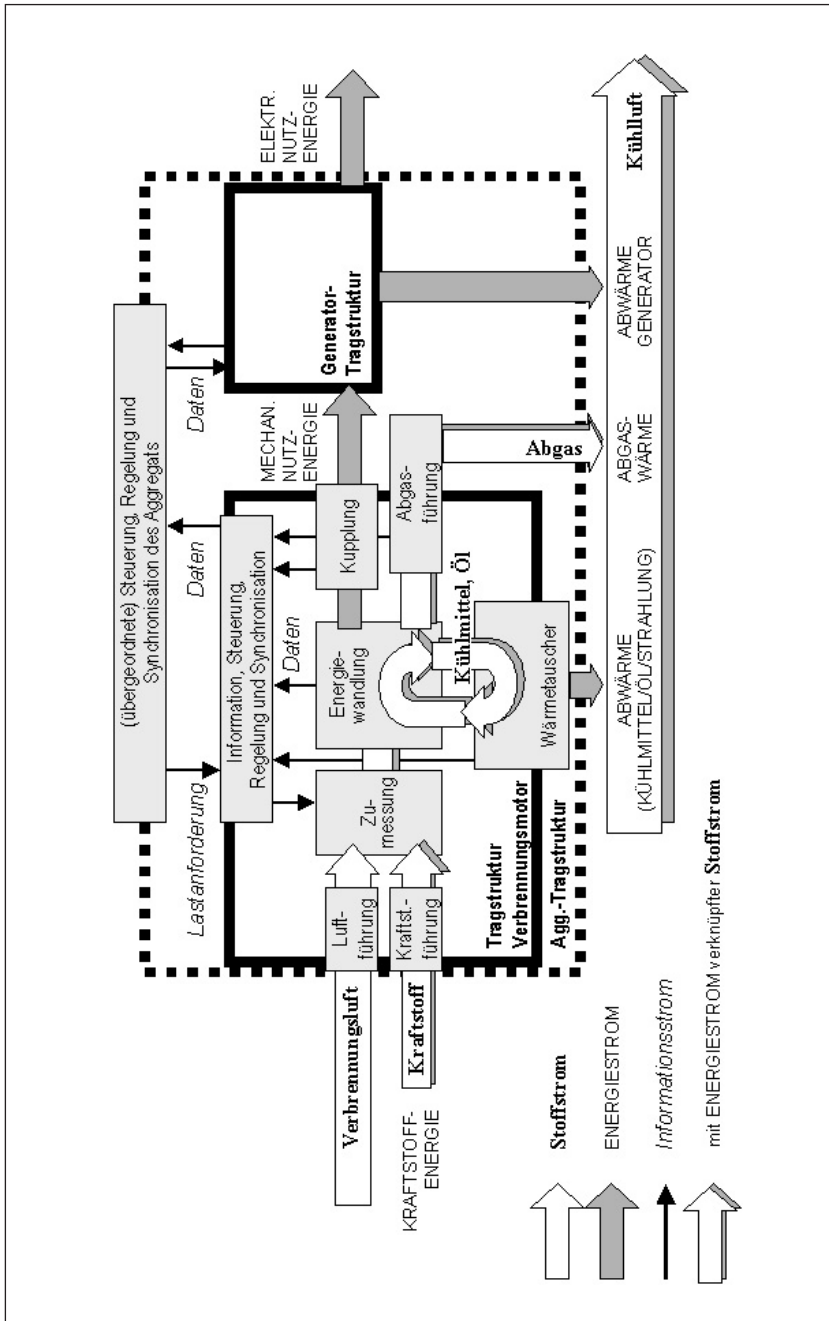


Abb. 2: Schema Aggregat und seine Komponenten

nungskraftmaschine geliefert) in elektrische Energie zu nennen. Das Aggregat enthält Komponenten zur mechanischen Anbindung des Generators ebenso wie Komponenten zur Führung der generatorspezifischen Stoff-, Energie- und Informationsströme (Generatorkühl- luft, Starkstromkabel und Steuerungssysteme wie z. B. Schalt- schränke.)

### 1.3 Verschiedene Verbrennungskraftmaschinen- Konzepte und ihre Anwendungsmöglichkeiten in Aggregatsanlagen

In ausgelegten Aggregatsanlagen arbeiten je nach Leistungsklasse, verfügbarem Kraftstoff und weiteren Randbedingungen Verbrennungskraftmaschinen in Form von **10**

- Kleinstmotoren (häufig als einfach aufgebaute Zweitakter)
- modifizierten Fahrzeug-Otto-Motoren geringer Leistung (Zwei-/Viertakter)
- Industriedieselmotoren mittlerer Leistung (Diesel- und Gasmotoren, aufgeladen)
- kleinen und mittleren Wellenleistungs-Gasturbinen
- großen mittelschnelllaufenden Dieselmotoren (aufgeladene Viertaktmotoren, ggf. schwerölfähig oder mit Erdgas betrieben)
- großen langsamlaufenden Dieselmotoren (Zweitakter, ggf. schwerölfähig)
- Großgasturbinen

Die speziellen Anforderungen in den verschiedenen Anwendungen führen dazu, dass die Vorteile bestimmter Verbrennungskraftmaschinen-Konzepte (Abb. 3) unterschiedlich zum Tragen kommen. **11**

Kleine, leichte und einfach aufgebaute Zweitakt-Ottomotoren mit Leistungen von einigen kW sind kostengünstig in der Anschaffung. Sie sind einfach in der Anwendung, startsicher und einfach zu warten bzw. zu reparieren. Ihr geringes Gewicht prädestiniert sie zu Antriebsmotoren für transportable Elektroaggregate (Abb. 4), die im Stand-alone-Betrieb (keine Netzeinspeisung) zumeist im Notstromeinsatz verwendet werden. **12**

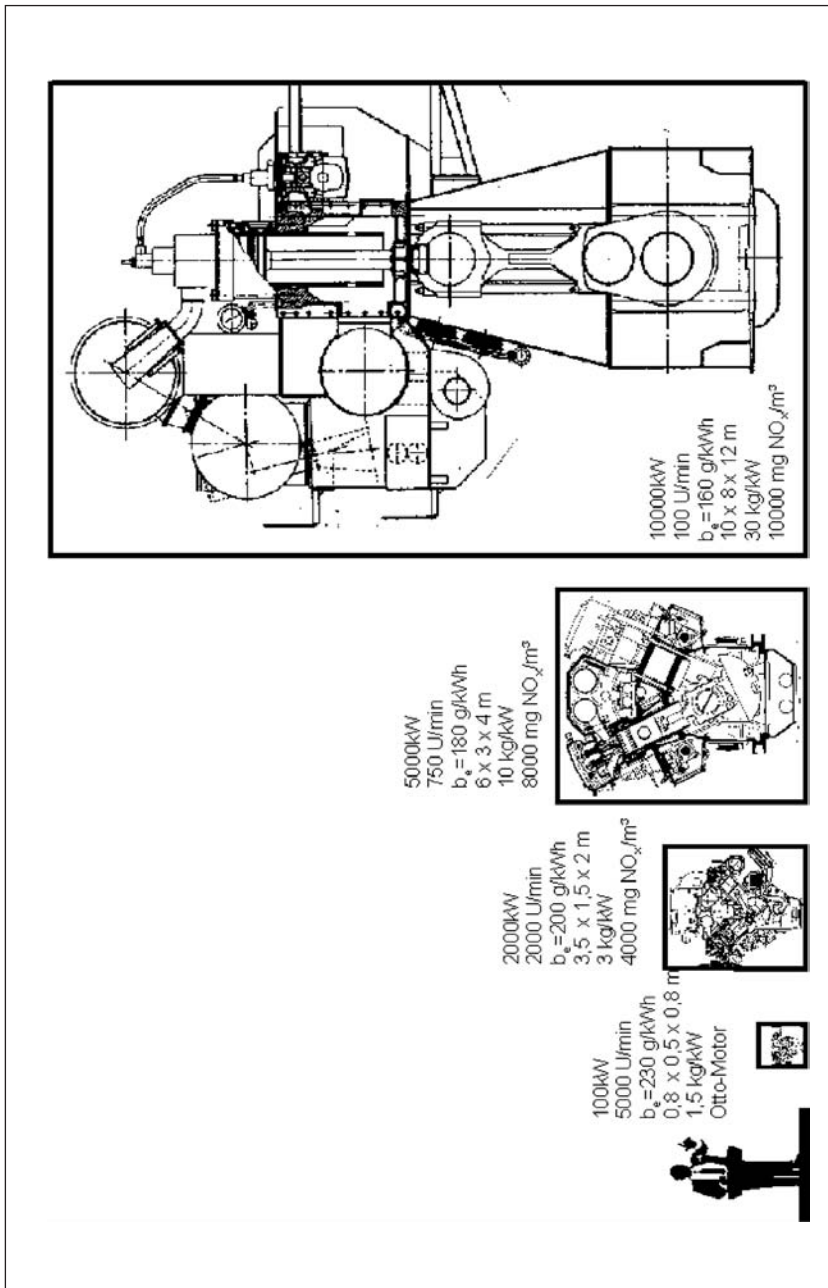


Abb. 3: Vergleich von verschiedenen Hubkolben-Verbrennungsmotorenkonzepten



Abb. 4: Kleinstaggregat

Für etwas größere Leistungen (10... 100 kW) finden modifizierte Fahrzeug-Otto-Motoren Anwendung. Auch hier spielen Anschaffungskosten, einfacher Transport und Einfachheit die entscheidende Rolle. Aggregate mit Leistungen der Größe von Fahrzeug-Ottomotoren werden als mobile Anlagen im Notstrombetrieb genutzt. Als Antriebsmotoren für stationäre Aggregate sind derartige Motoren, betrieben z. B. mit Biogas aus entsprechenden Kleinanlagen, auch für die Netzeinspeisung verwendet worden. **13**

Für größere Leistungen im Bereich von einigen 100 kW bis 1000 kW für den mobilen Einsatz (zumeist in Container-Aggregaten, kombiniert mit Subsystemen für die Betriebsstoffführung) finden aufgeladene Industriedieselmotoren Anwendung. Stand-alone-Anwendungen und Einspeisung in Netze sind denkbar. Im stationären Einsatz beginnt ab diesem Leistungsbereich die Kraft/Wärme-Kopplung sinnvoll zu werden. Weite Verbreitung besitzen hier mit Erdgas betriebene gemischaufladene Gas-Ottomotoren mit um 40% Wirkungsgraden verwendet im Dauerstrombetrieb. Mit Dieselkraftstoff betriebene Motoren werden häufig in Notstromanlagen für Krankenhäuser, Banken usw. (Abb. 5) verwendet. Hier kommt es mitunter aufgrund baulicher Besonderheiten (zulässige Deckenlasten, Vibrationen) auf spezifisch leichte Aggregate bzw. Antriebsmotoren an. **14**

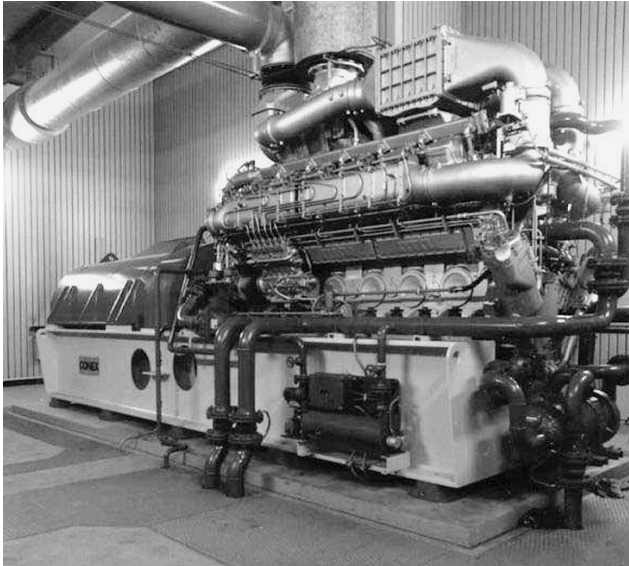


Abb. 5: Notstromanlage

In dem hier angesprochenen Leistungsbereich erhalten die aufgeladenen Industriedieselmotoren Konkurrenz durch Wellenleistungs-Gasturbinen, die z. B. aus Hubschraubertriebwerken abgeleitet werden. Aufgrund des günstigen spezifischen Gewichts steht häufig der mobile Einsatz im Vordergrund. Aber auch Stationär-Aggregate sind denkbar, wobei jedoch der günstigere spezifische Kraftstoffverbrauch für den Einsatz von Dieselmotoren im Dauerbetrieb spricht.

- 15 Große mittelschnelllaufende, aufgeladene Dieselmotoren (einige 1000 kW, Abb. 6) findet man fast ausschließlich im Stationär-Betrieb in der Dauerstrom-Erzeugung oder im Bereich der Spitzenlastabdeckung (Netzeinspeisung.) Hier spielen die hohe Kraftstoffeffizienz und die Zuverlässigkeit bei vertretbaren Wartungskosten die entscheidende Rolle in der Kostenbilanz. Sind für den Standort keine oder nur moderate Restriktionen bezüglich der Abgasemissionen gültig, so ist der Einsatz von kostengünstigem Schweröl als Brennstoff angebracht. Modifizierte Motoren dieser Bauart werden als Gasmotoren betrieben. Kraft/Wärme-Kopplung ist bei Möglichkeit der Nutzung angezeigt.
- 16 Ganz ähnliche Einsatzbedingungen gelten für große, langsamlaufende Zweitakt-Dieselmotoren. Diese Motoren decken einen noch weiter

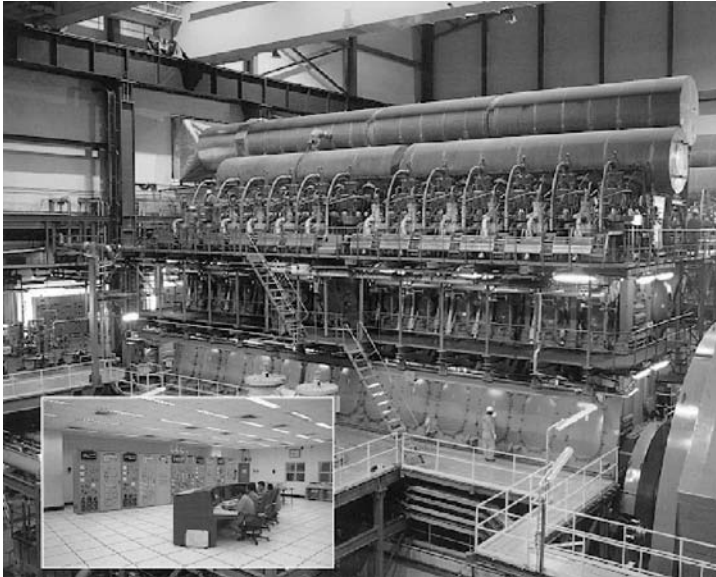


Abb. 6: Dauerstromaggregatmotor

nach oben reichenden Leistungsbereich ab. Hier ist der Einsatz von Schweröl als Brennstoff häufiger als bei mittelschnellaufenden Großdieselmotoren. Bei vergleichbaren Leistungen bauen Mittelschnellläufer kleiner und leichter als große Zweitakter; die langsamlaufenden Zweitakt-Dieselmotoren besitzen jedoch eine höhere Effizienz.

Den Leistungsbereich nach oben runden Industriegasturbinen mit 10 ... 250 MW (Abb. 7) ab. Installiert in Großanlagen (ähnlich wie mittelschnellaufende Großdieselmotoren oder große Zweitakt-Schweröl-Dieselmotoren) bilden zumeist mehrere Gasturbinen Kraftwerke mit Leistungen von mehreren 100 MW.

17

Bis heute haben die Verbrennungskraftmaschinen eine enorme technische Entwicklung durchlaufen, die zu ausgereiften Produkten mit vergleichsweise hohen Energiewandlungs-Wirkungsgraden und mit hoher Zuverlässigkeit geführt haben.

18

Heute sind aus der Wirtschaft die Verbrennungskraftmaschinen als Antriebseinheiten nicht mehr wegzudenken. Ihre größte Bedeutung haben sie im Transportwesen. Hier ist das Zusammenwirken der Eigenschaften

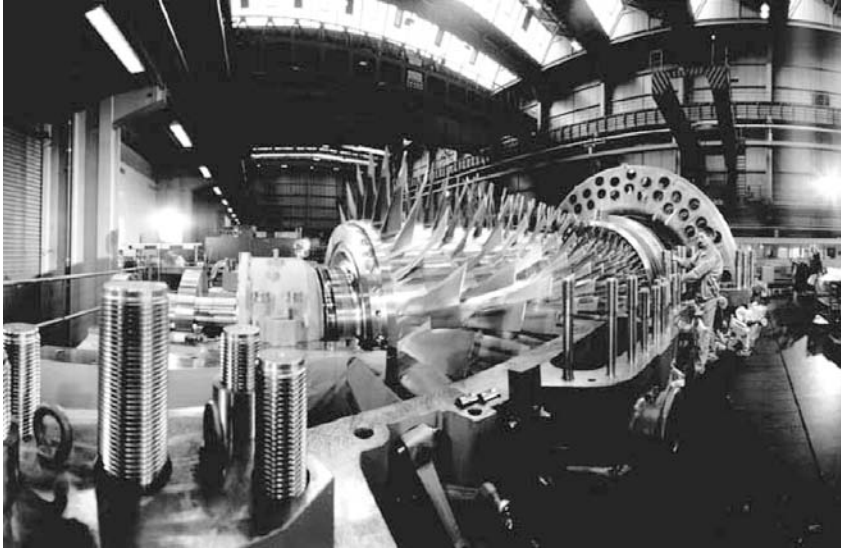


Abb. 7: Gasturbine (Foto: Multimage Photography GmbH Erismann + Gessler  
[www.multimage.ch](http://www.multimage.ch))

- hohe Energiedichte und gute Verfügbarkeit des verwendeten Kraftstoffes (Benzin, Dieselkraftstoff, Kerosin sowie Schweröle)
- vergleichsweise günstiges Masse/Leistungs-Verhältnis bei kleinen Abmessungen der Motoren
- einfacher Aufbau, einfache Wartung und hohe Verfügbarkeit (Zuverlässigkeit und Lebensdauer)

maßgeblich dafür, dass Verbrennungskraftmaschinen trotz ihrer Schadstoffemissionen nach wie vor breit angewendet werden und sich der Konkurrenz durch alternative Konzepte wie Elektromotoren und Brennstoffzellen erwehren können.

## 2 Hubkolbenmaschinen

- 19 Hubkolbenmaschinen arbeiten nach dem Prinzip der Volumenverdrängung. Die Ausdehnung heißer Verbrennungsgase schiebt einen Kolben in eine axiale Richtung, wobei Arbeit verrichtet wird. Die Längsbewegung wird – zumeist über ein Schubkurbelgetriebe – in eine Rotationsbewegung gewandelt. Die Kraftübertragung erfolgt



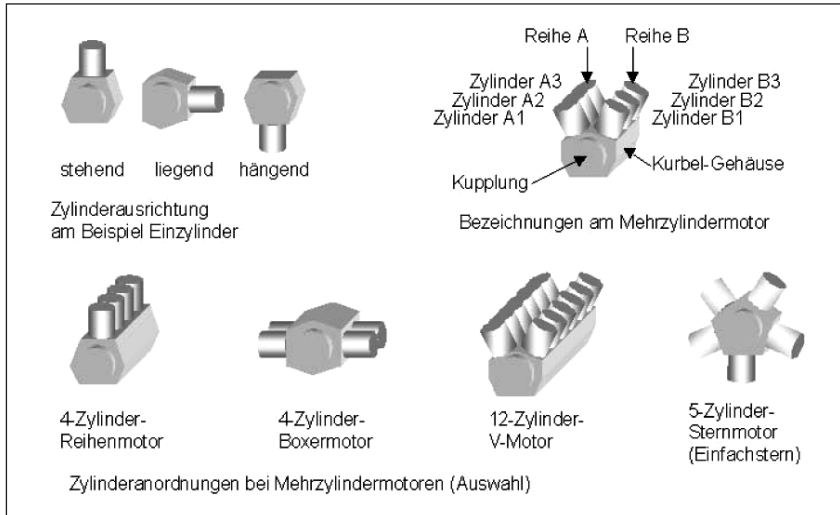


Abb. 8: Bauformen von Hubkolbenverbrennungsmotoren

über Pleuel auf den Hub- oder Pleuelzapfen einer Pleuelwelle, die in einem geeigneten Gehäuse gelagert ist. Der Pleuel, die Pleuellagerbuchse (die die Längsbewegung des Pleuels führt) und der Pleuelkopf bilden die Begrenzungen des Brennraumes. Steuerungsorgane übernehmen für jeden Zylinder die Steuerung für Zufuhr von Kraftstoff und Verbrennungsluft sowie die Abfuhr der Abgase. Je nach Anzahl der Zylinder unterscheidet man Ein- und Mehrzylindermotoren (Abb. 8). Die Zylinderanordnung führt zu Unterscheidung von Reihen-, V-, Stern- und Boxermotoren. Die Anordnung der Zylinder kann stehend, geneigt, liegend oder hängend sein.

Bei der Benennung der Zylinder von Industriemotoren wird der Motor von der Kraftabgabe- oder Pleuellager-Seite (KS) betrachtet. Zylinder 1 befindet sich auf KS, in Richtung Pleuellager-Gegenseite (KGS) wird aufwärts gezählt. Bei V- oder W-Motoren werden die Zylinderreihen – ebenfalls von KS aus gesehen – im Uhrzeigersinn (von links beginnend) mit Buchstaben bezeichnet.

20

## 2.1 Zweitakt-/Viertakt-Prinzip

21 Die Verbrennung in Hubkolbenverbrennungskraftmaschinen erfolgt diskontinuierlich. Je nach Bauart unterscheidet man Viertakt- und Zweitaktmotoren (Abb. 9).

Bei Zweitaktmotoren läuft bei jeder Umdrehung der Kurbelwelle ein sogenanntes Arbeitsspiel ab. Das Arbeitsspiel eines Viertaktmotors vollzieht sich über zwei Umdrehungen der Kurbelwelle. Dementsprechend müssen die Steuerungseinrichtungen beim Viertakter (Gaswechseleinrichtungen und Einspritzung bzw. Zündung) auf einen Zwei-Umdrehungs-Zyklus abgestimmt sein.

- 22 Zu beachten ist beim Vergleich der beiden Prinzipien, dass
- beim Zweitakter bei jeder Umdrehung der Kurbelwelle Energie zugeführt wird, beim Viertakter dagegen nur bei jeder zweiten Umdrehung;
  - dem Viertakter jedoch für den Ladungswechsel die Zeit einer vollen Umdrehung der Kurbelwelle zur Verfügung steht, beim Zweitakter dagegen nur der kurze Zeitraum währenddessen sich der Kolben in Nähe des unteren Totpunktes befindet.

	Otto-Prinzip	Diesel-Prinzip
2-Takt-Prinzip	<b>Klein- und Kleinst-Motoren</b> spez. leicht, einfach aufgebaut kostengünstig, geringe Lebensdauer geringer Wartungsaufwand Kraftstoffverbrauch nicht relevant	<b>Größtmotoren</b> höchste Effizienz bez. Kraftstoffverbrauch sehr hohe Lebensdauer spez. Gewicht nicht relevant hohe Bedeutung LCC, im Vgl. zu den Anschaffungskosten
	<i>Kleinstaggregate, Rasenmäher, Kettensäge, MoFa</i>	<i>Schiffsantriebsanlagen Großanlagen zu Stromerzeugung</i>
4-Takt-Prinzip	<b>Fahrzeugmotoren</b> einfacher Aufbau, kostengünstig in großen Stückzahlen produziert strenge Emissionvorschriften kompakt, spez. leicht, geringe Lebensdauer	<b>Größtmotoren</b> niedrige LCC, geringer spez. Kraftstoffverbrauch, geringer Betriebsstoff- und Wartungsaufwand, hohe Lebensdauer und Zuverlässigkeit spez. leichter und kompakter als leistungsgleiche Diesel-Zweitakter
	<i>PKW-Antrieb, Kleinaggregate</i>	<i>Aggregate versch. Größe, LKW-, Bahn- und Schiffsantrieb</i>

Abb. 9: Vergleich Zwei- und Viertaktprinzip sowie Otto- und Dieselmotor

Vergleicht man in einem Gedankenexperiment zwei Einzylindermotoren mit gleichem Hubraum bei gleicher Drehzahl, so kann beim Zweitaktmotor theoretisch der doppelte Kraftstoffdurchsatz und damit vereinfacht ausgedrückt die doppelte Leistung erreicht werden.

23

Dieser theoretische Ansatz lässt sich in der Praxis nicht umsetzen, da

- ein Teil der Nutzenergie des Zweitaktmotors zur Erzeugung eines sog. Spül-Druckgefälles benötigt wird, d. h. die Frischladung muss beim Zweitakter mit einem Druck, der größer ist als der Abgasgegendruck, in den Brennraum gepresst werden, um während des Ladungswechsels das Abgas aus dem Brennraum zu „spülen“ und
- prinzipbedingt die Expansion des Arbeitsmediums früher als beim Viertakter „abgeschnitten“ d. h. beendet werden muss, um in u. T.-Nähe den kompletten Ladungswechsel durchführen zu können. Zusätzlich beginnt der Verdichtungshub entsprechend später, was (bei den angenommenen vergleichbaren Abmessungen) zu Wirkungsgradeinbußen gegenüber dem Viertakter durch ein geringeres Verdichtungsverhältnis führt. Beim Viertakter steht theoretisch der gesamte Hub als Verdichtungs- bzw. Expansionshub zur Verfügung.

Es wird deutlich, dass Zweitakter als langhubige, langsamlaufende Maschinen eine gewisse Bedeutung haben, weil hier die Verluste durch abgeschnittene Expansion in Grenzen gehalten werden können und für den Ladungswechsel eine ausreichende Zeit zur Verfügung gestellt werden kann. Dadurch sind bei Langsamläufnern moderate Strömungsgeschwindigkeiten in den Ein- und Auslasskanälen darstellbar.

24

Eine geringe Drehzahl großer Zweitaktmaschinen begünstigt die Verwendung von Schwerölen als Kraftstoffe. In der Nähe des oberen Totpunktes steht eine längere Zeit (in Zeiteinheit z. B. ms beschrieben, nicht über °KW) zur Verbrennung der schwerer brennbaren Schweröl-Kraftstoffe zur Verfügung. Die Verwendung der kostengünstigen Kraftstoffe in Verbindung mit hohen Wirkungsgraden (d. h. geringem spezifischen Kraftstoffverbrauch) macht langsamlaufende Zweitakter zu sehr effizienten Verbrennungskraftmaschinen.

Viertakter werden als vergleichsweise kurzhubige Maschinen mit höheren Drehzahlen dargestellt. Auf diese Weise lassen sich Vorteile bezüglich Masse/Leistungs-Verhältnis (in kg/kW) und Kompaktheit (Bauraumleistung im kW/m<sup>3</sup>) herausarbeiten.

25

- 26 Eine weitere Anwendungsnische gibt es für Zweitakter bei sehr kleinen, leichten und einfachen Maschinen (Kleinstaggregate mit Ottomotoren.) Hier stehen geringes Gesamtgewicht des Aggregats und einfacher Aufbau neben hoher Funktionssicherheit (Start) im Vordergrund.

## 2.2 Luftverdichtung/Gemischverdichtung (Diesel-/Otto-Verfahren)

- 27 Diesel- und Otto-Brennverfahren (Abb. 13) unterscheiden sich prinzipiell durch das Medium, das beim Verdichtungshub verdichtet wird. Beim Otto-Verfahren handelt es sich um ein (explosives) Kraftstoff/Luft-Gemisch, z. B. Benzin und Luft oder Erdgas und Luft, beim Dieserverfahren um reine Luft.
- 28 Da bei der Kompression des im Brennraum befindlichen Gasgemisches dessen Temperatur und Druck steigen, besteht prinzipiell die Gefahr, dass das zündfähige Gemisch beim Ottoprozedur während der Kompression sich selbst entzündet. Aus diesem Grunde
- verwendet man zündunwillige Kraftstoffe (mit hoher Oktanzahl für flüssige Kohlenwasserstoffe bzw. hoher Methanzahl für gasförmige Brennstoffe) und
  - kann nur moderate Verdichtungsverhältnisse darstellen, damit Temperatur und Druck bei Verdichtungsende nicht zu hoch werden.
- 29 Die Zündung wird beim Ottoprozedur gezielt zu einem gewollten optimierten Zeitpunkt und an einem optimierten Ort im Brennraum eingeleitet, zumeist durch einen elektrischen Zündfunken. Auf diese Weise erreicht man ein optimales Voranschreiten einer (vom Zündort sich kugelförmig ausbreitenden) Flammenfront während der Explosion des Kraftstoffes im Brennraum. „Neben“-Zündorte durch weiteren Anstieg von Druck und Temperatur im Unverbrannten sind unerwünscht, ebenso wie die Zündung an heißen Bauteilen im Brennraum vor und während der Verbrennung. Diese Effekte und die ungewollte Zündung in der Kompressionsphase werden als „Klopfen“ oder „Klingeln“ des Motors bezeichnet und machen sich als charakteristische Geräusche bemerkbar. Es werden die Effizienz der Verbren-

nung gemindert und die Bauteile sind erhöhten Beanspruchungen unterworfen.

Der Anstieg von Druck und Temperatur des verdichteten Mediums während des Kompressionstaktes kann bei der Verdichtung von reiner Luft (Diesel-Verfahren) nicht zu Zündungen führen. Beim Dieselverfahren wird in die heiße, unter hohem Druck stehende Luft in der Nähe der o. T. (oberer Totpunkt)-Stellung des Kolbens der Kraftstoff eingespritzt, der sich umgehend entzündet und verbrennt.

30

- Man verwendet zündwilligen Kraftstoff (hohe Cetanzahl), der möglichst unmittelbar nach bzw. bei der Einspritzung schnell verbrennt.
- Es lassen sich hohe Verdichtungsverhältnisse realisieren, die theoretisch einen höheren Wirkungsgrad der Maschine zulassen.

Bei der dieselmotorischen Verbrennung laufen die Prozesse Einspritzung/Gemischbildung und die Verbrennung mit kurz nacheinander versetzten Anfangszeitpunkten über einen Zeitraum von wenigen Millisekunden parallel zueinander ab. Die Verteilung von Kraftstoff in der Verbrennungsluft ist – nicht wie bei der ottomotorischen Gemischbildung (weitgehend homogen) – sehr inhomogen. Immer wieder muss während des Verbrennungsprozesses frische Verbrennungsluft durch Strömungsprozesse (Kolbenmuldengestaltung, Drall) der Flamme im Einspritzstrahl zugeführt werden. Durch die Gestaltung der Einspritzdüse (Lochanzahl, Lochgestaltung, Spritzwinkel) wird die Luftefassung und Luftausnutzung im Brennraum optimiert, so dass schädliche Verbrennungsendprodukte (Ruß, Stickoxide, Schwefeloxide) minimiert werden.

Bei Otto-Brennverfahren (Benzinmotoren und  $\lambda_V = 1$  Gasmotoren) werden Verbrennungsluftverhältnisse von  $\lambda_V = 1$  realisiert, d. h. Kraftstoff und Luftsauerstoff stehen in einem stöchiometrischen Verhältnis, so dass bei vollständiger Verbrennung des Kraftstoffs der Luftsauerstoff vollständig umgesetzt, d. h. „verbraucht“ ist. Die exakte Luftzumessung ist insbesondere beim Einsatz von geregelten Katalysatoren zur Abgasreinigung von Bedeutung.

Dieselmotorenverfahren und gemischaufladene Gas-Ottomotoren arbeiten mit Luftüberschuss, je nach Lastpunkt sind Verbrennungsluftverhältnisse von  $\lambda_V = 1,5 \dots 6$  und mehr (Teillast) möglich. Im Nennlastbereich sind  $\lambda_V = 1,5 \dots 2$  üblich.

Die nach dem Diesel-Verfahren arbeitenden Motoren sind zumeist robuster als Otto-Motoren ausgelegt, da prinzipbedingt höhere Temperaturen und Drücke auftreten.

- 31 In neuerer Zeit werden, ausgehend vom Automotive-Sektor des Motorenbaus Brennverfahren erprobt, die den Unterschied zwischen Diesel- und Otto-Verfahren verwischen. Ziel ist, Vorteile der einzelnen Verfahren im Sinne einer besseren Effizienz und einer schadstoffärmeren Verbrennung zu kombinieren.

### **2.3 Konstruktive Gestaltung**

- 32 Die konstruktive Gestaltung von Aggregatmotoren unterscheidet sich nicht wesentlich von derjenigen für Motoren für andere Anwendungsgebiete. Im Allgemeinen werden Aggregatmotoren von Motorenkonstruktionen für andere Anwendungen abgeleitet.

### **2.4 Dauerstromaggregate**

- 33 Für Dauerstromaggregate kommen fast ausschließlich aufgeladene Dieselmotoren und daraus abgeleitete Gasmotoren zum Einsatz. Die Konstruktion ist so ausgeführt, dass eine hohe Lebensdauer bei großer Zuverlässigkeit der Motoren bzw. Anlagen erreicht werden kann. Da aus kommerziellen Gründen eine hohe Effizienz (geringe Betriebskosten, vornehmlich durch geringen Kraftstoffverbrauch) erzielt werden muss, sind bestimmte Konstruktionsmerkmale typisch.

Kurbelgehäuse und Triebwerk, insbesondere Kurbelwelle sind steif und robust ausgeführt. Hohe Verdichtungsverhältnisse und damit verbundene hohe Zünddrücke, die Voraussetzung für einen geringen Kraftstoffverbrauch sind, erfordern diese Ausführung ebenso wie die Absicherung konstanter geometrischer Randbedingungen in Lagerungen und für Triebwerk und Komponenten der Steuerung. Die Auslastung der Bauteile, die beschrieben wird durch Vergleichsgrößen wie Mitteldruck, Literleistung, mittlere Kolbengeschwindigkeit und mittlere Kolbenflächenleistung und bestimmte Bauteiltemperaturen, wird bei derartigen Motoren nicht bis zu extremen Spitzenwerten ausgenutzt, um die Eigenschaften Lebensdauer und Zuverlässigkeit nicht über Gebühr negativ zu beeinflussen. Bei der Bewertung sind Parameter wie Ölverbrauch und Maintenanceaufwand (erforder-

liche Mannstunden und erforderlicher Qualifikationsgrad des Personals sowie Aufwand an Spezialwerkzeugen incl. Hebezeuge und Aufwand an Ersatzteilen) nicht zu vernachlässigen. Ein Motormanagementsystem mit informativer Benutzeroberfläche und integrierten Überwachungs- und Sicherheitsfunktionen beugt ernststen Störfällen mit Kostenaufwand vor und erhöht Zuverlässigkeit und ggf. Lebensdauer der Maschine bzw. Anlage.

## 2.5 Notstromaggregate

Im Gegensatz dazu sind Antriebsmaschinen für Notstromaggregate so ausgelegt, dass sie sicher starten, aber nicht effizient laufen müssen, da nur relativ kurze Betriebszeiten vorgesehen sind. Bei Notstromanlagen stehen die Anschaffungskosten absolut im Vordergrund, Kraftstoffkosten haben nahezu keine Bedeutung. Die laufenden Kosten für den Unterhalt und das Aufrechterhalten der Betriebssicherheit dagegen sind nicht zu vernachlässigen. Das Design von Antriebsmotoren für Notstromanlage ist daher von diesen technischen Zielstellungen geprägt. Vereinfachte Konstruktionen, auf sicheren Start und schnelles Hochlaufen ausgelegt, sind in diesem Segment bestimmend. Je nach Leistungsbereich findet man Ausführungen von Kleinst-Ottomotoren (für Katastrophensituationen z. B. auch als tragbare Aggregate ausgeführt) bis zu großen stationären Viertakt-Dieselmotoren (Notstrom-Sets in Atomkraftwerken.) Für sicheren Start und schnelles Hochlaufen sind aufgeladene Motoren weniger geeignet. Großer Hubraum, nicht zu großes Verdichtungsverhältnis und geringe Komplexität der Anlage bieten im Einsatzfall *Notstromaggregat* Vorteile. Die Motoren sind im allgemeinen nicht auf lange Lebensdauer ausgelegt, demzufolge nur so robust ausgeführt, dass sie z. B. im mobilen Einsatz bestehen können. Für mobile, in Spezialfällen auch für stationäre Einsätze (Bohrinsel, Obergeschoss von Hochhäusern) müssen die Aggregate ein möglichst geringes Masse/Leistungs-Verhältnis und hohe Bauraumleistungen aufweisen. Bestimmte Bauteile der antreibenden Verbrennungskraftmaschinen sind so bei Notstromaggregaten u. U. höher ausgelastet als bei Dauerstromaggregaten.

34

## 2.6 Ausführungsbeispiele/Anwendung

- 35 Das gezeigte Beispiel für einen ausgeführten Aggregatmotor (Abb. 10) wird als 12V und 16V-Maschine ausgeführt und überdeckt einen Leistungsbereich von 515 bis 1115 kW. Für den 50 Hz-Betrieb läuft er mit 1500 U/min, ist auch für den Einsatz in 60 Hz-Netzen mit einer Drehzahl von 1800 U/min vorgesehen. Bei einem Hub von 150 mm und einer Bohrung von 130 mm hat ein Zylinder des Motors ein Hubvolumen von 1,99 dm<sup>3</sup>.

Die Motoren dieser Baureihe sind als kompakte V-Maschinen mit einem V-Winkel von 90° konstruiert. Die Abgasleitungen (11) und die Turbolader (7) sind jeweils außen am Motor angeordnet. Die Luftfilter (1) sind auf der A-Seite (im Bild im Vordergrund) vorn und auf der B-Seite hinten positioniert; nachdem die Luft durch den Verdichter des Turboladers gefördert ist, durchströmt sie Ladeluftkühler, die aggregatsseitig an einer optimierten Stelle installiert sind. Die Abgasaustritte gehen nach oben, ebenso die Anschlüsse für die Kurbelgehäuseentlüftung (4). Im Bild links außen und auf der A-Seite vor der

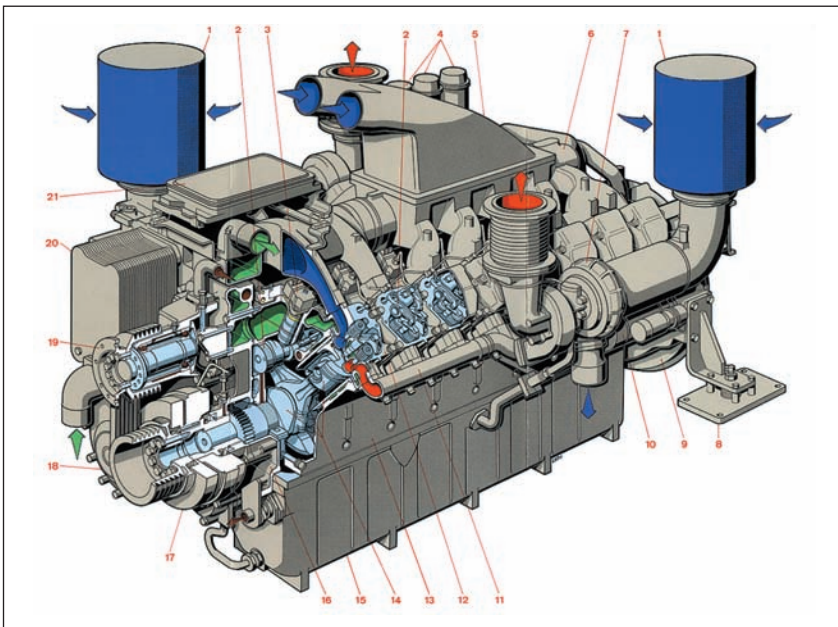


Abb. 10: Ausführungsbeispiel für einen Aggregatmotor (MTU 16V 2000 G.2)



Kühlmittelpumpe (18) und in der Nähe des Schwingungsdämpfers (17) sind weitere Schnittstellen für die Betriebsstoffe Kühlwasser und Schmieröl zu sehen. Behälter, Leitungen und weitere Komponenten für diese Betriebsstoffe (z. B. Rückkühler für das Kühlmittel) gehören zum Aggregats-Umfang. Der Kühl-Luftstrom für die Radiator-Kühlung wird durch den Lüfter des Motors erzeugt (19). Im V oben befinden sich zwei Eintritte für die gekühlte Ladeluft, die über eine Hutze (5), das Ladeluftsammlerrohr (6) und die Zylinderköpfe (12) in die Brennräume geleitet wird. Oberhalb des Sammlerrohres (6) ist die Box mit dem elektronischen Motormanagementsystem (21) befestigt. Unterhalb davon befinden sich auf der Kupplungsgegenseite (KGS) im Bild links der Räderkasten (16) und der Motoröl-Wärmetauscher (20). Auf der Kupplungsseite (KS) ist das Schwungradgehäuse (9) mit seinem Flansch so gestaltet, dass Standard-Generatoren direkt angeflanscht werden können. Der elektrische Anlasser (10) sitzt auf KS auf der A-Seite unterhalb des Verdichter-Ansaugrohres. Daneben kann man (8) ein Element von vier Motoraufhängungen sehen.

Die Nockenwelle (2) ist zentral im V angeordnet. Der geschnittene Teil der A-Seite erlaubt den Einblick auf ein Luftrohr, die Steuerung der vier Ventile und einen Teil des Abgasrohres sowie Teile des robusten Triebwerkes (14) wie Kolben, Pleuel und Kurbelwelle mit Gegenmassen. Die tragende Struktur des Motors bildet das Kurbelgehäuse (13), an das von unten her die tiefe Ölwanne (15) geschraubt ist.

Der dargestellte Motor ist mit seinen Abmessungen Länge über alles 2315 mm, Breite (Luftfilter außen) 1580 mm und Höhe (Unterkante Ölwanne bis Oberkante Ladelufteintritte) 1700 mm sehr kompakt und besitzt eine vergleichsweise geringe Masse. Diese Parameter drücken seine besondere Eignung für mobile Aggregate (Container-Aggregate) und Aggregate in Spezialanwendungen (Hochhäuser, Bohrinseln) aus.

### 3 Strömungs-Verbrennungskraftmaschinen

Im Gegensatz zur Verbrennung in Hubkolben-Verbrennungskraftmaschinen wie Diesel- und Otto-Motoren läuft in der Gasturbine als Strömungs-Verbrennungskraftmaschine der Verbrennungsprozess kontinuierlich ab. Auf einer Welle befinden sich die eigentliche Tur-

36

bine (mit einem oder mehreren Turbinenlaufrädern und zugeordneten Leitschaufel-Kränzen) und ein Verdichter. Der Verdichter saugt Umgebungsluft an und verdichtet sie. Dabei steigen Druck und Temperatur so stark an, dass in den Brennkammern eingespritzter Brennstoff zündet und verbrennt und dadurch die innere Energie des kontinuierlich strömenden Arbeitsmediums erhöht. Die Energie der Verbrennungsgase wird beim Durchströmen durch die Turbine abgebaut und in mechanische Energie, verfügbar an der Welle, umgesetzt.

Die Umsetzung der Energie erfolgt unter Ausnutzung der Gesetzmäßigkeiten strömender Medien. Mit Hilfe der Leitbeschaukelung wird die innere Energie des Arbeitsmediums in Strömungsgeschwindigkeitsenergie umgesetzt. Die einzelne Laufschaufel des Turbinenrades stellt einen Tragflügel dar, an dem eine Kraft durch das vorbeiströmende Arbeitsmedium erzeugt wird. Diese an allen Schaufeln des Turbinenlaufrades entstehenden Kräfte summieren sich zu dem Drehmoment, das an der Welle der Gasturbine entsteht. Ein signifikanter Teil der entstehenden Leistung wird für die Verdichtung (die zumeist in mehreren Stufen erfolgt) der Verbrennungsluft verwendet, ein weiterer Teil für den Antrieb von Hilfsaggregaten bzw. wird als Verlustenergie in Wärme umgesetzt, der Rest kann als Nutzenergie an der Welle der Gasturbine abgenommen werden.

Während bei Gasturbinen, die für Flugtriebwerke eingesetzt werden, ein hoher Massendurchsatz bei einer optimalen Austrittsgeschwindigkeit der Abgase im Vordergrund steht, um den für den Vortrieb des Flugzeuges erforderlichen Impuls zu erzielen, sollen stationäre Gasturbinen für den Antrieb von Generatoren in Gensets eine hohe Wellenleistung erzeugen. Das für Flugtriebwerke wichtige Masse/Leistungs-Verhältnis spielt eine untergeordnete Rolle. Wichtig sind im stationären Einsatz niedriger Kraftstoffverbrauch, Robustheit und Zuverlässigkeit sowie ein geringer Wartungsaufwand über eine möglichst hohe Lebensdauer.

Ein hoher Massendurchsatz, der mit hohem Luftverbrauch und großen Abgasmassenströmen verbunden ist, ist eher nicht erwünscht, um den anlagenseitigen Aufwand für Luft- und Abgasführung möglichst gering zu halten.

## 4 Brennstoffe für Verbrennungskraftmaschinen in Aggregatsanlagen

In Aggregatsanlagen wird die chemische Energie eines Kraftstoffes in elektrische Energie gewandelt. Aufgrund der Einsatzrandbedingungen der Aggregate sind unterschiedliche Brennstoffe sinnvoll. 37

Bei transportablen Aggregatsanlagen, bei denen der Kraftstoff im Aggregat mitgeführt wird, sind Kraftstoffe hoher Energiedichte (flüssige Kraftstoffe, Benzin und Dieselkraftstoff) prädestiniert. Gasförmige Kraftstoffe oder Schweröle erfordern zudem einen größeren Aufwand bei Speicherung und Aufbereitung. Kleinanlagen sind oft als Benzinmotoren ausgebildet, weil derartige Aggregate die günstigsten Masse/Leistungs-Verhältnisse und die größte Kompaktheit ausweisen. Hier wird die Art des Brennstoffes durch die Anforderungen an das Antriebsmotoren-Konzept bestimmt. Größere mobile Anlagen verbrennen Diesel- und ähnliche Kraftstoffe. Andere Kraftstoffe wie Erdgas, Wasserstoff oder Schweröle besitzen entweder zu geringe Energiedichten oder lassen sich nur mit vergleichsweise großen Aufwand speichern und verarbeiten. Es wären zusätzliche Systeme im Aggregat erforderlich, die die Gesamtmasse erhöhen und die Kompaktheit beeinträchtigen. 38

Für stationäre Anlagen kehren sich die Verhältnisse um. Die geringeren Kosten von Kraftstoffen bei der kommerziellen Nutzung beispielsweise von Dauerstrom-Aggregaten stehen im Vordergrund. Die Verlegung einer stationären Versorgungsleitung und die Installation von Aufbereitungseinrichtungen sind insbesondere bei größeren Anlagen lohnend, da die Anschaffungskosten für diese System bei einer langen Lebensdauer und hohen Ausnutzungen weniger ins Gewicht fallen. Die Life-Cycle-Costs dieser Anlagen werden von den Kraftstoffkosten dominiert, und zwar um so mehr, je mehr Kraftstoff durchgesetzt wird, d. h., je größer die Anlage ist. Die Brennstoffe für Dauerstrom-Anlagen sind daher Dieselkraftstoff und leichte Schweröle, für größere Anlagen auch kostengünstige schwere Schweröle. Diese Brennstoffe sind verwendbar, wenn für den Aufstellort keine Abgasemissionsrestriktionen bestehen oder wenn diese nicht sonderlich streng sind. In Mittel- und Nordeuropa, Japan und bestimmten Gebieten der USA erfordern die Schadstoffemissionsbedingungen den Einsatz von erdgasbetriebenen Gasmotoren. Es ist davon auszu- 39

gehen, dass der Gesetzgeber die Emissionsbestimmungen zukünftig weiter verschärft.

- 40 In vielen Fällen gibt jedoch auch allein das Vorhandensein eines Brennstoffes den Anstoß für die kommerzielle Nutzung und die Installation eines Aggregats. Beispiele dafür sind Biogas- oder Deponiegasanlagen. Die Verbrennung dieser Gase und die Gewinnung von hochwertiger elektrischer Nutzenergie (im Falle von BHKW auch von Wärme) steht der zumeist umweltbelastenden Abblasung der Gase in die Atmosphäre gegenüber. Ein Faktor bei der Kalkulation derartiger Anlagen ist die Randbedingung, dass die Brenngase nicht stetig in konstanter Menge und Zusammensetzung zur Verfügung stehen. Biogase bilden aufgrund des Anteils an Stickstoff-Verbindungen während des Verbrennungsprozesses und danach aggressive Substanzen, die Motorbauteile angreifen und zu hohem Verschleiß führen. Ähnliche Effekte treten auf, wenn Deponiegas nennenswerte Anteile von Chlorverbindungen enthält.

## 5 Gasmotoren

- 41 Gasmotoren sind deutlich emissionsärmer als Dieselmotoren oder Ottomotoren ohne Abgasnachbehandlung. Aus diesem Grund finden sie Anwendung für stationäre Aggregate in Ballungszentren und Gebieten mit restriktiver Emissionsgesetzgebung. Durch Abgasnachbehandlung ( $\lambda=1$ -Motoren) oder Abmagerung des Gemisches lassen sich bei Gasmotoren die  $\text{NO}_x$ -Emissionen auf ein Minimum reduzieren. Mit Erdgas als Brennstoff stoßen Gasmotoren praktisch keinen Ruß aus. Angeschlossen an eine Erdgasversorgungsleitung sind Gasmotoren prädestinierte Antriebsmaschinen für BHKW-Anlagen (Blockheizkraftwerksanlagen) in der dezentralen Energieversorgung, wenn es auf geringe Schadstoffemissionen ankommt.
- 42 Bei Gasmotoren unterscheidet man zwei Prinzipien der Gemischbildung und Verbrennung.

### 5.1 Stöchiometrische Verbrennung

- 43 Motoren mit einer stöchiometrischen Verbrennung, sogenannte  $\lambda = 1$  – Motoren, werden zumeist aus Benzin-Ottomotoren abgeleitet. Diese Motoren decken den unteren Leistungsbereich ab, da

keine großen Bohrungsdurchmesser ( $>100$  mm) und eher moderate Mitteldrücke üblich sind. Größere Bohrungsdurchmesser sind aus Gründen der endlichen Flammausbreitungsgeschwindigkeit bei der Verbrennung nicht sinnvoll. Hohe Mitteldrücke können nicht erreicht werden, weil aufgrund der Klopfgefahr bei der Verdichtung des Gasgemisches die Motoren nur Verdichtungsverhältnisse von  $\varepsilon = 6 \dots 10$  aufweisen und die Füllmenge (und damit der Energieeintrag bei vorgegebenem stöchiometrischen Verhältnis) im Zylinder begrenzt ist.

Lambda=1-Motoren besitzen große Ähnlichkeit mit Benzin-Ottomotoren. Sie sind ebenso elektrisch gezündet und die Abgasreinigung erfolgt über Katalysatoren. Die thermische Belastung der Bauteile ist beim lambda=1-Betrieb relativ hoch. Die Motoren besitzen kleine Abmessungen und ein gutes Masse/Leistungs-Verhältnis und haben zumeist niedrige Anschaffungskosten. Die Drehzahlen sind vergleichsweise hoch.

Durch die kleinen Leistungen ist der Brennstoffdurchsatz relativ gering. Daher sind Motoren dieses Typs vorrangig einsetzbar in Verbindung mit Anlagen, die nur geringe Brenngasmengen liefern oder bei denen das Brenngas zyklisch anfällt (Biogasanlage, kleine Deponiegasanlage). Besonderheiten des Einsatzes wie hoher Verschleiß bei zyklischem Betrieb und chemische Aggressivität des Brenngases und/oder der Verbrennungsprodukte sind zu berücksichtigen.

## 5.2 Aufgeladene Magergemisch-Gas-Otto-Motoren

Die zweite große und bedeutendere Gruppe von gasbetriebenen Aggregats-Motoren sind aufgeladene Magergemisch-Gas-Otto-Motoren. Diese Motoren werden aus Industrie-Dieselmotoren abgeleitet oder als Spezial-Gasmotoren konzipiert. Hier sind hohe Leistungen und bessere Wirkungsgrade als bei lambda=1-Motoren darstellbar. Das Wirkprinzip ist durch eine geregelte Mischung des Brenngases mit der Verbrennungsluft außerhalb der Zylinder, eine Gemischverdichtung und die Fremdzündung des Gemisches gekennzeichnet.

Als Vollast-Verbrennungsluftverhältnisse werden Werte von 1,6 bis über 2 eingestellt. Durch die „Abmagerung“ kommt es während der Verbrennung zu niedrigeren örtlichen Temperaturen, was die Formation von Stickoxiden hemmt. Je höher das Verbrennungsluftverhältnis

44

nis, um so geringer die zu erwartenden  $\text{NO}_x$ -Emissionen. Ein mageres Gemisch zündet allerdings auch schlechter, die Gefahr von Fehlzündungen wird höher. Fehlzündungen sind mit der Emission von Unverbranntem, also von Methan verbunden. Methan ist als Treibhausgas charakterisiert. Bei den aufgeladenen Magergemisch-Motoren handelt es sich prinzipiell um Ottomotoren, bei denen durch die Gemischverdichtung bei höheren Verdichtungsverhältnissen Klopfgefahr besteht. Die Leistungsregelung erfolgt über die Zylinderfüllung, d. h. die Motoren besitzen Einrichtungen (Drosselklappen), die die zur Verfügung stehende Gemischmenge im Brennraum der Leistungsanforderung anpassen. Im Teillastbereich wird entsprechend das Verbrennungsluftverhältnis geregelt.

Die Zündung erfolgt im Normalfall elektrisch. Bei großen Hubvolumina und mageren Gemischen muss die Energie des Zündfunken durch eine Erhöhung der Zündspannung an die Randbedingungen angepasst werden. Bei höheren Zündspannungen verschleifen jedoch die Zündkerzen schneller. Man versucht das zu umgehen, indem man die Zündung in Vorkammern mit angereichertem Gemisch ausführt. Diese Lösung ist jedoch aufwendiger und kann zu höheren  $\text{NO}_x$ -Emissionen führen. Bei noch höherem Zündenergiebedarf wird mit einem Zündstrahl oder Pilotzündung durch eingespritzten Dieseldieselkraftstoff gezündet. Die Pilotzündung verursacht wiederum höhere Stickoxidemissionen. In manchen Ausführungen kann die eingespritzte Dieseldieselkraftstoffmenge so groß gewählt werden, dass der Motor auch als reiner Dieselmotor betrieben werden kann. Diese dual-fuel-Motoren sind sinnvoll, wenn die konstante Versorgung mit Brenngas nicht gewährleistet werden kann (Deponiegasanlage) und die Emissionsvorschriften moderat sind.

Magergemisch-Gas-Ottomotoren sind aufwendiger gestaltet als  $\lambda=1$  Motoren. Insbesondere der Regelungsaufwand ist höher; die Regelung der Antriebsmaschine ist in die Regelung des Aggregates, in vielen Fällen mit Kraft-Wärme-Kopplung, einzubeziehen. Es sind Schwankungen in der Zusammensetzung des Brenngases, die auch oft im Festnetz auftreten, auszuregeln. Diese Schwankungen betreffen weniger den Heizwert des Gases als die Klopfestigkeit. Die Klopfestigkeit ist bei reinem Methan hoch, Beimischungen anderer Gase, insbesondere von Propan, führen zu einer Absenkung und einer Beeinträchtigung des Motorbetriebs. Die Güte des Gases wird über

die sogenannte Methanzahl beschrieben. Motoren, die auch bei Verbrennung von Gasen mit niedrigeren Methanzahlen mit hohem Wirkungsgrad und geringen Schadstoffemissionen arbeiten, sind als besonders hochwertig zu charakterisieren.

Die Motoren und Aggregate sind in der Anschaffung vergleichsweise teuer, besitzen aber eine hohe Effizienz in der Ausnutzung der Brennstoffenergie: mechanische Wirkungsgrade über 40% sind üblich, der Nutzungsgrad (der im BHKW-Betrieb die Wärmeauskopplung berücksichtigt) liegt oberhalb von 90%.

## 6 Kraft-Wärme-Kopplung

Aufgrund der thermodynamischen Gesetzmäßigkeiten und des Wirkprinzips von Verbrennungskraftmaschinen treten bei der Umwandlung der chemischen Energie des Kraftstoffes in mechanische Energie sogenannte grundsätzliche Verluste auf. Diese sind darin begründet, dass der Energieinhalt des Kraftstoffes in der thermischen Kraftmaschine nur bis auf das Niveau der Umgebungsrandbedingungen (Druck, Temperatur) genutzt werden kann. Der nicht in Nutzenergie (Wellenarbeit) umgewandelte Teil der chemischen Energie des Kraftstoffes wird in Wärme umgesetzt.

45

Es gilt die grobe Faustformel, dass die zugeführte Energie (chemische Energie des Kraftstoffes)

- zu 1/3 in Nutzenergie,
- zu 1/3 in Wärmeenergie des Abgases und
- zu 1/3 in Wärmeenergie des Kühlmittels

umgewandelt wird.

Die Energie des Abgases wird durch die Abgasturboaufladung zur Effizienzsteigerung des Gesamtsystems genutzt.

Durch Kraft-Wärme-Kopplung (Abb. 11) lässt sich auch die Energie des Kühlmittels und die Restwärme der Abgase ausnutzen, wodurch Gesamtwirkungsgrade von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (Blockheizkraftwerken (BHKW) oder englisch co-generation) von deutlich über 90% erreicht werden. Der Wirkungsgrad derartiger Anlagen bezüglich der mechanischen oder elektrischen Energie liegt dagegen je nach Verbrennungskraftmaschinenkonzept nur bei 35 ... 42%. Die

46

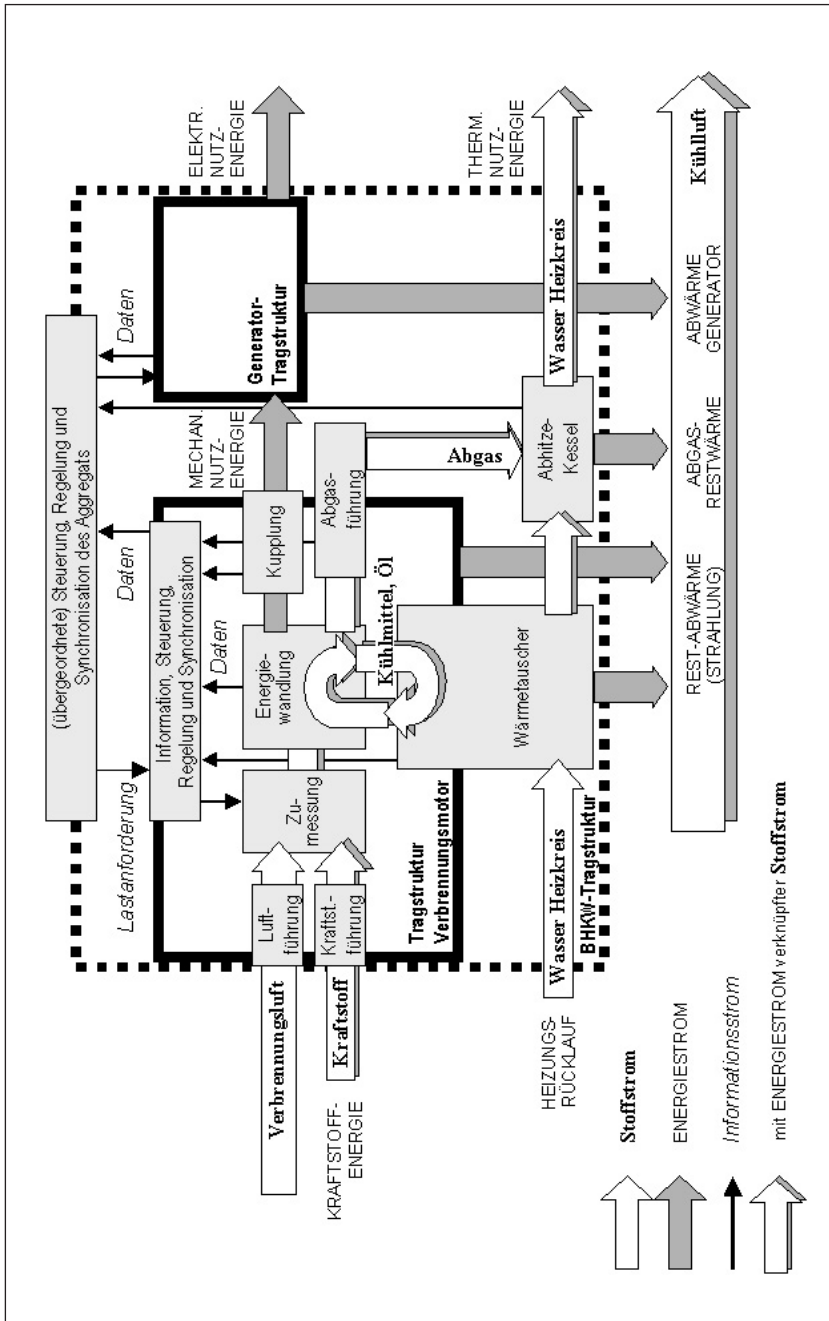


Abb. 11: Schema Aggregat mit Kraft-Wärme-Kopplung (BHKW)



Abwärme (Abgas- und Kühlwasserwärme), die beim Umwandlungsprozess in der Verbrennungskraftmaschine zwingend entsteht, kann für Heizzwecke (Gewächshäuser, Wohnungen, Schwimmhallen) oder als Prozesswärme in der Industrie genutzt werden.

Wesentlich ist hier das erreichbare Temperaturniveau, das für die industrielle Nutzung als Prozesswärme im allgemeinen möglichst hoch sein sollte. Die Kühlmitteltemperatur für Verbrennungsmotoren liegt aus Gründen der Steuerung der Wärmemengen (Betriebsstofftemperaturen) und der Bauteilbelastung zwischen 80° ... 100° C in einem günstigen Bereich. Durch sogenannte Heißkühlung lassen sich Temperaturen oberhalb 110° C erreichen, die als Vorlauftemperaturen in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gewisse Vorteile besitzen.

Die Wärme für die nachfolgende Nutzung wird über Wärmetauscher entnommen. Dabei ist vom Temperaturniveau her eine Differenzierung zwischen Niedrigtemperatur- (Motorkühlmittel) und Hochtemperatur-Niveau (Wärme aus dem Abgas, gewonnen mittels Abhitze-kessel) möglich. Es besteht ein Zielkonflikt zwischen hohem elektrischem (mechanischem) Wirkungsgrad der Kraftmaschine und einer hohen Abgastemperatur insbesondere bei Magergemisch-Gasmotoren, die in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen weit verbreitet sind.

47

Der Bedarf von Elektroenergie und von Wärme schwankt im Tages- und im Jahreszeitlichen Verlauf relativ stark. Bei der Planung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen muss dieser Aspekt bei der Wirtschaftlichkeitsrechnung berücksichtigt werden. Weiterhin ist die Gleichzeitigkeit des Bedarfs von Elektroenergie und Wärme einzuschätzen. Die Konzipierung einer BHKW-Anlage wird von allen diesen Faktoren beeinflusst und ist mit entsprechender Sorgfältigkeit vorzunehmen, um bei der kommerziellen Nutzung letztendlich die Wirtschaftlichkeit zu erreichen.

## 7 Verbrennungskraftmaschinen in Elektroaggregaten

Betrachten wir eine Aggregatsanlage zur Stromerzeugung (Abb. 12), so erkennen wir

48

- Fundamente oder Rahmen (hellblau),

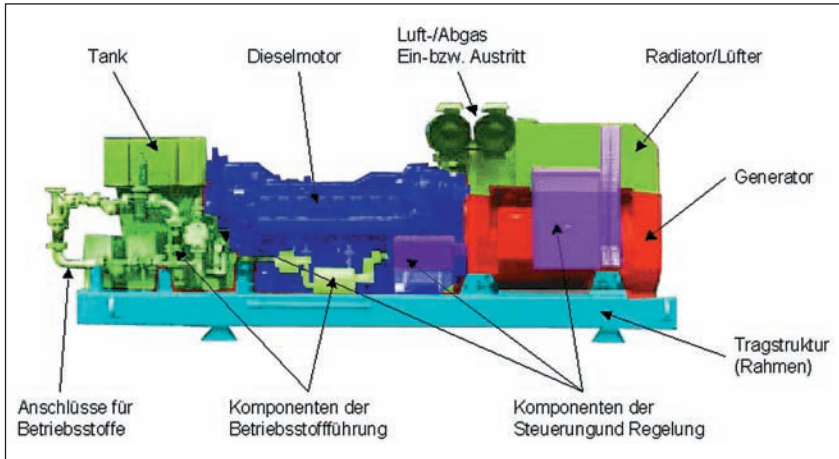


Abb. 12: Bestandteile eines Aggregats

- Komponenten zur Betriebsstoffführung wie Luft- und Abgasleitungen, Kühlsystem, Tanks oder Rohrleitungen (grün)
- den Generator und elektrische Anschlüsse (rot)
- Verbrennungskraftmaschine (blau)
- Schaltschränke und Regelorgane zur Brennstoffzufuhr/Leistungsabgabe (violett.)

49 Die Verbrennungskraftmaschine ist die Kernkomponente zur Wandlung der chemischen Energie des Kraftstoffes in mechanische Energie, die nachfolgend durch den Generator in elektrische Energie gewandelt wird.

## 7.1 Technische Anforderungen

- 50 Unterscheiden wir bei Anlagen zur Stromerzeugung in mobile und stationäre Einrichtungen, so spielt bei den
- mobilen Anwendungen die hohe Energiedichte der verwendeten Kraftstoffe und das günstige Masse/Leistungs-Verhältnis der Verbrennungskraftmaschine die maßgebliche Rolle; in den
  - stationären Anwendungen sind es die Zuverlässigkeit, die Lebensdauer und die Effizienz der Verbrennungskraftmaschine und die Verfügbarkeit sowie die Kosten der Kraftstoffe.

Für den kommerziellen Anwender sind die sogenannten Life-Cycle-Costs (LCC) entscheidend für die Auswahl eines Energiewandlers. Die „Kosten über Leben“ eines Energiewandlungs- und Antriebssystems werden in Bezug gebracht zu dem möglichen Erlös, der z. B. bei Aggregatsanlagen durch die Bereitstellung der Elektroenergie erzielt werden kann. Die für einen größtmöglichen Gewinn notwendigen niedrigen LCC erreichen Aggregatsanlagen mit Verbrennungskraftmaschinen durch vergleichsweise niedrige Brennstoffkosten bei hohen Wirkungsgraden der Anlagen. Zudem verfügen die Anlagen über eine hohe Lebensdauer, wodurch die erforderlichen Anschaffungskosten im Rahmen der LCC an Bedeutung verlieren. Geringer Wartungsaufwand (Personalkosten und Ersatzteilkosten) sowie hohe Zuverlässigkeit (Gewährleistungskosten) sind weitere positive Merkmale beim Einsatz von Verbrennungskraftmaschinen zur Elektroenergieerzeugung. 51

## 7.2 Besonderheiten des Einsatzes von Verbrennungskraftmaschinen in der Aggregatsanwendung

Der Antrieb von Generatoren zur Erzeugung von Elektroenergie stellt einige spezielle Anforderungen an die antreibende Verbrennungskraftmaschine, die sich zum Teil über die Anforderungen beim Einsatz in Fahrzeugen unterscheiden. 52

Sowohl im mobilen als auch im stationären (ortsfesten) Einsatz eines Aggregats sind 53

- Netzeinspeisung (und die damit geforderte Synchronisation zur Frequenz des Netzes, in das eingespeist wird) und
- Stand-alone-Betrieb (mit u. U. geringfügig moderateren Forderungen bezüglich der Regelung der Verbrennungskraftmaschine) möglich.

Von der Dauer des Einsatzes her betrachtet treten Notstrombetrieb, Einsatz zur Spitzenlastabdeckung und Dauerbetrieb auf. 54

Der Betrieb eines Wechselstromgenerators muss mit einer möglichst konstanten Drehzahl erfolgen, insbesondere wenn die Elektroenergie, die erzeugt wird, in ein bestehendes Netz mit weiteren Einspeisern (ggf. Parallel-Betrieb von mehreren Aggregaten) vorgenommen wird. Frequenz und Phasenlage werden durch das Netz vorgegeben. 55

Zuschaltung, Betrieb unter wechselnder Last (je nach Anzahl und Leistungsabnahme durch im Netz befindliche Verbraucher) und Abschaltung des Aggregates müssen unter Randbedingungen erfolgen, die die Steuerung und Regelung des Aggregates bzw. der Verbrennungskraftmaschine sicher realisieren können muss.

Es sind an die Konstanz der Drehzahl der Verbrennungskraftmaschine auch unter schnell schwankenden Lasten (Lastaufschaltungs- bzw. Lastabwurf-Fall als Extrema) besondere Anforderungen zu stellen. Aufgrund der möglichen Polpaar-Zahlen von Generatoren sind in 50Hz- bzw. 60 Hz-Netzen nur bestimmte sogenannte Synchrondrehzahlen realisierbar, mit denen die Verbrennungskraftmaschine laufen darf (Abb. 13).

Polpaare	50 Hz	60 Hz
1	3000	3600
2	1500	1800
3	1000	1200
4	750	900
5	600	720
6	500	600
7	428	515
8	375	450
9	333	400
10	300	360
11	273	327
12	250	300
13	231	277
14	214	257
15 ... 30	200 ... 100	240 ... 120

Ablese-Beispiel:

Besitzt der Generator des Aggregates 3 Polpaare, so muß die Verbrennungskraftmaschine den Generator mit 1200 U/min antreiben, um synchron in ein 60 Hz -Stromnetz einzuspeisen.

Abb. 13: Synchrondrehzahlen im 50 Hz- und 60 Hz-Netz

Anlagen mit Übersetzungsgetrieben zur Anpassung der Generator-drehzahl an eine günstige Drehzahl der Verbrennungskraftmaschine sind im Dieselmotorenbereich eher selten, man versucht, die kosten-aufwendigen Übersetzungsgetriebe zu vermeiden. Bei der Auslegung von Motoren werden die Synchrondrehzahlen in der Weise berücksichtigt, dass Kraftstoffverbrauchsminima im Bereich dieser Drehzahlen liegen und dass zwischen Nenndrehzahl (z. B. in einer anderen, auf maximale Leistung orientierten Anwendung des Motors) und der darunter liegenden Synchrondrehzahl keine zu große Differenz auftritt, damit im Aggregat-Einsatz möglichst die nominelle Leistung der Verbrennungskraftmaschine ausgenutzt werden kann. Elektrische Wandler können ermöglichen, dass der Verbrennungsmotor entsprechend der geforderten Leistung in optimalen Betriebspunkten (nicht bei Synchrondrehzahl) läuft und trotzdem eine Einspeisung mit Netzfrequenz in der richtigen Phasenlage erfolgt. Diese Technologie ist heute noch aufwendig, wird aber in speziellen mobilen Anwendungen (diesel-elektrische Antriebe in der Eisenbahn oder auf Schiffen) genutzt.

Bei kleineren Aggregaten ist der Generator direkt an den Kupplungsflansch der Verbrennungskraftmaschine angebracht und nur am freien Ende gelagert (einfach gelagerter oder „einlageriger“ Generator), bei größeren Anlagen erfolgt die Leistungsübertragung über ein Kupplungssystem an zweifach gelagerte Generatoren.

Der Betrieb außerhalb eines bestehenden Festnetzes ist nicht frei von Forderungen an eine stabil zu haltende Drehzahl, da auch Verbraucher Vorgaben bezüglich Frequenz und Stabilität der Frequenz verursachen. Beim Betrieb eines Insel-Netzes speisen zudem je nach (tageszeitlich schwankender) Leistungsanforderung meist mehrere Aggregatsanlagen in das Netz ein, so dass die Randbedingungen des Parallelbetriebes berücksichtigt werden müssen.

56

Bezüglich der Dauer des Betriebs (bezogen auf einen gewissen Zeitraum, z. B. ein Jahr) wird zwischen

57

- Notstromanlagen
- Anlagen zur Abdeckung von Spitzenlastanforderungen und
- Dauerstromanlagen

unterschieden.

- 58 Für alle Anwendungen sind die hohen Anforderungen bezüglich der Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit der antreibenden Verbrennungskraftmaschinen hervorzuheben. Sind es bei Kraftmaschinen für Dauerstromaggregate eher die Sicherheit im Betrieb und minimale Stillstandszeiten (durch Ausfälle oder notwendige Wartung), die im Vordergrund stehen, so sind für Notstromanlagen der schnelle und sichere Start sowie das schnellstmögliche Erreichen der Synchrondrehzahl zwingende Forderungen.
- 59 Im Gegensatz zu Dauerstromanlagen sind bei Notstromanlagen die größten Kostenanteile (über das Leben der Maschine gerechnet) die Anschaffungskosten, die deshalb bei Notstromanlagen die entscheidende Rolle spielen. Kraftstoff- und Ölverbrauch sind völlig untergeordnet. Die Starticherheit und der schnelle Hochlauf wird durch spezielle Gestaltung der antreibenden Verbrennungskraftmaschine gewährleistet. Hier sind Einfachheit, große Hubvolumina und ein nicht zu hoher Aufladegrad von Bedeutung.
- 60 Die Unterscheidung zwischen Notstromanlagen und Anlagen zur Spitzenlastabdeckung verliert in letzter Zeit mehr und mehr an Bedeutung. Die Bereitstellung „klassischer“ Notstromanlagen, die nur im „Notfall“ (Ausfall des Festnetzes) betrieben werden, verursachen einen erheblichen Kostenaufwand, der verringert werden kann, wenn die Anlage auch genutzt wird, um Lastspitzen abzufangen bzw. eine „bezahlte“ Einspeisung ins Festnetz vorzunehmen. Daher müssen heute auch Verbrennungskraftmaschinen zum Antrieb von Notstromaggregaten mehr und mehr auch über Dauerlaufeigenschaften verfügen und ein geringer spezifischer Kraftstoffverbrauch gewinnt an Bedeutung. Diese Anforderungen sind gegensätzlich und stellen einen Zielkonflikt bei Auslegung und Beschaffung geeigneter Verbrennungskraftmaschinen dar.
- 61 Ein geringer spezifischer Kraftstoffverbrauch ist für Antriebsmaschinen in Dauerstromaggregaten von maßgeblicher Bedeutung. In die Kostenrechnung des (kommerziellen) Betreibers geht der Brennstoffverbrauch direkt gewinnminimierend ein. Weitere Kosten wie z. B. für weitere Betriebsstoffe (Öl, Wasser, Abgasnachbehandlung) und Ersatzteile (Zündkerzen von Gasmotoren, Verschleißteile) und Wartung (Personalstunden, Qualifikation des Personals) sollen so niedrig wie möglich sein. Hier spielen eine entsprechende Bauteilgestaltung, sorgfältige Konstruktion der Tribosysteme (Kolben/Laufbuchse, La-

gerungen) und eine auf den Generatorbetrieb ausgelegte Aufladung mit einem hohen Aufladewirkungsgrad eine wichtige Rolle.

### 7.3 Beschreibende Kenngrößen von Verbrennungskraftmaschinen für Aggregate

Für den Vergleich technischer Eigenschaften von Antriebseinheiten für Aggregatsanlagen bieten sich Kenngrößen an. 62

Auslegungsgrößen für den Einsatz von Verbrennungskraftmaschinen sind Leistung und Drehzahl (Abb. 14). Natürlich muss die Kraftmaschine der Leistungsanforderung im Einsatz z. B. im Genset gerecht werden, wobei bestimmte Reserven (für kurzzeitige Überlast) zu berücksichtigen sind. Die Drehzahl der Antriebsmaschine muss der Drehzahl des Generators entsprechen.

Dabei sind für Aggregatmotoren die o. g. Synchrondrehzahlen für den 50 Hz- bzw. 60 Hz-Netzbetrieb zu berücksichtigen. Verbrennungsmotorenausführungen, die eine schnelle Umrüstung zwischen 50 Hz- und 60 Hz-Betrieb ermöglichen, sind verfügbar.

Speist der Genset Elektroenergie in ein bestehendes Netz ein, ist die exakte Einhaltung der Drehzahl unter Lastschwankungen ein ent- 63

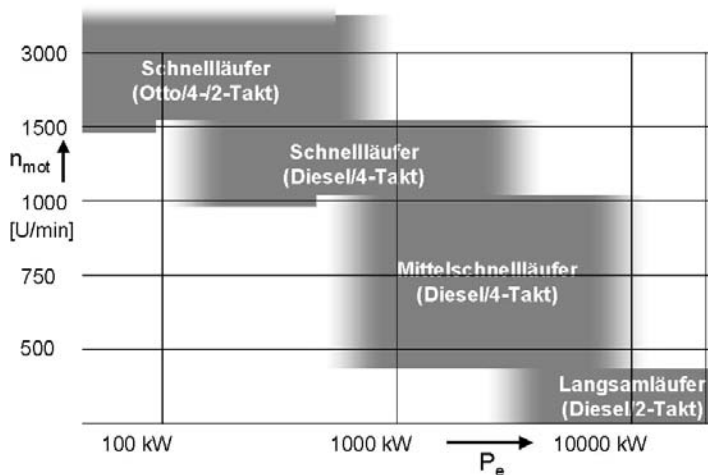


Abb. 14: Leistungs- und Drehzahlbereiche verschiedener Hubkolbenverbrennungskraftmaschinen

scheidendes Gütekriterium für die Verbrennungskraftmaschine und damit für die Anlage. Eine sicher, schnell und exakt arbeitende Motorregelung ist von erheblicher Bedeutung, um die Synchronität zum Netz zu jedem Zeitpunkt des Betriebs zu gewährleisten. Heute wird die Regelung zumeist durch elektronische Systeme ausgeführt, während früher mechanische Regler weit verbreitet waren.

64 Die Effizienz der Verbrennungskraftmaschine wird durch den spezifischen effektiven Kraftstoffverbrauch  $b_e$  [g/kWh] beschrieben. Es handelt sich um den in einer bestimmten Zeit gemessenen realen Kraftstoffverbrauch, der auf die abgegebene Leistung bezogen wird. Mit aufgeladenen Zweitakt-Großdieselmotoren ist ein spezifischer effektiver Kraftstoffverbrauch bis hinunter zu 160 g/kWh erreichbar. Der Verbrauch kleinerer Motoren ist prinzipbedingt schlechter und erreichen Werte von deutlich über 220 . . . 250 g/kWh. Für Gasmotoren, die im Dauerstromsektor und in der Kraft/Wärme-Kopplung breite Anwendung gefunden haben, wird die Effizienz als Wirkungsgrad angegeben. Wirkungsgrade erdgasbetriebener Motoren liegen heute zwischen 35 und 42%. Der elektrische Wirkungsgrad von großen Gasturbinenanlagen liegt bei etwas über 30%. Verschiedene Maßnahmen, die bei kleinen Anlagen zu kostenaufwendig sind, ermöglichen bei großtechnischen Aggregatsanlagen eine geringfügige weitere Steigerung der Wirkungsgrade.

65 Bei der Aufstellung und beim Betrieb von Aggregatsanlagen sind die für den Standort relevanten gesetzlichen Bestimmungen über die Schadstoff- und Geräuschemissionen zu beachten. Die Einhaltung dieser Bestimmungen ist unerlässlich, es ist zu prüfen, ob die Anlage in allen Betriebszuständen die Anforderungen erfüllt. Die Schadstoffemissionen von Verbrennungskraftmaschinen werden im Bereich der Aggregatsanwendung in  $\text{mg}/\text{m}^3_{\text{N}}$  (Milligramm pro Normkubikmeter) angegeben. Für Verbrennungskraftmaschinen in der Fahrzeuganwendung erfolgt traditionell die Angabe in Gramm pro Kilowatt und Stunde [g/kWh].

Grenzwerte werden je nach Gesetzgeber für Stickoxide, Kohlenmonoxid, Stäube und Schwefeloxide vorgegeben. Die Werte sind einer Dynamisierung unterworfen, d. h. in der Zukunft ist mit einer ständigen weiteren Verschärfung der Grenzwerte zu rechnen.



<p>Die angegebene Werte stellen Anhaltspunkte für die Parameter typischer Antriebs-Maschinen (nicht des Aggregats) der jeweiligen Klasse dar, die in gewissen Grenzen schwanken können.</p>		Leistungsbereiche		kW		Kleinst-Ottomotoren	PKW Otto-Motoren	Industrie motoren	Zweitakt-Großdieselmotoren	Industrie-Gasturbinen
		Drehzahlbereiche		U/min						
50 Hz		U/min		10 ... 250		Zweitakt-Benzin-Ottomotoren einfach. Bauart luftgekühlt	Viertakt-Benzin-Ottomotoren wassergekühlt	Viertakt-Dieselmotoren aufgeladen wassergekühlt Ladeluftkühlung Diesel   Gas	Zweitakt-Dieselmotoren aufgeladen wassergekühlt	Mehrwellen-Gasturbine Diesel/Schweröl/ Erdgas
60 Hz		U/min		... 3000						
spez. Brennstoffverbräuche/ Wirkungsgrade		g/kWh bzw. %		270 ... 240		300 ... 270	270 ... 240	220 ... 180	160 ...	1500 ... >30000
mittl. Kolbengeschwindigkeit		m/s		10 ... 12		14 ... 16	10 ... 12	8 ... 11	6 ... 8	1800 ... >30000
NO <sub>x</sub> -Emissionen (roh)		mg/m <sup>3</sup>		2000		-	2000	2000 ... 8000	10000	300 ... 220
Masse/Leistungs-Verhältnis		kg/kW		1,5 ... 3		1 ... 2,5	1,5 ... 3	5 ... 15	15 ... 30	2 ... 6

Abb. 15: Typische Parameter von Verbrennungskraftmaschinen für E-Aggregate

- 66 Ein Maß wie die mittlere Kolbengeschwindigkeit  $c_m$  in [m/s] gibt Aufschluss über zu erwartende Verschleißraten und Lebensdauer und erlaubt einen Vergleich der in den Ladungswechsel-Strömungskanälen auftretenden Verluste bei verschiedenen Motoren.
- 67 Der sogenannte Ungleichförmigkeitsgrad ist definiert als Differenz zwischen minimaler und maximaler Winkelgeschwindigkeit (pro Arbeitsspiel) bezogen auf die mittlere (durchschnittliche) Winkelgeschwindigkeit der Abtriebswelle der Kraftmaschine. Er ist ein Wert für die Gleichmäßigkeit der Rotationsbewegung der Abtriebswelle und hat Bedeutung für Hubkolbenverbrennungskraftmaschinen als Antriebsmaschinen für Generatoren. Hohe Gleichförmigkeit (d. h. geringer Ungleichförmigkeitsgrad) spricht für gleichmäßige Rotation mit weitgehend konstanter Winkelgeschwindigkeit und ist für den Aggregatsbetrieb unerlässlich. Die Ungleichförmigkeiten in der Drehbewegung resultieren aus der während des Arbeitsspiels und der von Arbeitsspiel zu Arbeitsspiel schwankenden Leistungsabgabe der einzelnen Zylinder des Motors insbesondere bei geringen Zylinderzahlen und niedrigen Synchrodrehzahlen.
- 68 Die Literleistung oder Hubraumleistung ist ein Maß für Leistungskonzentration. In speziellen Anwendungsfällen sind Abmessungen und Massen der Antriebsmaschine zu beachten, mitunter haben auch die spezifischen Größen Bauraumleistung (Leistung bezogen auf das Volumen, das aus den maximalen Abmessungen Länge, Breite und Höhe gebildet wird [ $\text{kW}/\text{m}^3$ ]) und Masse/Leistungs-Verhältnis (Masse bezogen auf Leistung [ $\text{kg}/\text{kW}$ ]) eine Bedeutung (Abb. 15).

## Literatur

- [1] *Mollenbauer, K. (Herausgeber) und andere: Handbuch Dieselmotoren.* Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, New York 1997
- [2] *Wilson, R. A., Kane, K., Lizdas, S.: Diesel & Gasturbine Worldwide Catalogue Edition 1999, Volume 64.* Waukesha, USA 1998

# Elektrische Antriebe

*Hans-Peter Beck*

## Inhaltsübersicht

	<b>Rn.</b>		<b>Rn.</b>
1	1–16		
1.1	1–5		
1.2	6–11		
1.3	12–16		
2	17–79		
2.1	18–35		
2.2	36–79		
2.2.1	36–42		
2.2.2	43–45		
2.2.3	46–49		
2.2.4	50–53		
2.2.5	54–57		
2.2.6	58–59		
2.2.7	60–62		
2.2.8	63		
2.2.9	64–69		
2.2.10	70–71		
2.2.11			
		spiele im Zweimassen-	
		system	72–74
		2.2.12 Prozessanalytische Auf-	
		bereitung der Antriebs-	
		vorgänge	75–79
		2.3 Elektrische Maschinen	
		und Transformatoren	80–230
		2.3.1 Energiebilanz im	
		Antriebssystem	80–86
		2.3.2 Gleichstrommaschinen	
		(GSM)	87–109
		2.3.2.1 Wirkungsweise und	
		Betriebsigenschaften	
		der Nebenschluss-	
		maschine	89–98
		2.3.2.2 Drehzahlstellung und	
		Kennlinienfelder	99–105
		2.3.2.3 Reihenschluss-	
		maschine	106–109
		2.3.3 Einphasen-Trans-	
		formatoren	110–140
		2.3.3.1 Grundmodell des	
		Transformators	113–116
		2.3.3.2 Ersatzschaltbild	117–131
		2.3.3.3 Wirkungsgrad	132–136
		2.3.3.4 Parallelschaltung von	
		Transformatoren	137–140
		2.3.4 Dreiphasen-Trans-	
		formatoren	141–166
		2.3.4.1 Allgemeine Grund-	
		regeln für den den	
		Betrieb	144–153

	Rn.	Rn.
2.3.4.2 Belastungen des Drehstromtrans- formators	154–165	
2.3.4.3 Schaltgruppen von Drehstromtrans- formatoren	166	
2.3.5 Asynchron-Schleif- ringläufer (ASML) und -Kurzschlussläufer (ASMK)-Maschinen	167–223	
2.3.5.1 Aufbau und Wirkungsweise	172–179	
2.3.5.2 Ersatzschaltbild	180–183	
2.3.5.3 Läuferspannung	184–185	
2.3.5.4 Berechnung des Läuferstroms	186–189	
2.3.5.5 Leistungsbilanz	190–193	
2.3.5.6 Inneres Drehmoment und Anlaufstrom	194–204	
2.3.5.7 Drehmoment- Schlupf-Kennlinie	205–214	
2.3.5.8 Betriebsverhalten	215–217	
2.3.5.9 Stationäre Betriebs- kennlinien	218	
2.3.5.10 Bremsen und Umsteuern	219–223	
2.3.6 Die Synchronmaschine als motorischer Antrieb	224–230	

## Schlagwortübersicht

	Rn.		Rn.
Anlauf	41, 53	Netzlasten	34
Arbeitsmaschine	1 ff., 41 ff.	Normmotoren	14
Arbeitspunkt	60	PCC	18
Asynchron- maschinen	7, 85, 87, 167 ff., 174	Pumpen	69
Bewegungsgleichung	54 ff.	Reihenschlussmaschine	106 ff.
Drehmoment	91, 95, 177, 194, 199, 205	Schaltgruppe	163, 166
Eisenverluste	118, 127, 205	Schaltvorrichtung	7 f.
Elektrisches Netz	17 ff.	Schienenfahrzeuge	68
Energieumwandlung	80	Schlupf	178, 199, 205, 216, 225
Erregerkreis	104	Spannabhebende Werkzeug- maschinen	65
Fahrwerke	67	Spannungs- - konstant	28
Feldsteuerung	102 f.	- schwankungen	33
Flicker	24, 33	- starrheit	32
Getriebekennwerte	43	- steuerung	100 f.
Gleichstrommaschinen	85, 87	Strom- - überschwingungen	35
Hochspannungsmotoren	14	- richterkaskaden	168
Hubwerke	66	- verbrauch	4
Kennlinien	47 ff.	Synchronmaschine(n)	21 ff., 85, 224
Kippmoment	212	Umrichterantrieb	4, 7
Kleinmotoren	14	Ungleichförmigkeitsgrad	71
Kloss'sche Formel	208, 213	Unsymmetrieblindleistung	23
Kraftübertragung	72	Verbraucherzählpeilsystem	22 ff.
Kurzschlussleistung	31	Verluste	80, 82, 129
Kurzschlussverluste	129	Verzerrungsblindleistung	23
Kurzschlussversuch	134	Vierquadrantenantrieb	63
Lastmoment	45	Wirkungsgrad	82, 87, 97, 112, 129, 132, 135
Leerlaufverluste	129	Wirkungsleistungsbilanz	24
Leerlaufversuch	133	Zusatzverluste	87, 108, 162 f.
Lüfter	69	Zweimassensystem	73
Moment	84		
Nennmoment	103		
Netzfrequenz	29		

# 1 Einleitung

## 1.1 Allgemeine Aufgabenstellung

- 1 Aufgabe des elektrischen **Antriebes** ist es, die im elektrischen Versorgungsnetz mit der Spannung  $U_N$  zur Verfügung stehende elektrische Energie bedarfsgerecht in mechanische Energie umzuwandeln und damit die **Arbeitsmaschine** anzutreiben (Abb. 1). Die dabei entstehenden Verluste sollten minimal sein (Wirkungsgrad  $\eta \rightarrow 1$ ). Die in den Massen gespeicherte kinetische Energie sollte, wenn möglich beim Bremsen in das Netz zurückgespeist werden, um den Nutzungsgrad  $\bar{\eta}$  (mittlerer Wirkungsgrad im Betrieb) weiter zu verbessern. Fällt aus dem Prozess weitere Bremsenergie an (z. B. beim Bremsen von Fahrzeugen in Gefällestrecken) sollte auch diese möglichst von der Drehzahl unabhängig in das Netz zurückgespeist werden.

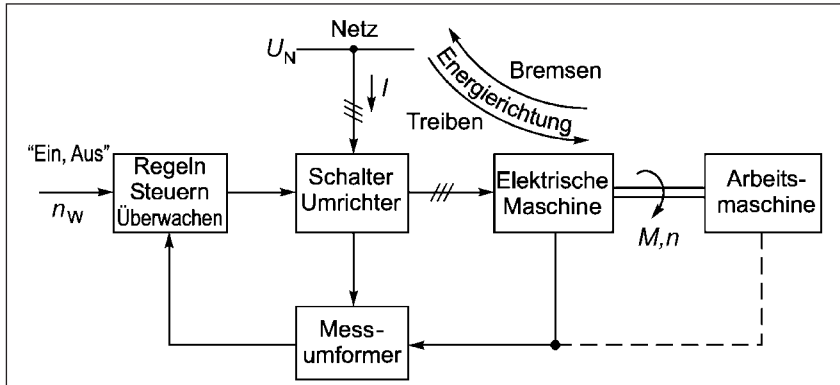


Abb. 1: Grobstruktur eines elektrischen **Antriebes** in seinem Umfeld

Die **Arbeitsmaschine** muss, um die von ihr erwartete mechanische Arbeit leisten zu können, vom elektrischen Antrieb mit dem benötigten Drehmoment  $M$  bei der erforderlichen Drehzahl  $n$  bzw. der entsprechenden mechanischen Winkelgeschwindigkeit  $\omega_{\text{mech}}$  angetrieben werden. Die von der **Arbeitsmaschine** benötigte Leistung ergibt sich zu:

$$P_{\text{mech}} = \omega_{\text{mech}} M \quad \text{mit} \quad \omega_{\text{mech}} = 2\pi n \quad (1.1)$$

Unter der Voraussetzung, dass die Spannung des elektrischen Versorgungsnetzes konstant ist, wird sich der vom elektrischen **Antrieb** aufgenommene Strom  $I$  – bei Mehrphasensystemen symmetrische Belastung vorausgesetzt – entsprechend der abgegebenen mechanischen Leistung  $P_{\text{mech}}$ , dem Wirkungsgrad des elektrischen Antriebes  $\eta$ , dem totalen Leistungsfaktor<sup>1)</sup>  $\lambda$  auf der Netzseite und der Anzahl der Netzphasen  $m$  (üblich  $m = 3$ ) einstellen. Bei Leistungsfluss aus dem elektrischen Netz zur **Arbeitsmaschine** ist die vom elektrischen Antrieb aufgenommene elektrische Leistung

$$P_{\text{el}} = mUI\lambda \quad (1.2)$$

1 bei sinusförmigen Strömen und Spannungen gilt totaler Leistungsfaktor gleich Leistungsfaktor ( $\cos \varphi$ )

um die Verluste  $P_v$  des elektrischen Antriebes größer als die abgegebene mechanische Leistung.

Der Wirkungsgrad wird dabei wie folgt definiert:

$$\eta = \frac{P_{\text{mech}}}{P_{\text{el}}} = \frac{P_{\text{el}} - P_v}{P_{\text{el}}} = 1 - \frac{P_v}{P_{\text{el}}} \quad (1.3)$$

Im Falle der Rückspeisung gilt:

$$\eta_R = \frac{P_{\text{el}}}{P_{\text{mech}}} = \frac{P_{\text{el}}}{P_{\text{el}} + P_v} \approx 1 - \frac{P_v}{P_{\text{el}}} \quad (1.4)$$

mit dem Gesamtwirkungsgrad

$$\eta_{\text{ges}} = \eta \cdot \eta_R = \left(1 - \frac{P_v}{P_{\text{el}}}\right)^2 \approx 1 - 2 \frac{P_v}{P_{\text{el}}} \quad (1.5)$$

- 4 Die Wirkungskette wird also zweimal durchlaufen. Man erkennt, dass für  $P_v \rightarrow 0$  theoretisch ein Gesamtwirkungsgrad von  $\eta \rightarrow 1$  möglich wäre. Bei modernen Umrichtertriebssystemen mit  $\eta \approx 0,9$  im Bestpunkt treten derzeit nur 10% Verluste auf. Ein Betrieb und die Rückspeisemöglichkeit mit sehr gutem Wirkungsgrad ist typisch für elektrische **Antriebe** mit Umrichterspeisung. Sie wird heute aber noch nicht genügend genutzt. Man erwartet jedoch in Zukunft einen starken Anstieg der **Umrichterantriebe**, wobei der größte Anteil auf Drehstrommotoren entfallen wird. Besonders vor dem Hintergrund, dass ca. 50% (Abb. 2, „Stationäre Kraft, Mobile Kraft, Kühlen + Gefrieren“) der erzeugten elektrischen Energie in mechanische Energie umgesetzt werden, wird das gewaltige Energiesparpotenzial im Bereich der elektrischen Antriebstechnik deutlich.

Hierauf wird später noch eingegangen (vgl. Abschnitt 3.3).

- 5 Bei einem großen Teil der **Arbeitsmaschinen** reicht es jedoch prozessbedingt aus, wenn sie mit einer konstanten oder näherungsweise konstanten Drehzahl angetrieben werden; in diesem Fall benötigt der elektrische Antrieb nur die Steuerbefehle „Ein“ und „Aus“ (Abb. 1. „Schalter“). Erfordert der Arbeitsprozess jedoch eine im bestimmten Bereich stetig einstellbare Drehzahl, ist der Umrichtereinsatz auch vor dem Hintergrund der Energieeinsparung in jedem Fall kritisch zu prüfen (vgl. Kap. 5). Es werden viel zu oft preiswertere elektromechanische Schaltgeräte eingesetzt, ohne die Energieeinsparung durch



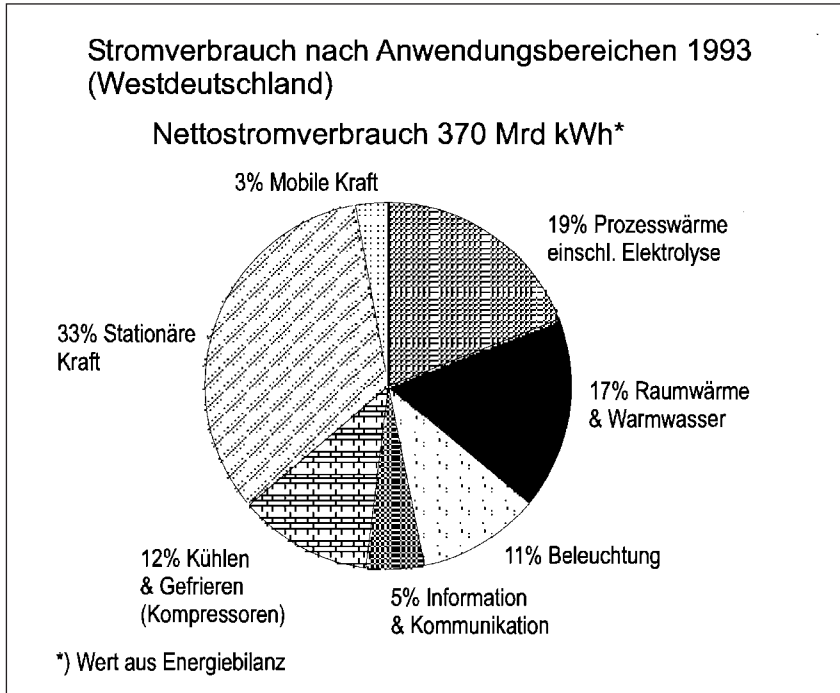


Abb. 2: Energiedienstleistungen mit Strom (Quelle VDEW)

drehzahlvariable Antriebe über die Betriebsdauer (Lifecyclecost) auszurechnen. Dies ist ein Hauptgrund, warum derzeit nur ca. 3% der Antriebe [1] kontinuierlich drehzahlverstellbar ausgeführt werden. Die Führungsgröße der Drehzahl  $n_W$  (Abb. 1) ist vorzugeben. Daneben kann es erforderlich sein, mit Rücksicht auf die Überlastbarkeit der Antriebskomponenten und des Netzes den Maximalwert des Stromes  $I_{\max}$  oder im Hinblick auf die **Arbeitsmaschine** bzw. den Arbeitsprozess einen Maximalwert des Drehmomentes  $M_{\max}$  vorzugeben.

## 1.2 Antriebskomponenten

Der elektrische Antrieb besteht in der Regel aus einer größeren Anzahl von Komponenten, die sich in drei große Gruppen zusammenfassen lassen. Als Erstes sei die als elektromechanischer Energiewandler wirkende elektrische Maschine einschließlich der mit ihr

6

verbundenen Mess- und Überwachungseinrichtungen – z. B. Tachogenerator und Temperaturfühler – erwähnt.

- 7 Zwischen der elektrischen Maschine und dem speisenden Netz befindet sich die Gerätegruppe, die neben Schalteinrichtungen zum Ein- und Ausschalten des elektrischen Antriebs Geräte zur Umformung oder Anpassung elektrischer Energie (**Umrichter**) sowie die zur Regelung und zum Schutz des Antriebes erforderlichen Mess- und Überwachungsglieder enthalten kann.

Wird nun die allgemeine Aussage der Abb. 1 auf die direkt am Dreh- oder Wechselspannungsnetz arbeitende **Asynchronmaschine** mit Kurzschlussläufer übertragen, so zeigt sich, dass der elektrische Antrieb zumindest aus der Maschine und der Schaltvorrichtung (Abb. 3 a) bestehen muss. In Abb. 3 ist das speisende Netz als Drehspannungsnetz dargestellt, es könnte jedoch genauso gut ein Einphasennetz sein, an das Einphasen-**Asynchronmaschinen** angeschlossen sind.

Die **Schaltvorrichtung** kann im einfachsten Falle ein handbetätigter Motorstarter sein, der einen Überstrom-Zeitschutz enthält. Die **Schaltvorrichtung** kann aber auch aus einem Schütz (elektromagnetisch betätigter Schalter) K bestehen. Den Überstrom-Zeitschutz des Antriebes (zur Abschaltung bei Übertemperatur) übernimmt dann das Überstromrelais F1, den Kurzschlusschutz bei Isolationsfehlern leisten die Sicherungen F2 (Abb. 3 b).

- 8 Ein großer Teil der heute gelieferten elektrischen Maschinen wird mit einem thermischen Motorschutz ausgerüstet, wobei in erster Linie die isolierten Wicklungen vor unzulässigen Übertemperaturen geschützt, bei größeren Maschinen aber auch durchaus die Lagertemperaturen überwacht werden sollen. Ein Temperaturfühler R wird mit dem zu schützenden Maschinenteil in einem möglichst innigen thermischen Kontakt gebracht. Die Zustandsänderung des Temperaturfühlers wird in einem Mess- und Überwachungsgerät B1 ausgewertet und einem Temperaturanzeiger B2 zugeführt. Bei der Überschreitung zulässiger Grenzwerte kann der Antrieb abgeschaltet werden (Abb. 3 c).
- 9 Polumschaltbare **Asynchronmaschinen** (Asynchronmaschinen mit zwei Drehstromwicklungen im Ständer) haben wenigstens zwei Nenndrehzahlen. Die Schalteinrichtung Q benötigt dann wenigstens zwei, bei Maschinen mit umschaltbaren Wicklungen wenigstens drei Schütze (Abb. 3 d).

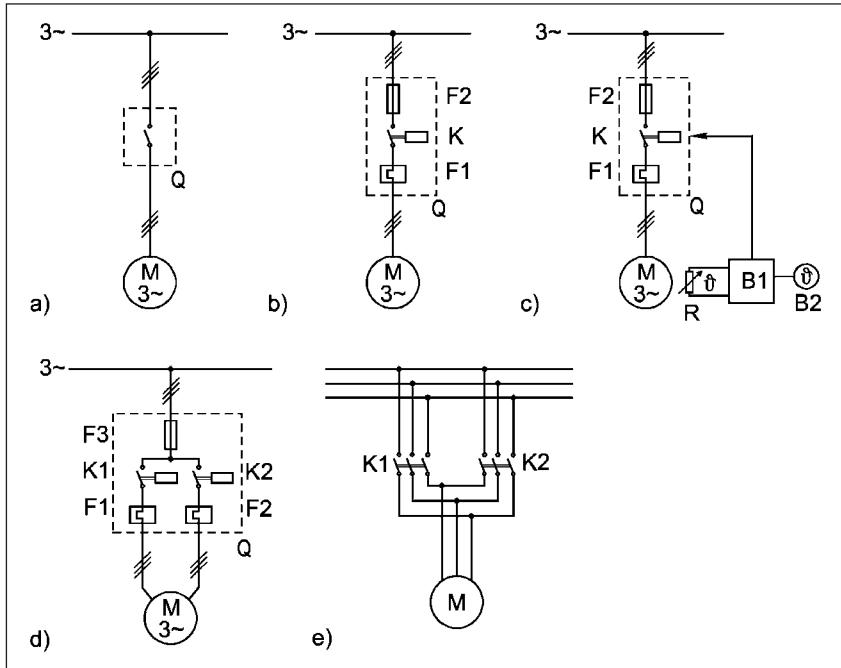


Abb. 3: **a** Antrieb mit **Asynchronmaschine** (Käfigläufer), unregelt, rotarisch; **Q** **Schaltvorrichtung**; **b** Antrieb mit Asynchronmaschine (Käfigläufer), unregelt, rotarisch, mit Schützschtaltung und Schutzzeineinrichtung; **K** Schütz, **F1** Überstromrelais, **F2** Sicherung; **c** wie **b**, jedoch mit zusätzlichem thermischem Maschinenschutz; **R** temperaturabhängiger Widerstand, **B1** Temperatur-Mess- und Überwachungsgerät, **B2** Temperaturanzeiger,  $\vartheta$  Temperatur; **d** wie **b**, jedoch polumschaltbare Asynchronmaschine zur diskreten Drehzahleinstellung; **e** wie **b**, jedoch Drehrichtungsumkehr durch Reversierschaltung möglich; **K1**, **K2** Schützkontakte (Quelle [2])

Zwei Schütze werden auch benötigt, wenn die Drehrichtung der Maschine umgekehrt werden soll (Abb. 3 e). Die Änderung der Drehfeldrichtung erfolgt durch Vertauschen zweier Anschlüsse. **10**

Die beschriebene Antriebskonfiguration ist die denkbar einfachste Lösung. Ob sie auch, wenn prozessbedingt möglich, immer die betriebstechnisch und kostenmäßig günstigste ist, entscheiden system- und betriebsbedingte Faktoren wie z. B. **11**

- Schaltspielzahl durch Aussetzbetrieb (VDE 530 Teil 1),

- Netzbelastung durch Anlaufströme,
- thermische Belastung durch lange Hochlaufzeiten,
- mechanische Belastung des Antriebsstranges durch Drehmoment-sprünge,
- elektrische Belastung der Wicklung oder
- Lebensdauer- und Wartungsfragen des Antriebs.

### 1.3 Leistungsbereiche

- 12 Elektrische Antriebe werden für einen sehr großen Leistungsbereich gefertigt. Zu den leistungsschwächsten elektrischen Antrieben gehört der Zeigerantrieb von Uhren mit Analoganzeige. Hier handelt es sich um Schrittmotor-Antriebe, deren Leistungsaufnahme im  $\mu\text{W}$ -Bereich liegt. Zu den größten dem Verfasser bekannten Antrieben gehört der Motor des 50/16 2/3-Hz-Bahnspieumformersatzes in Neckarwestheim II mit einer Leistung von 85 MW; es handelt sich um eine doppeltespeiste **Asynchronmaschine**, deren Drehzahl in einem schmalen Bereich um die synchrone Drehzahl herum mittels Direktumrichter geregelt werden kann. Der Leistungsbereich elektrischer Antriebe erstreckt sich somit etwa von  $10^{-6} \text{ W}$  bis  $10^8 \text{ W}$ , d. h. über ungefähr 14 Zehnerpotenzen. Dieser große Bereich, in dem elektrische Antriebe gefertigt werden, bedingt zwischen kleinen und großen Leistungen höchst unterschiedliche Anforderungen an Konstruktion, Wirkungsgrad und Kosten und damit eine große Anzahl unterschiedlicher Lösungen für die Antriebsprobleme.
- 13 Elektrische Antriebe können nach der Art der eingesetzten elektrischen Maschinen eingeteilt werden. Aus diesem Gesichtspunkt heraus ist heute hauptsächlich nach Asynchron-, Synchron-, und Gleichstrommaschinenantrieben zu unterscheiden, wobei sie noch nach der Maschinenspannung unterschieden werden können. Bei Nennspannungen bis zu 1.000 V spricht man von Niederspannungsantrieben, bei Nennspannungen über 1.000 V von Mittelspannungs- bzw. Hochspannungsantrieben.
- 14 Um ein Beispiel über die Aufteilung der Leistungsbereiche der installierten Motoren zu geben, sei ein großer verfahrenstechnischer Betrieb mit insgesamt 132.500 elektrischen Maschinen mit einer instal-

lierten Leistung von 560 MW betrachtet. Die Antriebsleistung der installierten Motoren unterteilt sich grob in drei Bereiche (Abb. 4):

- die Vielzahl von Kleinmotoren bis etwa 1 kW als Antrieb von Hilfsaggregaten, kleinen Transporteinrichtungen usw.
- Normmotoren im Hauptbereich von 1 kW bis 100 kW – auf diese entfallen etwa 30% bis 50% des industriellen Stromverbrauchs. Sie werden in der Regel auf das anzutreibende Aggregat abgestimmt und durch Überdimensionierung und wechselnde Belastung durchschnittlich zu etwa 60% ausgelastet.
- Nieder- und Hochspannungsmotoren im Bereich oberhalb von etwa 100 kW: Ihr Anteil am industriellen Stromverbrauch beträgt etwa 30% bis 50%. Im Beispiel BASF Werk Ludwigshafen nach (Abb. 4) liegt dieser Anteil noch deutlich höher als bei Normmotoren, sie laufen meist länger als 4.000 h/a.

Die direkt am Drehstromnetz oder – im unteren Leistungsbereich – am Wechselstromnetz arbeitende Asynchronmaschine stellt heute die am weitesten verbreitete und am meisten, sowohl nach der Stückzahl als auch nach Wert, eingesetzte Antriebsart dar. Sie soll nachfolgend in dem erforderlichen Umfang berücksichtigt werden.

15

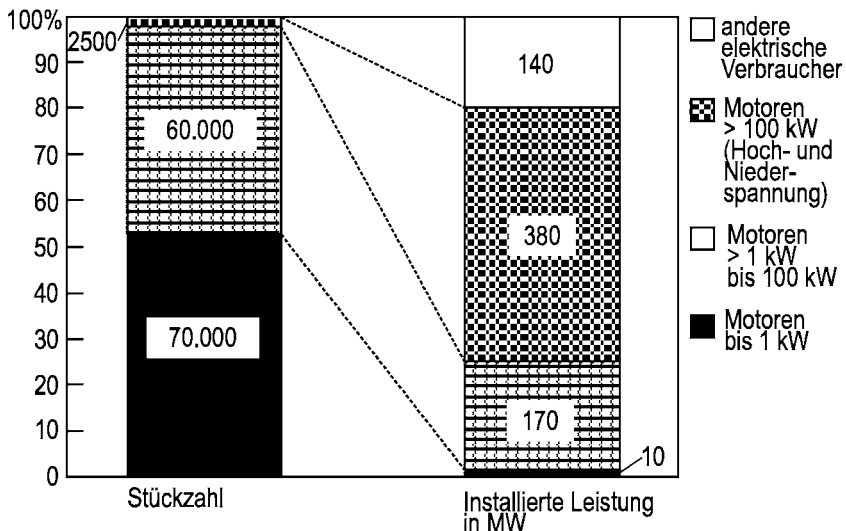


Abb. 4: Stückzahlen und Energieverbrauch der elektrischen Motoren am Beispiel eines großen verfahrenstechnischen Betriebes

- 16 Neben der elektrischen Maschine als Kern des Antriebes sollen aber auch die anderen Teilsysteme und ihre Systemgrenzen beleuchtet werden, weil ein elektrischer Antrieb ein System ist, welches seine Aufgabe nur dann erfüllen kann, wenn alle Komponenten sinnvoll aufeinander abgestimmt sind [4]. Natürlich stehen in dieser Abhandlung themengemäß nur die Teilsysteme und Systemkomponenten im Vordergrund, die aus dem Blickwinkel eines optimalen Energie- und Kostenmanagements relevant erscheinen.

## 2 Grundlagen der Systemtechnik

- 17 Das elektrische **Netz** muss dem elektrischen Antrieb die zur Erfüllung seiner Aufgabe notwendige elektrische Energie bedarfsgerecht in ausreichendem Maße und mit geforderter Qualität zur Verfügung stellen. Während heutzutage die geforderte Menge (in kWh bzw. MWh gemessen) i. Allg. zur Verfügung steht und auch vertraglich festgelegt als Arbeitspreis nach verschiedenen Tarifen abgerechnet werden kann, kommt voraussichtlich der Qualität der Elektroenergie in Zukunft eine größere Bedeutung zu, weil nach der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte und bilanztechnischer Trennung von Erzeugung auf der einen Seite und Transport und Verteilung auf der anderen Seite letztere als Verluste in Regelleistung- und Systemkosten detaillierter in die Rechnungsstellung eingehen werden. Der heute die Netzinfrastruktur und Netznutzung kennzeichnende Leistungspreis wird nur eine – zwar wesentliche – Komponente des Strompreises sein. Andere den elektrischen Verbraucher und seine Qualitätsanforderungen beschreibenden Parameter, die heute natürlich auch schon bekannt sind, werden den Kunden gegenüber aber weniger kostenmäßig spezifiziert. Im folgenden soll daher in vereinfachter Form auf die elektrotechnischen Grundlagen eingegangen werden, die bei der Verteilung eine Rolle spielen und aus denen sich letztendlich die Konsequenzen zur Definition der Elektroenergiequalität ergeben.

### 2.1 Netzseitige Anforderungen und Qualitätsbegriffe

- 18 Zur **Übertragung und Verteilung elektrischer Energie** werden i. Allg. Freileitungen und Kabel verwendet, die zusammen mit anderen elektrischen Betriebsmitteln (Leistungsschalter, Lastschalter,

Transformatoren, Sicherungen, Trenner etc.) das elektrische **Netz** bilden, welches dem Kunden am Anschlusspunkt, dem so genannten „**Point of Common Coupling**“ (PCC) vorzugsweise ein dreiphasiges, symmetrisches elektrisches Spannungssystem zur Verfügung stellt. Dreiphasige Wechselspannungsnetze werden verwendet, weil sie gegenüber einphasigen und Gleichspannungs-Netzen eine Reihe von wirtschaftlichen Vorteilen aufweisen. Gleichspannungsnetze haben den Nachteil der

- nichttransformierbaren Spannung und der
- komplizierten aufwändigen Schutztechnik (komplizierte Schaltgeräte wegen des fehlenden Stromnulldurchganges).

Nachteilig an Einphasennetzen ist

- ihr unbalancierter Zustand, d. h. eine konstante Augenblicksleistung wie bei Gleichspannungsnetzen ist nicht gegeben,
- der bei gleicher Übertragungsleistung höhere Leitermaterialaufwand (unbalancierter Zustand),
- die Nichtübertragbarkeit eines Drehfeldes zur Anwendung der einfachen Drehfeldmaschinen,
- ohne Transformator nur ein Spannungsniveau verfügbar.

Symmetrische, d. h. balancierte, Dreiphasen-Wechselspannungsnetze kombinieren die Vorteile und eliminieren die Nachteile. Sie sollten deshalb, wenn möglich, immer zur elektrischen Energieverteilung und -anwendung eingesetzt werden. Sie werden im Folgenden eingehender beschrieben. **19**

Zur Beschreibung der idealen Anschlussbedingungen am PCC dienen Abb. 5, 6 und 7. **20**

Abb. 5 a zeigt den einfachsten Fall der Belastung eines 3x einphasigen Netzes mit der gleichen ohmschen Last. Die Darstellungen Abb. 5 b, c zeigen, dass bei Verkettung zum Dreiphasensystem die Wechselanteile der zeitabhängigen Augenblicksleistungen  $S_{t1}$ ,  $S_{t2}$ ,  $S_{t3}$  für  $\varphi = 60^\circ$  Phasenverschiebung der Zeitverläufe (d. h.  $120^\circ$  Phasenverschiebung bei den Strom- und Spannungszeitverläufen) herausfallen und die Summenleistung, wie gewünscht, einen konstanten Wert ergibt. (Vgl. Gleichstromtechnik). Es kann gezeigt werden, dass auch bei nicht ohmscher Last ( $\varphi_s \neq 0$ ) diese Aussage mit dem Unterschied gilt, dass

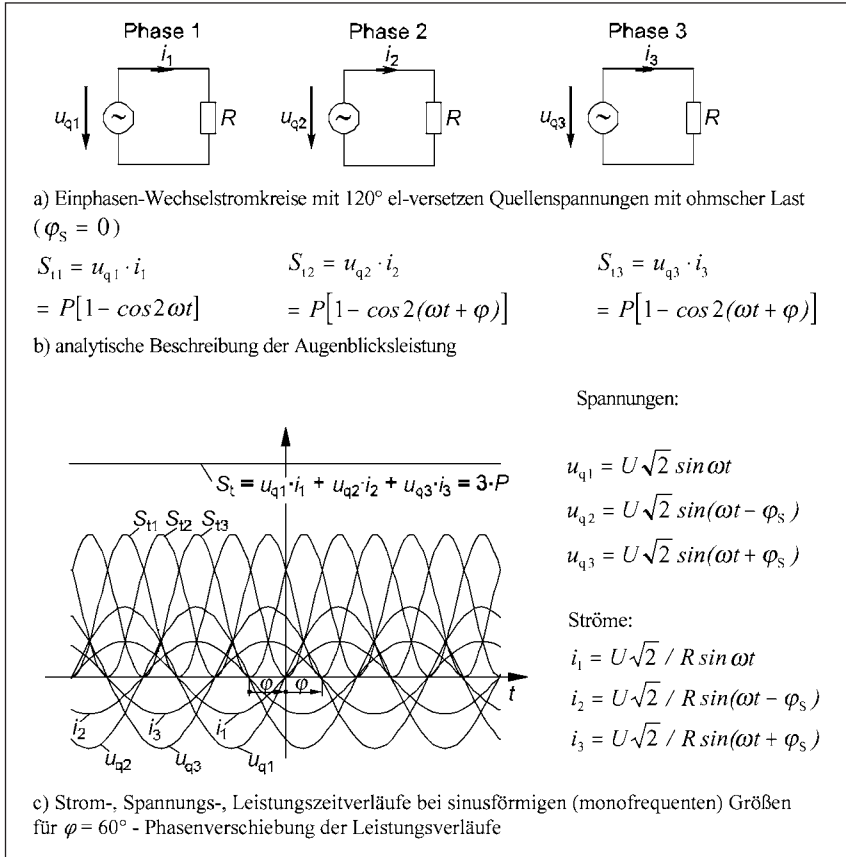


Abb. 5: Spannungs- Strom- und Leistungsverläufe in dreiphasigen, symmetrischen (balancierten) Netzen bei symmetrischer, ohmscher Belastung ( $\varphi_s = 0$ )

jetzt der Phasenwinkel  $\varphi_s$  zwischen Strom und Spannung berücksichtigt werden muss. Es gilt für die Wirkleistung und für die Blindleistung:  $P=3UI\cos\varphi_s$ ,  $Q=3UI\sin\varphi_s$ . Im unsymmetrischen (unbalancierten) Fall bleibt wie beim Einphasennetz ein Restwechselanteil zurück, der unerwünscht ist (Leistungspulsationen). Unsymmetrische Betriebsarten sind daher, wenn möglich, im Sinne einer guten Netzausnutzung zu vermeiden (Symmetrierung).

$$S_t = S_{11} + S_{12} + S_{13} = 3 \cdot P = \text{konst}$$



Aus der Summe der Augenblicksleistungen bei symmetrischem Betrieb (Phasenzahl  $m = 3$ ) folgt auch grafisch

$$S_t = S_{t1} + S_{t1-} + S_{t2} + S_{t2-} + S_{t3} + S_{t3-} = 3 \cdot P + \sum_{n=1}^3 S_{m-} = 3 \cdot P = 3U^2 / R$$

Abb. 6a zeigt den für elektrische Antriebe am Dreiphasennetz relevanten Fall. Die vereinfachten Ersatzschaltbilder für die beiden wichtigen Drehfeld-Maschinen-Typen (**Synchronmaschine** (SYM) als Generator und Asynchronmaschine (ASM) als Motor) werden im Abschnitt 2.3 erklärt. Wird wieder der symmetrische (balancierte) Fall vorausgesetzt, kann an Stelle des dreiphasigen Falles der einpha-

21

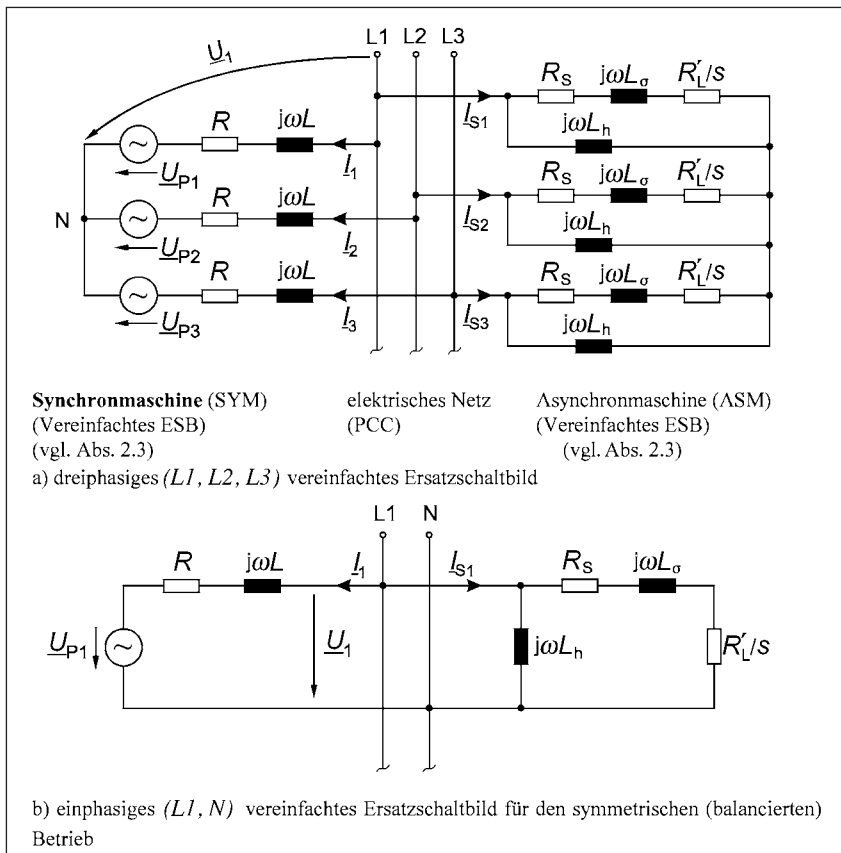


Abb. 6: Ersatzschaltbilder für eine einfache Erzeuger-Netz-Verbraucheranordnung (elektrische Maschine) zur Klärung des Begriffes der elektrischen Energiequalität.

sige betrachtet werden, wobei die Leistungsgrößen mit  $m = 3$  zu multiplizieren sind.

- 22 Abb. 7a zeigt zur einfachen Berechnung die Einführung eines Zählpeilsystems, wobei jeder ans Netz geschaltete Verbraucher (hier ASM, SYM) eine Eingangsspannung  $\underline{U}_1$  und einen von dieser Spannung getriebenen, in den Verbraucher „hineinfließenden“ Strom erhält (Verbraucherzählpeilsystem, VZS). Ist der Verbraucher ein Erzeuger, zeigt dies die Rechnung durch Vorzeichenumkehr. Die Ströme und Spannungen werden durch Zeiger in der komplexen Ebene symbolisiert; sie repräsentieren monofrequente, sinusförmige Zeitverläufe mit konstanter Frequenz, Amplitude und Phasenlage. Mit ihnen können elektrische Systeme in stationären bzw. quasistationären Zuständen (ohne Berücksichtigung von Ausgleichsvorgängen) beschrieben werden, wobei die komplexen Größen durch Anwendung der Maschen- und Knotenpunktregel nach Kirchhoff sowie des ohmschen Gesetzes für Wechselstrom [5] zu einem algebraischen Gleichungssystem zusammengefasst werden können.

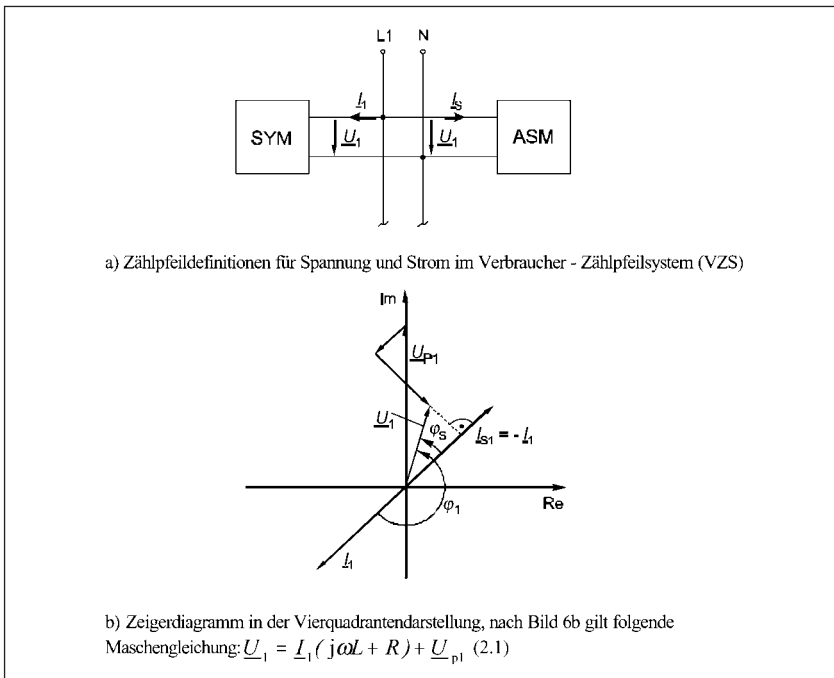


Abb. 7: Definition des Verbraucher-Zählpeilsystems (VZS)

Die Zeigerrechnung kann unter den genannten Bedingungen immer angewendet werden, wobei für das Energiemanagement die Grundschwingungsbetrachtung (d. h. die Zeiger beschreiben nur die netzfrequenten sinusförmigen Spannungen und Ströme) ausreicht, da nur diese den gewünschten Energietransport und die Energiewandlungen im Wesentlichen wiedergeben. Randeffekte, die sich durch

- Unter- und Oberschwingungseffekte bei nicht sinusförmigen Strom- und Spannungsverläufen (Modulations- und Verzerrungsblindleistung),
- unsymmetrische (Unsymmetrieblindleistung) und transiente Ausgleichsvorgänge ergeben, können vernachlässigt werden, weil sie in Netzen mit ausreichender Qualität zu Effekten zweiter Ordnung führen. Sollte dies nicht der Fall sein, müssen ohnehin Maßnahmen getroffen werden, die das Netz wieder in einen ordnungsgemäßen Zustand versetzen (z. B. Spannungsstabilisierung). Anders formuliert könnte man sagen, dass ein elektrisches Netz am PCC dann eine ausreichende Qualität der gelieferten Elektroenergie aufweist, wenn der durch das Grundschwingungszeigerdiagramm beschriebene Zustand der Realität möglichst genau entspricht.

1. Wirkleistungsbilanz (dreiphasig)

$$P_1 = 3U_1 I_1 \cos \varphi_1 = 3U_1 I_1 \cos(180^\circ + \varphi_S) = -3U_1 I_1 \cos \varphi_S = 3U_1 I_S \cos \varphi_S = P_S$$

$$P_1 < 0 \rightarrow \text{Generatorbetrieb, (SYM)} \quad P_S > 0 \rightarrow \text{Motorbetrieb, (ASM)}$$

2. Blindleistungsbilanz (dreiphasig)

$$Q_1 = 3U_1 I_1 \sin \varphi_1 = 3U_1 I_1 \sin(180^\circ + \varphi_S) = -3U_1 I_1 \sin \varphi_S = 3U_1 I_S \sin \varphi_S = P_S$$

3. Wirk- und Blindleistungsbilanz am PCC.

$$Q_1 < 0 \rightarrow \text{Blindleistungserzeugung (SYM als Blindleistungsgenerator)}$$

$$Q_S > 0 \rightarrow \text{Blindleistungsaufnahme (ASM als Blindleistungsverbraucher)}$$

Abb. 8: Leistungsbilanz am PCC bei sinusförmigen, dreiphasigen symmetrischen Strömen und Spannungen.

Im Einzelnen bedeutet dies bei konstanter sinusförmiger Spannungsamplitude in den drei Phasen:

- keine Über- und Unterspannungen (Amplitude verändert sich nicht),

- keine Kurzunterbrechungen (Sinuskurve vollständig),
- keine Spannungsspitzen,
- kein „Flicker“ (Lichtstromschwankungen angeschlossener Lampen ist konstant),
- keine Gleichanteile (Anteile mit  $\omega = 0$  fehlen),
- keine Unsymmetrie im dreiphasigen Spannungssystem,
- 100%-ige Verfügbarkeit ist gegeben (keine Reserveleistung nötig).

Dieser Idealzustand eines elektrischen Spannungssystems am PCC wird nur im Leerlauf oder bei Anschluss konstanter symmetrischer Zweipole (aktiv durch Spannungs- oder Stromquellen oder passiv durch Widerstände, kapazitive oder induktive, lineare Reaktanzen und deren Kombinationen) wie in Abb. 6 erreicht und nur, wenn keine Schutzabschaltungen erfolgen.

- 25 In der Praxis sind die Lasten aber nie konstant. Sie ändern sich ständig, entweder prozessbedingt (vgl. z. B. Abb. 6: Änderung des schlupfabhängigen Widerstandes,  $R_L'/s$ ,  $s$  ist abhängig von der abgenommenen mechanischen Leistung), strom- und spannungsabhängig (z. B. stromabhängige Sättigungseffekte im Eisen, Kennlinie einer Halbleiterdiode bzw. Gleichrichter) oder steuerungstechnisch (z. B. Ein- und Ausschalten der Verbraucherspannung) zur bedarfsgerechten Steuerung des elektrischen Energieflusses. Dies hat zur Folge, dass die dem Netz entnommenen Ströme trotz sinusförmiger Spannungen nahezu einen beliebigen Zeitverlauf aufweisen können. Da die Netzzinnenimpedanz (vgl. Abb. 6a,  $\underline{Z} = R + j\omega L$ ) aus technisch-ökonomischen Gründen einen endlichen Wert aufweist (ideal wäre  $Z \rightarrow 0$ ) oder die Kurzschlussleistung am PCC

$$S_k = 3 \frac{U_1^2}{Z} \approx 3 \frac{U_1^2}{\omega L} \quad \text{mit } R \rightarrow 0 \quad (2.1)$$

begrenzt ist, verursachen die Ströme Spannungsänderungen am PCC. Diese sind unerwünscht, weil andere Verbraucher am selben Netz angeschlossen sind und diese mit diesen sog. Netzzrückwirkungen, die der erste Verbraucher verursacht, konfrontiert werden. In der Regel hätten diese Rückwirkungen unzumutbare Folgen (z. B. Lichtstromschwankungen der Beleuchtungskörper), so dass eine Reihe von Vorschriften existieren, die akzeptierte Grenzwerte festlegen [6, 7].

Durch geeignete Massnahmen (z. B. Flickerkompensation) hat bisher der Netzkunde dafür Sorge zu tragen, dass bei den von ihm verursachten Belastungsfällen keine Grenzwertüberschreitung eintritt (Verursacherprinzip). Natürlich kann er die Durchführung geeigneter Massnahmen (z. B. Kompensation, Symmetrierung, Netzverstärkung etc.) an den Netzbetreiber oder andere Fachfirmen auf eigene Rechnung delegieren. In Zukunft wird aber auch hier bei den sog. Netzdienstleistungen im liberalisierten Markt ein ähnlicher Wettbewerb eintreten wie bei den Energieerzeugern. Der Netzbetreiber, der i. d. R. Eigentümer des Netzes und auch Energielieferant ist, hat hier eine Möglichkeit, eine Kernkompetenz seines Geschäftes herauszubilden. Er kann seinen gebietsansässigen Kunden Anreize geben, die elektrische Energie bei ihm zu beziehen, indem er ihnen bei eventuell höheren Arbeits- und Leistungspreisen (Netznutzungsentgelt) Netzdienstleistungen anbietet, die die erforderliche Spannungsqualität für alle vorkommenden Lastfälle sicherstellt (z. B. günstige Reserve- und Ausfalleistung, schneller Wartungsdienst). Gerade Kommunen hätten hier ein Geschäftsfeld, in dem sie ihren Wettbewerbsvorteil ausspielen könnten.

### **Bewertungsprinzipien und Gütekriterien für die Qualitätsbegriffe**

In umfangreichen Vorschriften- und Regelwerken (z. B. [6, 7]) sind die quantitativen Bewertungskriterien und Gütemaße bzw. Grenzwerte (sog. Verträglichkeitspegel) für die Netzqualität definiert. Für eine ausführliche Darstellung und Berechnung sei daher auf diese Literatur verwiesen. Hier sollen lediglich die gängigsten Bewertungskriterien kurz genannt und existierende Grenzwerte auszugsweise angegeben werden. 26

- Sinusform der Spannung:

Die Sinusform der Spannung wird durch den von Oberschwingungsströmen verursachten Spannungsabfall an den Netzimpedanzen beeinträchtigt. In Niederspannungsnetzen gelten für Oberschwingungsspannungen  $U_\nu$  ( $\nu$  Ordnungszahl) u. a. die Grenzwerte nach Tab. 2.1.1. 27

Tab. 2.1.1: Zulässige **Oberschwingungen** in Niederspannungsnetzen

$U_2 = U_N \cdot 2\%$	$U_3 = U_N \cdot 5\%$	$U_4 = U_N \cdot 1\%$	$U_5 = U_N \cdot 6\%$
$U_7 = U_N \cdot 5\%$	$U_9 = U_N \cdot 1,5\%$	$U_{11} = U_N \cdot 3,5\%$	$U_{13} = U_N \cdot 3\%$

Für Spannungspegel mit Zwischenfrequenzen gilt  $U_\mu \leq U_N \cdot 0,2\%$ .

- Spannungskonstanz

28 Für die Netzspannung sind bestimmte Normwerte vorgegeben. Nach DIN VDE 0109 gilt für das Niederspannungsnetz die Nennspannung:  $U_N = 230/400 \text{ V} \pm 10\%$ .

(Definition Spannungsänderung: Änderungen des Effektivwertes (quadratischer Mittelwert nach Gl. 2.9) der Spannung, die für eine bestimmte, aber nicht festgelegte Dauer, aufrechterhalten werden)

- Netzfrequenz:

29 Im europäischen Netzverbund sind Frequenzschwankungen von mehr als  $\pm 0,1 \text{ Hz}$  sehr selten.

Bei größeren Störungen sind die verschiedenen Maßnahmen in Tab. 2.1.2. angegeben.

Tab. 2.1.2: Maßnahmen im deutschen Verbundnetz bei Frequenzeinbrüchen [8]

Frequenz in Hz	Maßnahmen
49,8	Warnung des Personals, Einsatz aller verfügbaren Reserven
49,4	Abschaltung ausgewählter Abnehmer z. B. durch Unterfrequenz-Relais
48,4	Abtrennung von Eigenbedarfsanlagen, die bei Störungen mit vom Netz unabhängiger Einspeisung arbeiten
47,6	Auftrennen des Verbundnetzes in einzelne Inselnetze, Abtrennen aller Kraftwerke vom Netz

- Spannungsunsymmetrien:

30 Diese werden durch unsymmetrische Belastung im Drehspannungssystem hervorgerufen. Speziell in Mittel- und Hochspannungsnetzen ist zur Vermeidung unzulässiger Erwärmung von Betriebsmitteln ein maximaler Unsymmetriegrad von maximal 2% (Verträglichkeitspegel) zulässig.

- Kurzschlussleistung

Bei der Berechnung bzw. Angabe der **Kurzschlussleistung**, die indirekt eine Aussage über die Innenimpedanz am PCC macht (vgl. Abb. 6a), ist zwischen  $S_{K_{\max}} > S_K > S_{K_{\min}}$  zu unterscheiden [9]. 31

Der geringste Wert ergibt sich gewöhnlich im Dauerkurzschlussfall (Gl. 2.3), da hier alle transienten Vorgänge abgeklungen sind. Ist der subtransiente Kurzschlussstrom  $I_K''$  bekannt, kann auch mit der Formel (DIN VDE 102)

$$S_K = 3U_{1N} \frac{I_K''}{C} \quad (2.2)$$

gerechnet werden (üblich  $C = 1,1$ ). Die Kurzschlussleistung sollte möglichst groß sein.

Wenn die relative Kurzschlussspannung  $u_K$  (üblich  $0,04 < u_K < 0,1$ ), die den prozentualen Spannungsabfall an der Innenimpedanz bei Nennstrom angibt, bekannt ist, kann  $S_K$  aus der gegebenen Nennleistung des Netzknotens am Einspeisepunkt  $S_N$  berechnet werden.

Es gilt:

$$S_{KN} = 3 \frac{U_{1N}^2 I_N}{Z_{1N}} = \sqrt{3} \frac{U_{1N}}{Z_{1N}} U_{1\Delta} I_N = \frac{\sqrt{3} U_{1\Delta} I_N}{u_K} = \frac{S_N}{u_K} \quad (2.3)$$

mit  $\sqrt{3}U_{1N} = U_{1\Delta}$  (Leiterspannung, Grundschwingung)

In der Kurzschlussleistung  $S_K$  eines untergeordneten Netzes sind die Netzimpedanzen bis zum Verknüpfungspunkt (PCC) gemäß [7] berücksichtigt.

- Spannungsstarrheit

Vor allem durch das Ein- und Ausschalten leistungsstarker Verbraucher entstehen Spannungseinbrüche. Die relative Spannungsänderung  $d_{PCC}$  am Anschlusspunkt (PCC) entspricht dabei 32

$$d_{PCC} = r_{kPCC} \Delta P_A + x_{kPCC} \Delta Q_A \quad (2.4)$$

mit  $r_{kPCC} = \frac{R_k}{U_{\Delta N}^2}$  (2.5)

und

$$x_{\text{kPCC}} = \frac{\omega_N L_k}{U_{\Delta N}^2} \quad (2.6)$$

Der Verträglichkeitspegel für einzelne Spannungsänderungen wird durch den sog. Flickerstörfaktor  $A_{\text{st}}$  („short term“) gekennzeichnet, welcher in diesem Fall für Niederspannungsnetze 1 beträgt. Für einzelne Spannungseinbrüche berechnet sich der Flickerstörfaktor zu:

$$A_{\text{st}} = \frac{2,3 \text{ s} \cdot (100 \cdot d_{\text{PCC}} \cdot F)^3}{10 \cdot 60 \text{ s}} \quad (2.7)$$

$F$  definiert den Formfaktor für den Spannungsänderungsverlauf (für den Spannungssprung gilt  $F = 1$ ).

- Spannungsschwankungen:

- 33 Diese bei entsprechenden Laständerungen unter Umständen periodisch auftretenden Spannungsänderungen verursachen vor allem bei Lampen Leuchtdichteschwankungen („Flicker“), welche vom Auge als störend empfunden werden. Daher sind für diese Belastungsfälle engere Grenzen des Spannungstoleranzbandes als nach IEC erforderlich. In DIN VDE 0838 wird eine Kurve für die zulässigen Spannungsschwankungen in Abhängigkeit der Frequenz angegeben, die am Anschlusspunkt eingehalten werden muss. Diese Kurve gibt den Verträglichkeitspegel für Spannungsschwankungen an, wobei der Flickerstörfaktor  $A_{\text{st}} = 1$  gesetzt wurde. In der Tab. 2.1.3 sind für ausgewählte Frequenzwerte die Verträglichkeitspegel im Niederspannungsnetz bei sinusförmigen Spannungsschwankungen angegeben (Auswahl).

Tab. 2.1.3: Verträglichkeitspegel für periodische, sinusförmige Spannungsschwankungen [7] mit Frequenzen unterhalb der Netzfrequenz (Flickerfrequenzen)

Frequenz (Hz)	Verträglichkeitspegel $d$ (%)	Frequenz (Hz)	Verträglichkeitspegel $d$ (%)	Frequenz (Hz)	Verträglichkeitspegel $d$ (%)
0,5	3,00	3,0	1,18	8,0	0,34
0,75	2,96	4,0	0,92	9,0	0,33
1,0	2,30	5,0	0,68	10,0	0,42
1,5	1,80	6,0	0,52	15,0	1,25
2,0	1,46	7,0	0,38	20,0	2,77



- Netzlasten

Im Allgemeinen führen Netzlasten zu Spannungsabfällen an den Netzimpedanzen (vgl.  $Z = R + j\omega L$ , Abb. 6 a). Je nach Lastfall resultieren daraus Spannungsänderungen, einmalige Spannungseinbrüche oder Spannungsschwankungen. Insbesondere wird unter einer Netzlast der stationäre Anteil einer Belastung bzw. der stationäre Betrieb einer Last ( $P$ : Wirk- und  $Q$ : Blindleistung) am Verknüpfungspunkt (PCC) verstanden. Dynamische Vorgänge entstehen durch Ein- und Ausschaltvorgänge von Netzlasten (z. B. Asynchronmaschinen,  $\Delta P_A$ ,  $\Delta Q_A$  nach Gl. 2.4). 34

- **Stromüberschwingungen** und zwischenharmonische Schwingungen

Die in einem Versorgungsnetz auftretenden Oberschwingungsspannungen resultieren unter den oben gemachten Annahmen aus den Störaussendungen (Oberschwingungsströme) von Netzlasten im Oberschwingungsfrequenzbereich (z. B. durch Stromrichter Abschnitt 2.4). Die Richtwerte für die Oberschwingungsströme (Zwischenharmonische) innerhalb einer Leitung, an einem Netzknoten oder einer Sammelschiene ergeben sich aus den Verträglichkeitspegeln für die resultierenden Oberschwingungsspannungen. Die Netzurückwirkungen verschiedener Lasten im Oberschwingungsbereich überlagern sich im Versorgungsnetz, so dass Richtlinien ([7]) für den Anschluss und die zulässige Störaussendung von einzelnen nichtlinearen Lasten (z. B. Stromrichtern) an das Netz zu berücksichtigen sind. Weiterhin ist zu beachten, dass sich durch Oberschwingungsanteile in nichtsinusförmigen Last- bzw. Motorströmen der die Verluste bestimmende Effektivwert  $I_1$  des Stromzeitverlaufes  $i_1$  mit 35

$$i_1 = \sqrt{2}I \sin \omega t \quad (2.8)$$

$$I_1 = \sqrt{1/T \int_0^T i_1^2 dt} \quad (2.9)$$

vergrößert. Es gilt:

$$I = \sqrt{I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 + \dots + I_n^2} \quad (2.10)$$

Da die Stromberschwingungen bei sinusförmigen Spannungen nicht zur Leistungsübertragung beitragen, sollten sie vermieden werden. Sie verursachen die Verzerrungsblindleistung  $D$ , die die Scheinleistung ebenfalls vergrößert:

$$S = 3UI = 3U\sqrt{I_1^2 + I_v^2} = \sqrt{S_1^2 + D^2} > S_1 \quad (2.11)$$

Der Grundschwingungsleistungsfaktor  $\cos\varphi_1$  zur Berechnung der Wirkleistung aus der Scheinleistung wird ebenfalls verändert. Es wird daher der totale Leistungsfaktor  $\lambda$  (vgl. Gl. 1.2) wie folgt definiert:

$$\lambda = \frac{P_{\text{el}}}{S} = \frac{P_1}{S} = \frac{3UI_1 \cos\varphi}{3UI} = \frac{I_1}{I} \cos\varphi_1 = g \cos\varphi_1 \quad (2.12)$$

mit  $0 \leq g \leq 1$  als Grundschwingungsgehalt. Im günstigsten Fall, bei sinusförmigen Lastströmen beträgt  $g = 1$ .

## 2.2 Prozessseitige Einflüsse

### 2.2.1 Größen des Bewegungsablaufes

36 Elektrische Antriebe haben die Aufgabe, prozessbedingte Bewegungsabläufe in Gang zu setzen, aufrecht zu erhalten und wieder stillzusetzen. Dazu ist mechanische Energie erforderlich. Sie wird größtenteils über elektromechanische Energiewandler (elektrische Maschinen, Elektromagnete) aus dem elektrischen Versorgungsnetz bezogen. Für die elektrische Antriebstechnik leiten sich daraus folgende Grundaufgaben ab:

- Umwandlung der elektrischen Energie in mechanische zur Durchführung des technologischen Prozesses mit möglichst geringen Verlusten,
- Bedarfsgerechtes Erzeugen der Kräfte bzw. Drehmomente und Geschwindigkeiten bzw. Winkelgeschwindigkeiten nach den größenmäßigen Erfordernissen des technologischen Prozesses,
- Bedarfsgerechte Zuführung der mechanischen Größen an die Arbeitsmaschine mit Hilfe der Informationserfassung und -verarbeitung nach einem solchen zeitlichen Verlauf, dass der technologische Prozess mit hoher Effektivität abläuft (Prozessanforderung) und die aufgewendete Energie ein Minimum aufweist.

Diese drei Grundaufgaben umfassen das gesamte Arbeitsgebiet der elektrischen Antriebstechnik; sie bestehen zugleich bei jedem Entwurf eines Antriebssystems. Sie spiegeln auch den komplexen Charakter der Aufgaben wider, die in enger Verbindung zu den wissenschaftlichen Erkenntnissen der Technologie, des Maschinenbaus, der Elektrotechnik, der Elektronik sowie der Automatisierungs- und Regelungstechnik stehen. Bei der Auswahl und Dimensionierung eines Antriebssystems muss zur Erfüllung dieser Forderungen immer von den möglichst exakt ermittelten Größen des Bewegungsvorgangs im Rahmen einer Prozessanalyse ausgegangen werden. 37

Typische **Arbeitsmaschinen** mit sehr unterschiedlichen Bewegungsabläufen sind z. B. 38

- Dreh-, Fräs-, Bohrmaschinen, Stanzen, Scheren, Sägen,
- Krane, Aufzüge, Stetigförderer, Fahrzeuge,
- Ventilatoren, Pumpen, Kompressoren,
- Walzanlagen, Kalander, Pressen, Biege- und Richtmaschinen.

Stellvorgänge sind Bewegungsabläufe mit definierten Stellungen. Kennzeichnend dafür sind folgende Arbeitsmaschinen:

- Ventile, Schieber,
- Vorschubeinrichtungen, Positioniereinrichtungen, Industrieroboter,
- Taktstraßen, Gestänge.

Es gibt prinzipiell zwei Formen der Bewegungsabläufe, die auch kombiniert auftreten können:

Es sind dies die:

- translatorische und
- rotatorische Bewegung.

Als Kenngrößen des translatorischen Bewegungsablaufs sind von Interesse: Weg ( $s$ ), Geschwindigkeit ( $\dot{s} = v$ ), Beschleunigung bzw. Verzögerung ( $\dot{v} = \dot{\dot{s}} = a$ ) und Ruck ( $r = \dot{a} = \dot{\dot{v}} = \dot{\dot{\dot{s}}}$ ); für Rotationsbewegungen gilt: Drehwinkel ( $\varphi$ ), Winkelgeschwindigkeit ( $\dot{\varphi} = \omega$ ); wenn keine Verwechslungsgefahr besteht, wird  $\omega = \omega_{\text{mech}}$  gesetzt, Winkelbeschleunigung bzw. -verzögerung ( $\varepsilon = \dot{\omega} = \dot{\dot{\varphi}}$ ) und Winkelruck ( $\varrho = \dot{\varepsilon} = \dot{\dot{\omega}} = \dot{\dot{\dot{\varphi}}}$ ). 39

Unter Drehzahl oder Umlauffrequenz  $n$  versteht man die Anzahl der Umdrehungen je Zeiteinheit,

$$n = \frac{\omega}{2\pi} \cdot \frac{1}{\text{rad}} \quad (2.13)$$

- 40 Die Drehzahl bzw. Geschwindigkeit ist eine der Bewegungsgrößen zur Bestimmung der Momentanleistung des Antriebssystems. Sie ergibt sich für translatorische Bewegungen aus dem Produkt:

$$P_{\text{mech}} = F \cdot v \quad (2.14)$$

mit  $F$  als Kraft am Massepunkt und der Geschwindigkeit  $v$ .

Entsprechend gilt für rotatorische Bewegungen (vgl. Gl. 1.1)

$$P_{\text{mech}} = M \cdot \omega \quad (2.15)$$

mit  $M$  als Drehmoment an der rotierenden Masse.

- 41 Die Beschleunigung bzw. Verzögerung ist für die Beanspruchung mechanischer Übertragungsglieder von Bedeutung. Sie wirkt sich im Antriebssystem auf die Festlegung der maximal aufzubringenden Leistung während des dynamischen Betriebs, so z. B. beim **Anlauf** oder Bremsen, aus.

Die Verzögerung entspricht einer negativen Beschleunigung, d. h.  $a < 0$  bzw.  $\varepsilon < 0$ .

Der Ruck ist für die maximale Belastung mechanischer Übertragungsglieder von Interesse. Bei Personenbeförderung ist er für das Fahrgefühl ausschlaggebend. Ein Ruck von  $r > 2,5 \text{ m/s}^3$  wird als unangenehm empfunden.

Mit einer Analyse des technologischen Prozesses sind die Bestimmungsgrößen  $s$ ,  $v$ ,  $a$  möglichst genau zu ermitteln. Auf die Angabe des Rucks  $r$  kann in vielen Fällen infolge der im Antriebssystem auftretenden mechanischen Dämpfung verzichtet werden.

- 42 Als Beispiel für einen allgemeinen Bewegungsablauf zeigt Abb. 8 die für eine Bewegungsanalyse relevanten mechanischen Größen und die sich daraus ergebenden Leistungs-  $P(t)$  und Energie- (physikalisch korrekt: Arbeit  $W(t)$ ) Zeitverläufe.

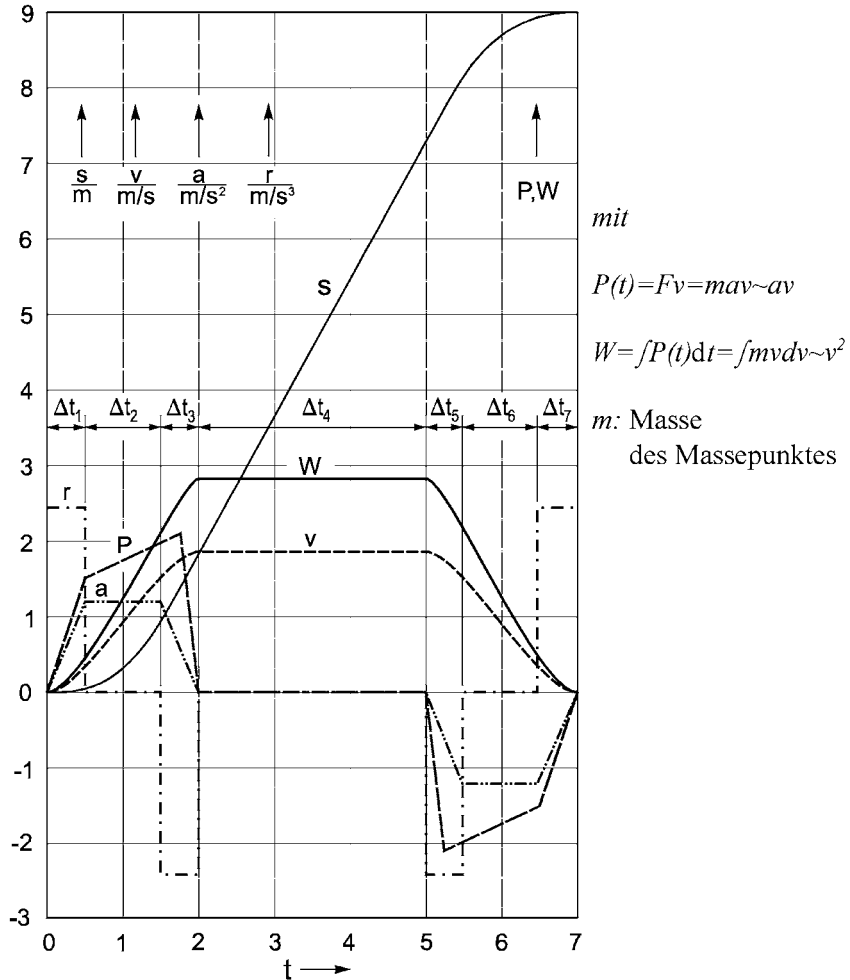


Abb. 9: s-, v-, a-, r- Diagramm

ruckförmige Bewegung: Intervalle 1,3,5,7

gleichmäßig beschleunigte/verzögerte Bewegung: Intervalle 2, 6

gleichförmige Bewegung: Intervall 4

Wie zu erkennen ist, zeigt Abb. 9 einen verlustlosen Bewegungsablauf mit 100%-iger Energierückspeisung, denn der gesamte Energieumsatz auf der mechanischen Seite ist wegen des fehlenden Lastmomentes  $M_L$  der Arbeitsmaschine gleich Null.

## 2.2.2 Kräfte und Drehmomente

- 43 Als elektromechanische Energieumwandler werden hauptsächlich rotierende Maschinen und zur Drehzahlanpassung Frequenzumrichter, Spannungsstellglieder für Gleichstrommaschinen und verschiedene Getriebearten eingesetzt. Einige Kennwerte für **Getriebe** sind in Tab. 2.2.1 aufgeführt. Umrichter werden im Abs. 2.4 betrachtet.

Tab. 2.2.1: Kenndaten ausgewählter **Getriebe** (Orientierungswerte)

Getriebeart	Übersetzungsverhältnis $i = \frac{n_{\text{Antrieb}}}{n_{\text{Abtrieb}}}$	Getriebewirkungsgrad $\eta_G$	Grenzleistung $P_{Gr}$
Stirnradgetriebe	bis 8 einstufig 6 bis 45 zweistufig 30 bis 250 dreistufig	0,99 ... 0,96 0,97 ... 0,91 0,95 ... 0,85	≈ 10 MW ≈ 750 kW
Schneckengetriebe	bis 60	0,70 ... 0,50 eingängig 0,80 ... 0,70 zweigängig	
Riemengetriebe	bis 8	0,97 ... 0,94	≈ 1,5 MW
Kettengetriebe	bis 6	0,98 ... 0,97	≈ 4 MW
Reibbrandgetriebe	bis 6	0,98 ... 0,95	≈ 150 kW

- 44 Eine für die Auswahl des Antriebsmotors bzw. des Getriebes mitbestimmende Größe ist bei drehzahlveränderlichen Antrieben der Drehzahlstellbereich  $S$ :

$$S = \frac{n_N}{n_{\text{stell}}}$$

Der Drehzahlstellbereich  $S = 0,5$  bedeutet beispielweise eine Drehzahlverringerung auf die Hälfte,  $S = 2$  eine Drehzahlerhöhung auf das Doppelte der Nenndrehzahl (vgl. Abb. 21 Feldschwächbereich).

Zur Umsetzung rotatorischer Bewegungen in translatorische und umgekehrt werden Spindeln, Seilscheiben, Trommeln, Haspeln, Walzen, Rollen, Räder und Schubkurbeln eingesetzt.

- Widerstandskraft bzw. Widerstandsmoment (**Lastmoment**)

- 45 Bei einer gleichförmigen Bewegung ( $a = 0$ ) sind die antreibende Kraft  $F$  und die Widerstandskraft  $F_L$  gleich groß, d. h.  $F = F_L$ . Entsprechendes gilt auch für Rotationsbewegungen. Das Motordrehmoment  $M$  entspricht dabei dem Widerstandsmoment (**Lastmoment**)  $M_L$ ,

d. h.  $M = M_L$ . Das Widerstandsmoment der Arbeitsmaschine  $M_L$  wird positiv gezählt (Verbraucherzählpeilsystem vgl. Abb. 2), wenn es dem Moment des Antriebsmotors entgegenwirkt. Bei der Überführung translatorischer Bewegungen in rotatorische und umgekehrt ist zur Bestimmung der Drehmomente bzw. Kräfte an der Motorwelle auf die Energieflussrichtung zu achten, da in den Übertragungsgliedern Verluste auftreten. Das gilt auch für die Drehzahlanpassung mit Getrieben. Nach der Energiebilanz müssen die Leistungen im rotatorischen und translatorischen Bereich einander entsprechen:

Energiefluss:

Elektrische Maschine  $\rightarrow$  **Arbeitsmaschine**    Arbeitsmaschine  $\rightarrow$   
Elektrische Maschine

$$M_w = M_L \frac{1}{\eta_G} \frac{1}{i} \quad (2.16)$$

$$M_w = M_L \eta_G \frac{1}{i} \quad (2.17)$$

Energiefluss:

rotatorisch  $\rightarrow$  translatorisch (über Seilscheibe)    translatorisch  $\rightarrow$   
rotatorisch

$$M_w = F_L \frac{v}{\omega_{\text{mech}}} \frac{1}{\eta_s} \quad (2.18)$$

$$M_w = F_L \frac{v}{\omega_{\text{mech}}} \eta_s \quad (2.19)$$

$\eta_G$  Wirkungsgrad des Getriebes

$\eta_s$  Wirkungsgrad der Seilscheibe

$i$  Übersetzungsverhältnis des **Getriebes**, Verhältnis von Antriebs- zu Abtriebsdrehzahl

$M_w$  Widerstandsmoment an der Motorwelle

$M_L$  Widerstandsmoment an der Arbeitsmaschine

$v$  translatorische Geschwindigkeit

$\omega_{\text{mech}}$  mechanische Winkelgeschwindigkeit

$F_L$  Widerstandskraft der Arbeitsmaschine

### 2.2.3 Arbeitsmaschinencharakteristiken

Von Bedeutung für die Auswahl der Antriebsmaschine ist der Drehmomentbedarf der **Arbeitsmaschine** in Abhängigkeit von der Winkelgeschwindigkeit  $\omega_{\text{mech}}$ , d. h. ihre  $M_L/f(\omega_{\text{mech}})$ -Kennlinie

46

(Tab. 2.2.2). Diese Kennlinien können sich prinzipiell in allen vier Quadranten der  $M_L/\omega_{\text{mech}}$ -Darstellung aufhalten, d. h. sie können motorisch und vorübergehend auch generatorisch in beide Drehrichtungen wirken.

Tab. 2.2.2: Kennlinien charakteristischer Arbeitsmaschinen

Kennlinie	Drehmoment Leistung	Anwendungsbeispiel
	Reib- und Hubmomente $M_L \sim K$ $P_L \sim \omega_{\text{mech}}$	1. Aufzüge, Hebezeuge 2. Hub- und Umlaufkolbenpumpen 3. Kolbengebläse 4. Fahrwerke mit niedrigen Geschwindigkeiten 5. spanabhebende Werkzeugmaschinen 6. Ventile
	Gas- und Flüssigkeitsreibung $M_W \approx K \omega_{\text{mech}}^2$ $P_W \approx K \omega_{\text{mech}}^3$	7. Lüfter 8. Kreiselpumpen (entlastet) 9. Kreiselpumpen (belastet)
	überlagerte Einflüsse $\Delta\omega_r$ : Relativgeschwindigkeit zwischen Rad und Schiene	10. Papiermaschinen 11. Mühlen 12. Schiffspropeller (Kennlinie von Schiffsgeschwindigkeit abhängig) 13. Kalender (Viskosereibung) 14. Extruder 15. Kraftschlusskennlinie des Rad-Schienenkontaktes $M_L f(\Delta\omega_r)$ a) Treiben b) Bremsen

47 Ein charakteristisches Verhalten zeigen Arbeitsmaschinen, die Hubarbeit verrichten (Kennlinien 1 bis 3). Bemerkenswert ist, dass die Hebezeugkennlinie 1 vom I. in den IV. **Quadranten** übergeht, d. h., Hebezeuge können selbstantreibend wirken. Man bezeichnet die



Kennlinie im IV. **Quadranten** deshalb auch als aktives Widerstandsmoment (hier ist Energierückspeisung möglich), im Gegensatz dazu die im I. Quadranten als passives Widerstandsmoment. Bei vielen **Arbeitsmaschinen** entsteht das Widerstandsmoment aus mechanischer Reibung. Es bleibt dabei innerhalb eines weiten, für praktische Belange meist ausreichenden Geschwindigkeitsbereichs konstant. Beim Übergang von der Ruhelage in den Bewegungsvorgang muss die Haftreibung überwunden werden (ruhende  $\rightarrow$  gleitende Reibung) (Kennlinien 4 bis 6).

Eine weitere Gruppe von **Arbeitsmaschinen** weist Kennlinien auf, bei denen das Moment etwa quadratisch mit der Winkelgeschwindigkeit wächst (Kennlinien 7 bis 9). Hier liegt vor allem Gas- und Flüssigkeitsreibung vor. 48

Bei einer anderen Gruppe von Arbeitsmaschinen überlagern sich die vorgenannten Reibungsmomente in den einzelnen Drehzahlbereichen mit unterschiedlichem Ausmaß. Die dargestellten Kennlinien entsprechen dem natürlichen Verhalten dieser Arbeitsmaschinen, d. h., bei einer Drehzahlverstellung verändert sich der Drehmomentenbedarf zwangsläufig entsprechend der Kennlinie, was teilweise einen erheblichen Einfluss auf den Leistungs- bzw. Energiebedarf hat. Im Gegensatz dazu kann bei einigen **Arbeitsmaschinen** eine Kennlinie durch einen entsprechenden Technologieregler eingeprägt werden. Das trifft beispielsweise auf Wickelmaschinen zu. Soll z. B. das Wickelgut mit einer gleich bleibenden Geschwindigkeit und einer konstanten Zugkraft auf- oder abgewickelt werden, dann muss eine Kennlinie nach Abb. 10 durch Steuerung oder Regelung der Antriebsmaschine erreicht werden. 49

Hier für gilt bei  $v = \text{konst}$ ,  $F_L = \text{konst}$

$$\text{mit } P_L = \text{konst} = v \cdot F_L = M_L \omega_{\text{mech}} \quad (2.20)$$

$$M_L = F_L \cdot \frac{D}{2}, \quad \omega_{\text{mech}} = \frac{v}{D/2} \quad (2.21)$$

$$M_L = \frac{P_L}{\omega_{\text{mech}}} \sim \frac{I}{\omega_{\text{mech}}} \quad (\text{proportional „}\sim\text{“}) \quad (2.22)$$

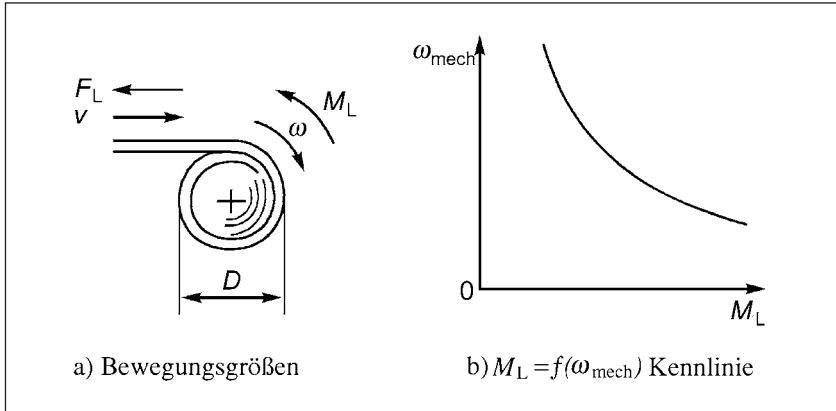


Abb. 10: Wickelantrieb

### 2.2.4 Beschleunigungskraft bzw. -moment

- 50 Bei der ungleichförmigen Bewegung ( $a \neq 0$  bzw.  $\varepsilon \neq 0$ ) treten dynamische Kräfte bzw. Momente auf, die der Änderung der kinetischen Energie, bezogen auf die Winkelgeschwindigkeit, entsprechen.

$$F_B = m \frac{dv}{dt} + v \frac{dm}{dt}; \quad M_B = J \frac{d\omega_{\text{mech}}}{dt} + \omega_{\text{mech}} \frac{dJ}{dt} \quad (2.23), (2.24)$$

In  $m$  und  $J$  sind alle bewegten Massen bzw. Trägheitsmomente von Motor, **Arbeitsmaschine** und den Übertragungsgliedern einzubeziehen.

- 51 Die translatorisch bewegte Masse  $m$  stellt sich bei Zwischenschaltung von Übertragungsgliedern an der Motorwelle als Trägheitsmoment dar. Aus der Energiegleichheit ergibt sich:

$$J_W = m \left( \frac{v}{\omega_{\text{mech}}} \right)^2 \quad (2.25)$$

Das Trägheitsmoment des Läufers einer rotierenden Arbeitsmaschine  $J_L$  überträgt sich bei einem zwischengeschalteten Getriebe mit  $1/i^2$  auf die Motorseite,  $J_W = J_L 1/i^2$ .

Für das an der Motorwelle auftretende Beschleunigungs- oder Verzögerungsmoment ist wiederum die Energieflussrichtung maßgebend. Es gilt für die Energieflussrichtung

rotarisch → translatorisch

$$M_B = \frac{m}{\eta_S} \left( \frac{v}{\omega_{\text{mech}}} \right)^2 \frac{d\omega_{\text{mech}}}{dt} \quad (2.26)$$

elektrische Maschine →  
Arbeitsmaschine

$$M_B = J_L \frac{1}{\eta_G} \frac{1}{i^2} \frac{d\omega_{\text{mech}}}{dt} \quad (2.28)$$

translatorisch → rotarisch

$$M_B = m\eta_S \left( \frac{v}{\omega_{\text{mech}}} \right)^2 \frac{d\omega_{\text{mech}}}{dt} \quad (2.27)$$

Arbeitsmaschine → elektrische  
Maschine

$$M_B = J_L \eta_G \frac{1}{i^2} \frac{d\omega_{\text{mech}}}{dt} \quad (2.29)$$

Die Winkelgeschwindigkeit  $\omega_{\text{mech}}$  und das Beschleunigungsmoment  $M_B$  sind auf die Motorwelle bezogen.

Bei allen ungleichförmigen Bewegungsvorgängen (mechanische Übergangsvorgänge) prägen die Beschleunigungsmomente den Bewegungsablauf mit. Der Trägheitsfaktor  $FI$  ist ein Maß für die mechanische Trägheit des Gesamtsystems.

**53**

$$FI = \frac{J}{J_M}; \quad (2.30)$$

 $J$  Gesamtträgheitsmoment $J_M$  Motorträgheitsmoment

Während des **Anlaufs** ist das Gesamtträgheitsmoment  $J$  eine wichtige Bestimmungsgröße für die Anlaufzeit. Soll die Geschwindigkeit der Arbeitsmaschine nach einer vorgegebenen  $v = f(t)$ -Funktion verlaufen, so müssen der Arbeitsmaschine die dem Widerstands- und Beschleunigungsmoment entsprechenden Momente in exakter zeitlicher Abhängigkeit vom Antriebsmotor zur Verfügung gestellt werden.

Das Trägheitsmoment eines Antriebssystems kann sich während des Bewegungsablaufs ändern, d. h.  $J = f(t, \omega_{\text{mech}})$ . Das ist bei Wickelmaschinen, Walzgerüsten und Zentrifugen der Fall. In der Mehrzahl der Anwendungsfälle kann jedoch mit  $J = \text{konst}$  gerechnet werden.

### 2.2.5 Bewegungsgleichung

Die Momentenbilanz eines Antriebssystems ist die fundamentale Beziehung zur Bestimmung des Bewegungsablaufs. Sie wird auch als Bewegungsgleichung bezeichnet. Die Momentenbilanz muss zu jedem Zeitpunkt erfüllt sein. Sie lautet:

**54**

$$M_i - M_w - M_B = 0 \quad \text{bzw.} \quad M_i - M_w - J \frac{d\omega}{dt} = 0 \quad (2.31), (2.32)$$

- 55 Die Abhängigkeit des antreibenden inneren Motormoments  $M_i$ , das im Luftspalt der elektrischen Maschine angreift, von der Winkelgeschwindigkeit  $\omega$  wird im 3. Abschnitt für die verschiedenen Antriebsmotoren dargelegt. Das Widerstandsmoment der Arbeitsmaschinen  $M_L$  als Funktion der Winkelgeschwindigkeit ist oben beschrieben worden. Das Beschleunigungs- oder Verzögerungsmoment  $M_B$  ergibt sich damit eindeutig aus der Momentenbilanz. Zu der Abhängigkeit dieser drei Momente von der Winkelgeschwindigkeit besteht im Allgemeinen auch eine durch den Prozessablauf bedingte Zeitabhängigkeit. Da die Bewegungsgleichung (2.28) zu jedem Zeitpunkt des Prozessablaufs Gültigkeit hat, ist sie die fundamentale Beziehung zur Bestimmung wichtiger Größen des Bewegungsablaufs.
- 56 Das Antriebssystem nach Abb. 11 ist so dargestellt, dass alle wirksamen Trägheitsmomente in  $J$  zusammengefasst und alle Größen auf die Winkelgeschwindigkeit  $\omega$  der elektrischen Maschine bezogen sind.

Es gilt bei

Energiefluss: elektrische Maschine  $\rightarrow$  Arbeitsmaschine

$$M_w = F_L \frac{D_s}{2} \frac{1}{\eta_G \eta_s} \frac{1}{i}, \quad (2.33)$$

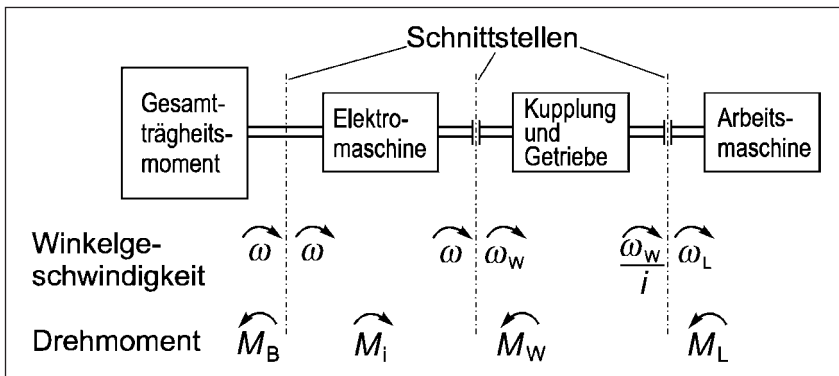


Abb. 11: Zur Bewegungsgleichung für Antriebe bei starrer Massenkopplung

$$M_B = (J_M + J_G) \frac{d\omega}{dt} + J_S \frac{1}{i^2} \frac{1}{\eta_G} \frac{d\omega}{dt} + \frac{m}{i^2} r_S^2 \frac{1}{\eta_G \eta_S} \frac{d\omega}{dt} \quad (2.34)$$

$r_S$  Radius der Seilscheibe

$m$  zu fördernde Masse;

Energiefluss: Arbeitsmaschine  $\rightarrow$  elektrische Maschine

$$M_w = F_L r_S \eta_G \eta_S \frac{1}{i} \quad (2.35)$$

$$M_B = (J_M + J_G) \frac{d\omega}{dt} + J_S \frac{1}{i^2} \eta_G \frac{d\omega}{dt} + \frac{m}{i^2} r_S^2 \eta_G \eta_S \frac{d\omega}{dt} \quad (2.36)$$

Das innere Moment  $M_i$  des Motors muss so eingepreist werden, dass der gewünschte Weg-Zeitverlauf entsteht. Es kann wesentlich durch Umrichterspeisung mit variabler Spannung und Frequenz beeinflusst werden (Abs. 2.4), wodurch der elektrische Energiefluss aus dem Netz (Antrieb) oder in das Netz zurück (Bremsung) wesentlich verändert wird. Bei Translations- und Rotationsbewegungen ergibt sich hierdurch eine Energieersparnis, die je nach Bewegungsablauf und Größe der bewegten Masse zwischen 5 . . . 30% der eingesetzten elektrischen Energie betragen kann. Das Energiemanagement für Antriebe muss bei der Analyse und Synthese dieser prozessbedingten Anforderungen ansetzen, weil durch die prozessgerechte und energiesparende Steuerung oder Regelung der Kennlinien  $M_i(\omega_{\text{mech}})$ ,  $M_L(\omega_{\text{mech}})$  Betriebs- und Investitionskosten im Sinne der Gesamtbetriebskostenminimierung maßgeblich beeinflussbar sind. 57

## 2.2.6 Anlauf

Jedes Antriebssystem muss vom Stillstand aus in Bewegung gesetzt werden. Das Anlaufmoment liegt bei einigen Arbeitsmaschinen höher als das Belastungsmoment bei Nenn Drehzahl. Nach der Bewegungsgleichung (2.31) erfolgt ein **Anlauf** nur, wenn die Bedingung 58

$$\frac{M_i - M_w}{J} = \frac{d\omega}{dt} > 0 \quad (2.37)$$

erfüllt wird, d. h., wenn

$M_i(\omega = 0) > M_w(\omega = 0)$  ist;

$M_i(\omega = 0) = M_A$  : Anlaufmoment des Motors

$M_W(\omega = 0) >$  : Anlaufmoment der Arbeitsmaschine.

Die Anlaufzeit lässt sich durch Integration bestimmen:

$$T_A = \int_0^{\omega_N} \frac{J}{M_i - M_W} d\omega \quad (2.38)$$

mit  $\omega_N$  als Nennwinkelgeschwindigkeit. Wenn für  $M_i$  und  $M_W$  analytische Beziehungen vorliegen, kann der Anlaufvorgang analytisch bestimmt werden. Allgemein ist das jedoch nicht der Fall. Man geht dann nach dem numerischen oder grafischen Bestimmungsverfahren vor [10].

- 59 Es gibt verschiedene Anwendungsfälle, bei denen  $v = f(t)$  einen vorgeschriebenen Verlauf nehmen muss. Das wird im Allgemeinen durch eine Regelung realisiert. Dabei stellt der Motor in jedem Zeitpunkt der Arbeitsmaschine ein dem Widerstands- und Beschleunigungsmoment entsprechendes Motormoment zur Verfügung. **Antriebe**, die vielfach beschleunigt und abgebremst werden müssen (z. B. Beschleunigungsantriebe), sollten zur Vermeidung von unnötigen Verlusten mit Anlaufhilfen (Abschnitt 3) oder Rückspeiseeinrichtungen versehen werden. So können Kühlprobleme und Verlust-Stromkosten umgangen werden. Allgemein sollte aus Kosten- und Energiespargründen auch darauf geachtet werden, dass der geforderte Bewegungsablauf mit minimalem Stellgrößenaufwand erzielt wird. Dadurch lassen sich die Verluste und Anlagenleistungen reduzieren.

### 2.2.7 Stabiler Arbeitspunkt

- 60 Nach Ablauf der mechanischen Übergangsvorgänge, d. h. bei  $\frac{d\omega}{dt} = 0$ , stellt sich im Kennlinienfeld ein Arbeitspunkt ein, der durch  $M_i = M_W$  bei gleich bleibender Winkelgeschwindigkeit  $\omega = \omega_W$  bestimmt ist. Diese Arbeitspunkte sind bei elektrischen Antriebssystemen selten instabil. Das ergibt sich durch den Kennlinienverlauf elektrischer Maschinen. Schwierigkeiten können in einzelnen Fällen auftreten, wenn eine Motorkennlinie vorliegt, wie sie Abb. 12a zeigt.
- 61 Wird beispielsweise ein Hebezeug von diesem Motor angetrieben, so erfolgt der Anlauf bis zum Punkt 1. An dieser Stelle bleibt der Motor „hängen“. Der Punkt 1 ist begrenzt stabil. Tritt eine kurzzeitige Störgröße  $\Delta M$  auf, die das Belastungsmoment verkleinert oder das Mo-

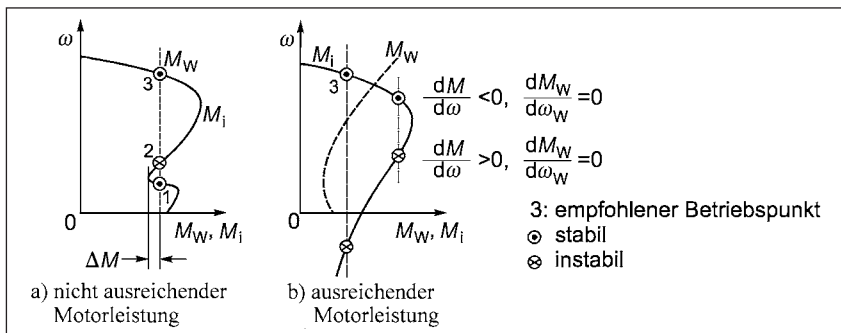


Abb. 12: Statische Stabilität

tormoment vergrößert, so steigt die Drehzahl weiter an. Der neue Schnittpunkt 2 ist nicht stabil, da bei einer weiteren Drehzahlerhöhung das Motormoment stärker als das Belastungsmoment zunimmt. Im vorliegenden Fall bleibt  $M_W$  konstant. Der Anlauf geht weiter, bis der stabile Arbeitspunkt 3 (regulärer Betriebspunkt) erreicht ist. Stabilität im stationären Kennlinienfeld liegt dann vor, wenn nach Rücknahme der Störgröße der Ausgangszustand wiederhergestellt wird. Die Neigungen der Kennlinien erfüllen dabei in ihrem Schnittpunkt die Forderung

$$\frac{dM_i}{d\omega} < \frac{dM_W}{d\omega} \tag{2.39}$$

Abb. 12b zeigt, dass instabile Arbeitspunkte nur im unteren Verlauf der  $\omega = f(M_i)$ - Kennlinie einer Asynchronmaschine liegen können.

Anlaufvorgänge können zu starker mechanischer, elektrischer und thermischer Belastung des Antriebs führen. Sie verursachen auch unnötige Verluste, zusätzlichen Verschleiß und störende Belastungen des elektrischen Netzes. Sie sollten daher durch den Einsatz einer „intelligenten“ Lösung, die in folgenden Kapiteln beschrieben wird, gar nicht erst auftreten. Manchmal ist es nötig, in der Projektierungsphase diese instationären Vorgänge, welche nur mit Differentialgleichungen richtig beschrieben werden können [9], genauer zu untersuchen, um im Bedarfsfall entsprechende Abhilfemaßnahmen vorzusehen.

62

2.2.8 Ein- und Mehrquadrantenantriebe

63 Zur Charakterisierung der Bewegungs- und Belastungsvorgänge ist neben ihrer zeitlichen Abhängigkeit eine Kennzeichnung nach dem Energiefluss notwendig. Es werden alle positiven Leistungen  $P_W = M_W \omega_W$  als Motorleistungen definiert (Abb. 12). Dabei nimmt die elektrische Maschine Energie aus dem Netz auf und führt im Beharrungszustand die Leistung

$$P_{\text{mech}} = P_W = \eta P_i \tag{2.40}$$

an die Arbeitsmaschine ab. Der Wirkungsgrad  $\eta$  bezieht sich hier auf die elektro-mechanische Energieumformung, d. h. auf die elektrische Maschine. Für Bremsvorgänge wird wegen der Geschwindigkeitsverringerung  $P_B$  negativ, und die elektrische Maschine kann nach Abdeckung der Verlustleistung elektrische Energie in das Netz zurückspeisen. Die Verhältnisse veranschaulicht Abb. 13. Man unterscheidet danach: Ein-, Zwei- oder **Vierquadrantenantriebe**. Die Arbeitspunkte für das Abbremsen liegen im II. und IV. Quadranten. Bei der Festlegung der Bremsschaltungen sind die vom Bewegungsablauf geforderten Drehrichtungen und Drehmomentenrichtungen gegenüber dem Motorantrieb zu beachten. So muss ein elektrischer Triebwagen das Bremsmoment unter Beibehaltung der Drehrichtung, d. h. im II. Quadranten, das Hubwerk eines Kranes jedoch beim Senken in Gegendrehrichtung, d. h. im IV. Quadranten, entwickeln. Zum sicheren

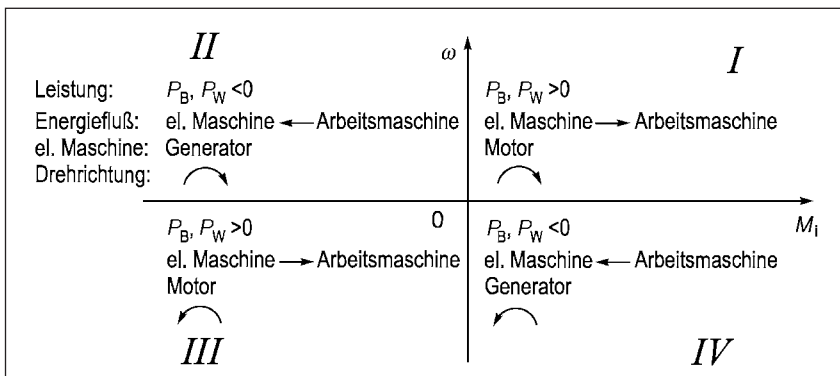


Abb. 13: Einteilung der Quadranten I... IV nach Leistungsfluss- und Bewegungsrichtung



Stillsetzen sind in der Regel zusätzlich mechanische Bremsen vorgesehen. Bremsen mit Energierückspeisung ist im Allgemeinen nur über Frequenzumrichterspeisung zu erreichen (Abs. 2.4)

### 2.2.9 Leistungsbedarf ausgewählter Arbeitsmaschinen

Von einigen ausgewählten technologischen Prozessen mit ihren typischen Arbeitsmaschinen wird nachfolgend der Leistungsbedarf bestimmt. Die Betrachtungen richten sich lediglich auf die Widerstandsleistung (Beharrungsleistung). Sie haben Einfluss auf die Motordimensionierung und den Energiebedarf, stellen jedoch dafür kein ausreichendes Kriterium dar, weil die Beschleunigungsleistung mit berücksichtigt werden muss. Den Bestimmungsgleichungen liegen vereinfachte Betrachtungen zu Grunde. Für exakte Berechnungen muss auf die einschlägige Fachliteratur verwiesen werden [10].

- Spanabhebende Werkzeugmaschinen

Spanabhebende Werkzeugmaschinen haben meist mehrere Antriebe. Der Hauptantrieb wird in der Regel mit einem Umrichter-Antriebssystem ausgerüstet. Die Geschwindigkeits- und Leistungsparameter der Werkzeugmaschinen richten sich nach Einflussgrößen wie Materialqualität, Werkzeugqualität, Bearbeitungsqualität, geometrische Abmessungen. Man unterscheidet prinzipiell zwischen Universalmaschinen, mit denen unterschiedliche Bearbeitungsvorgänge ausgeführt werden, und Einzweckmaschinen. Die installierte Antriebsleistung wird möglichst voll ausgenutzt. Danach werden dann die Bearbeitungsparameter festgelegt. Die Hauptantriebsleistung der spanabhebenden Werkzeugmaschinen bestimmt man überschlägig nach

$$P_w = \frac{1}{\eta} F_S v \quad (2.41)$$

$F_S$  Schnittkraft;  $F_S = f(A_S, k_S$  Anzahl der Schneiden)

$A_S$  Spanquerschnitt

$k_S$  spezifische Schnittkraft; = (Werkstoff, Vorschub)

$v$  Schnittgeschwindigkeit

$\eta$  Wirkungsgrad

- Hubwerke für Krane und Aufzüge

**66** Hubwerke werden zum Heben und Senken von Personen und Lasten eingesetzt. Für Krane sind die Tragkräfte und Geschwindigkeiten in Standards festgelegt. Bei Aufzügen werden die Fahrkorblast und etwa 50% der Nutzlast durch die Gegenlast ausgeglichen. Die Antriebsleistung bestimmt man zu:

$$P_W = \frac{1}{\eta} F_H v \quad (2.42)$$

mit

$$F_H = F_N + F_F - F_g \quad (2.43)$$

$$F_g \approx F_F + \frac{1}{2} F_N \quad (2.44)$$

$F_H$  Tragkraft (Nutzlast) + Totlast,

$F_F$  Fahrkorblast

$F_N$  Nutzlast

$F_g$  Gegenlast

$v$  Fahrgeschwindigkeit

$\eta$  Wirkungsgrad des Hubwerks  
Flaschenzüge:  $\eta_{F1} = 0,90 \dots 0,80$ ;  
Seilscheiben:  $\eta_S = 0,92 \dots 0,98$ .

- Fahrwerke und Fahrzeuge bis  $v = 60$  km/h

**67** Bei der Bestimmung der Antriebsleistung für Fahrzeuge wird von den zu bewegend Lasten ausgegangen. Die Zugkraft (horizontal) ergibt sich mit diesen Lasten (vertikal) durch Einführung spezifischer Fahrwiderstände. Man bestimmt die Antriebsleistung zu

$$P_W = \frac{1}{\eta} F_W v \quad (2.45)$$

mit

$$F_W = \sum_i F_i (w_F + w_S); \quad (2.46)$$

$F_W$  Zugkraft

- $F_i$  bewegte Einzellast  
 $v$  Fahrgeschwindigkeit  
 $\omega_F$  spezifischer Fahrwiderstand  
 $\omega_S$  spezifischer Steigungswiderstand  
 $\eta$  Wirkungsgrad des Fahrwerkes

- Schienenfahrzeuge über 60 km/h

$$W = W_f + W_b + W_I + W_a \quad (2.47) \quad 68$$

- $W_f$  Laufwiderstand  
 $W_b$  Bogenwiderstand  
 $W_I$  Neigungswiderstand  
 $W_a$  Beschleunigungswiderstand

- Pumpen und Lüfter

Nach hydrostatischen und -dynamischen Gesetzen bestimmt man die Antriebsleistung dieser Strömungsmaschinen zu **69**

$$P_w = \frac{l}{\eta} Q p; \quad (2.48)$$

bei Pumpen mit

$$p = H_N \rho g + \rho \frac{v^2}{2} + \lambda \rho \frac{v^2 l}{2 d}. \quad (2.49)$$

Bei Lüftern muss der Druck mit der Gleichung

$$p = \rho \frac{v^2}{2} + \lambda \rho \frac{v^2 l}{2 d} + \Delta p_{Kr} \quad (2.50)$$

berechnet werden.

- $Q$  Förderstrom  
 $p$  Gesamtdruck  
 $v$  Strömungsgeschwindigkeit  
 $H_N$  Nutzförderhöhe =  $H_{\text{Saug}} + H_{\text{Druck}}$   
 $\rho$  Dichte,  $\rho_{\text{Wasser}} = 10^3 \text{ kg/m}^3$ ;  $\rho_{\text{Luft}} = 1,20 \text{ kg/m}^3$  bei  $20^\circ \text{ C}$   
 $\lambda$  Rohrwiderstandsziffer, von Reynolds-Zahl und Rauigkeit abhängig

$l, d$  Rohrlänge, Rohrdurchmesser

$\Delta p_{Kr}$  Druckabfall im Krümmern

$\eta$  Wirkungsgrad

$\eta = 0,8 \dots 0,95$  für Kolbenpumpen

$\eta = 0,3 \dots 0,6$  für Lüfter von 1 kW bis 10 kW

$\eta = 0,5 \dots 0,95$  für Kreiselpumpen

$\eta = 0,7$  für Lüfter von 100 kW.

### 2.2.10 Im Antriebssystem gespeicherte kinetische Energie

- 70 Die im Antriebssystem gespeicherte kinetische Energie lässt sich nach

$$W_{\text{kin}} = \int_{t_1}^{t_2} p_{B(t)} dt = \int_{\omega_1}^{\omega_2} J \omega d\omega \quad (2.51)$$

bestimmen. Beim Hochlauf auf die Winkelgeschwindigkeit  $\omega$  wird die Energie  $J\omega^2/2$  in den rotierenden Massen als kinetische Energie gespeichert und beim Abbremsen bis zum Stillstand wieder freigesetzt. Drehzahländerungen bewirken im Antriebssystem stets ein „Aufladen“ oder „Entladen“ mit kinetischer Energie. Bei einigen Arbeitsmaschinen, wie Kurbelantrieben, Kolbenpumpen, Stanzen und Scheren, ergibt sich ein ungleichförmiger Geschwindigkeitsverlauf infolge des sich periodisch mit der Zeit ändernden Widerstandsmoments  $M_W$ .

- 71 Der Ungleichförmigkeitsgrad

$$\delta = \frac{v_{\text{max}} - v_{\text{min}}}{v} = \frac{\omega_{\text{max}} - \omega_{\text{min}}}{\omega} \quad (2.52)$$

ist umso kleiner, je größer das Trägheitsmoment des Antriebssystems ist. Die Drehzahl- und Drehmomentenschwankungen der Arbeitsmaschine führen zu Leistungspendelungen, die auch auf das elektrische Netz übertragen werden oder im Frequenzumrichter mittels elektrischer und/oder magnetischer Filter zumindest teilweise kompensiert werden können. Die  $\delta$ -Werte sind einerseits nach technologischen Erfordernissen, andererseits nach zulässigen Netzleistungspendelungen festzulegen. Im Allgemeinen wird danach das Zusatzträgheitsmoment bzw. die Größe der elektrischen und magnetischen Speicher bestimmt. Reichen diese nicht aus, müssen Maß-

nahmen zur Begrenzung der Wirk- und Blindleistungsschwankungen im Netz getroffen werden (z. B. Schwungradspeicher, statische Kompensatoren). Bei Antrieben bis etwa 250 kW werden je nach Art der Arbeitsmaschine  $\delta$ -Werte von  $1/30 \dots 1/80$ , bei größeren Leistungen wegen der Wirkleistungsschwankungen ohne Zusatzmaßnahmen nur Ungleichförmigkeitsgrade  $\delta \leq 1/100 \dots 1/250$  zugelassen.

### 2.2.11 Elastizitäten und Getriebespiele im Zweimassensystem

Bei der Betrachtung des Antriebssystems nach Abb. 10 und der Aufstellung der Bewegungsgleichung (2.31) wurde vorausgesetzt, dass die elektrische Maschine und die Arbeitsmaschine durch die mechanischen Übertragungsglieder miteinander starr gekoppelt sind. Für bestimmte mechanische Übertragungsglieder, z. B. lange Wellen, Treibriemen, elastische Kupplungen bei Rotationsbewegungen und Seile oder Förderbänder bei Translationsbewegungen, trifft diese Vereinfachung nicht zu. Diese mechanischen Übertragungsglieder zeigen elastische und dämpfende Eigenschaften, die nicht mehr vernachlässigt werden dürfen. Damit treten bei Kraftübertragungen Winkelverdrehungen bzw. Längenänderungen auf, die einerseits unerwünschte Schwingungserscheinungen und andererseits mechanische Überbeanspruchungen der Übertragungsglieder bzw. Überbelastungen der elektrischen Maschinen verursachen können (z. B. Lebensdauerreduzierungen mechanischer Antriebskomponenten [11]). Wenn mehrere Motoren über mechanische Kraftübertragungsglieder auf eine Arbeitsmaschine oder das Arbeitsgut einwirken (Mehrmotorenantrieb), ergeben sich unter dem Einfluss derartiger Elastizitäten zuweilen komplizierte Mehrmassen-Schwingungssysteme. Das ist z. B. bei Drehgestellgruppenantrieben, Gurtbandförderanlagen und kontinuierlichen Walzstraßen der Fall. Die Berechnung dieser Bewegungsvorgänge erfordert eine gute Näherung des Schwingungsmodells zur Anlage [12]. Große Aufmerksamkeit ist diesen Erscheinungen bei geregelten Antriebssystemen zu schenken [13, 14].

Abb. 13 zeigt ein **Zweimassensystem**, bei dem zur modellmäßigen Darstellung zwischen dem Motor und der Arbeitsmaschine eine drehelastische Verbindungswelle eingesetzt ist. Die Trägheitsmomente der Motorseite sind in  $J_M$ , die der Arbeitsmaschinenseite in  $J_L$

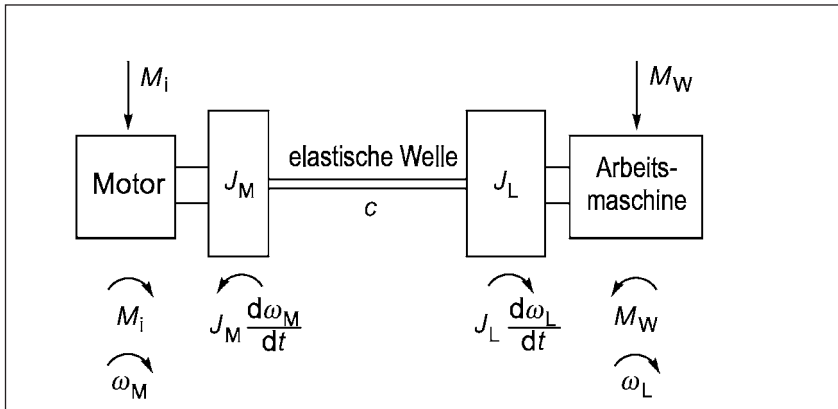


Abb. 14: Zweimassen-Antriebssystem

zusammengefasst. Die Verbindungswelle wird als masselos angenommen. Die Bewegungsgleichung nimmt für das vorstehende Zweimassen-Antriebssystem die Form an

$$M_i - J_M \frac{d\omega_M}{dt} + J_L \frac{d\omega_L}{dt} - M_w = 0. \quad (2.53)$$

Von der elastischen Welle mit der Federkonstanten  $C$  wird das Drehmoment  $M_L$  übertragen,

$$M_L = C(\alpha_M - \alpha_L) \quad (2.54)$$

mit

$$\omega_M = \frac{d\alpha_M}{dt} \quad (2.55)$$

$$\omega_L = \frac{d\alpha_L}{dt} \quad (2.56)$$

Für das ungedämpfte System bestimmt man die Kreisfrequenz der Eigenschwingung aus (2.53) und (2.54) zu

$$\omega_o = \sqrt{C \frac{J_M + J_L}{J_M J_L}} \quad (2.57)$$

- 74 Eine generelle Schwierigkeit besteht in der modellgerechten Nachbildung des Antriebssystems durch eine einfache Anordnung, wie sie Abb. 14 darstellt. Bei einer Vorausberechnung bleibt oft ungewiss, ob

die getroffenen Vereinfachungen bzw. Annahmen auch praktisch zulässig sind. Viele Einflussfaktoren, zu denen insbesondere Reibungsmomente bzw. Dämpfungen gehören, lassen sich nur näherungsweise ermitteln bzw. abschätzen. Hier können genetische Algorithmen gute Dienste leisten [13]. Beim Auslegen der Regelung ist auch die Lage der Tilgerfrequenzen von Bedeutung. Sie bestimmt maßgeblich die Übertragungsfunktionen mit, die zwischen der Eingangsgröße  $M_i$  und der Ausgangsgröße  $\omega_M$  besteht [13], und damit die Drehzahlregelgüte. Häufig können in den mechanischen Übertragungssystemen Drehmomente der trockenen Reibung  $K_R \text{ sign } \omega_L$  und geschwindigkeitsabhängige Dämpfungsmomente  $K_d(\omega_M - \omega_L)$  nachgewiesen werden. In verschiedenen mechanischen Übertragungsgliedern, wie Kupplungen und **Getrieben**, tritt Lose auf. Damit erfolgt im dynamischen Betrieb keine starre Übertragung des Moments bzw. der Drehzahl. Innerhalb des Winkels  $\pm\Delta\alpha$  ist das übertragene Moment Null. Die Folge davon ist, dass bei linearem Verlauf der Eingangsgrößen die Ausgangsgrößen ein nichtlineares Verhalten aufweisen. Die Lose wirkt sich oft nachteilig auf das dynamische Verhalten aus. Hier werden in der Regelungstechnik derzeit auch neue Wege beschritten, um dieses Problem energieoptimal und lebensdaueroptimiert zu lösen ([15] in Vorbereitung).

### 2.2.12 Prozessanalytische Aufbereitung der Antriebsvorgänge

Für die Auswahl und Dimensionierung eines Antriebssystems ist die Erfassung der in den vorstehenden Abschnitten beschriebenen Größen erforderlich. Vom technologischen Prozessablauf mit den eingesetzten Arbeitsmaschinen wird dabei bestimmt, wie sich die Bewegungs- und Belastungsgrößen in zeitlicher Abhängigkeit ändern. Die Dimensionierung der Antriebskomponenten muss die maximal auftretenden Beanspruchungen mit einbeziehen. Genaue Angaben hierzu werden in der Spezialliteratur [10, 13] gemacht.

Wenn der zeitliche Verlauf der Bewegungs- und Belastungsgrößen vom technologischen Prozess nicht eindeutig zu erfassen ist, kann nur eine überschlägige Dimensionierung mit entsprechenden Zuschlägen erfolgen. In Tab. 2.2.3 sind einige typische Verläufe dargestellt, um diese Abschätzung vornehmen zu können.

75

76

Tab. 2.2.3: Typische Bewegungs- und Belastungsverläufe.

$\omega_M = f(t); m_L = f(t)$	Zeitlicher Verlauf von Drehzahl und Last	Arbeitsmaschinen
	konstant gleichbleibend	Ventilator, Gebläse, Kreispumpe, Umformer
	nichtperiodisch gleichbleibend	Ventile, Schieber, Stellantriebe
	periodisch gleichbleibend	Werkzeugmaschinen, Automaten, Pressen, Stanzen
		Kolbenpumpen, Kolbenverdichter
	nichtperiodisch wechselnd (stochastisch)	Aufzüge, Hebezeuge, Walzgerüste, Bagger, allg. Werkzeug- maschinen Mühlen, Shredder

Zur prozessanalytischen Aufbereitung der Anforderungen am Antrieb wird nachfolgend ein Ablaufplan aufgeführt, der je nach Arbeitsmaschine und Prozess den spezifischen Bedingungen anzupassen ist [10].

- 77 Die Bestimmung und Festlegung der vorgenannten Angaben erfordert eine enge Zusammenarbeit zwischen Elektrotechnikern, Maschinen- bzw. Anlagenbauern, Automatisierungstechnikern und



Technologen und die exakte Kenntnis der einschlägigen Standards und Sicherheitsvorschriften [4]. Es ist besonders darauf zu achten, dass keine überhöhten Forderungen gestellt werden, weil dadurch zu hohe Kosten verursacht werden. Durch Vergleich mehrerer Lösungsvarianten lassen sich ökonomische Aussagen hinsichtlich der Kosten der Antriebsanlage und der Betriebsführung gewinnen. Hierbei sollten insbesondere auch der Energieumsatz, Nutzungsgrad und die Lebensdauerkosten beachtet werden (Abschnitt 2).

Eine weit reichende Entscheidung wird mit der Festlegung der Struktur des Antriebssystems getroffen. Dazu sind entsprechende Kenntnisse über die elektrischen Antriebsmaschinen, ihre Kennlinienfelder und Stellmöglichkeiten sowie über eine Reihe von Kenngrößen des stationären und dynamischen Betriebs Voraussetzung.

Da unregelte Antriebssysteme (kein Frequenzumrichter) in den meisten Fällen kostengünstiger sind, wird zunächst überprüft, ob ein solches die Anforderungen erfüllt. Überschlägig lassen sich damit im stationären Betrieb die Kenngrößen des Bewegungsablaufs mit einer Genauigkeit von etwa 10% einhalten. Die Mehrzahl der im industriellen Bereich eingesetzten Antriebe wird unregelt ausgeführt, obwohl diese nicht energieoptimal arbeiten. Es ist in jedem Fall zu prüfen, ob sich eine eventuelle Wirkungsgrad/Nutzungsgrad-Verbesserung mittels Frequenzumrichter rechnet. Eine Amortisationszeit  $t_A \leq 2$  Jahre bis 5 Jahre ist aus Wirtschaftlichkeitsgründen i. A. anzustreben.

78

Der Einsatz geregelter Antriebssysteme wird abgesehen von Wirtschaftlichkeitsfragen im Wesentlichen dadurch bestimmt, wie exakt die Größen  $M_W, M_L, s, v, a, r$  eingehalten werden müssen. Hierbei sind auch die Übergangsvorgänge, wie Anlauf und Bremsen, mit zu betrachten. Weiterhin ist von Bedeutung, wie oft und wie schnell sich die einzelnen Kenngrößen des Bewegungsablaufs ändern oder über welchen Zeitraum sie auf einem konstanten Wert gehalten werden sollen. Ferner wird die Entscheidung auch davon beeinflusst, ob Messinformationen aus dem technologischen Prozess vorliegen, wie genau sie sind und wie schnell sie gewonnen werden können.

79

Im folgenden ist ein Fließbild zur Orientierung bei der sachgerechte Projektierung von Antriebsanlagen angegeben.

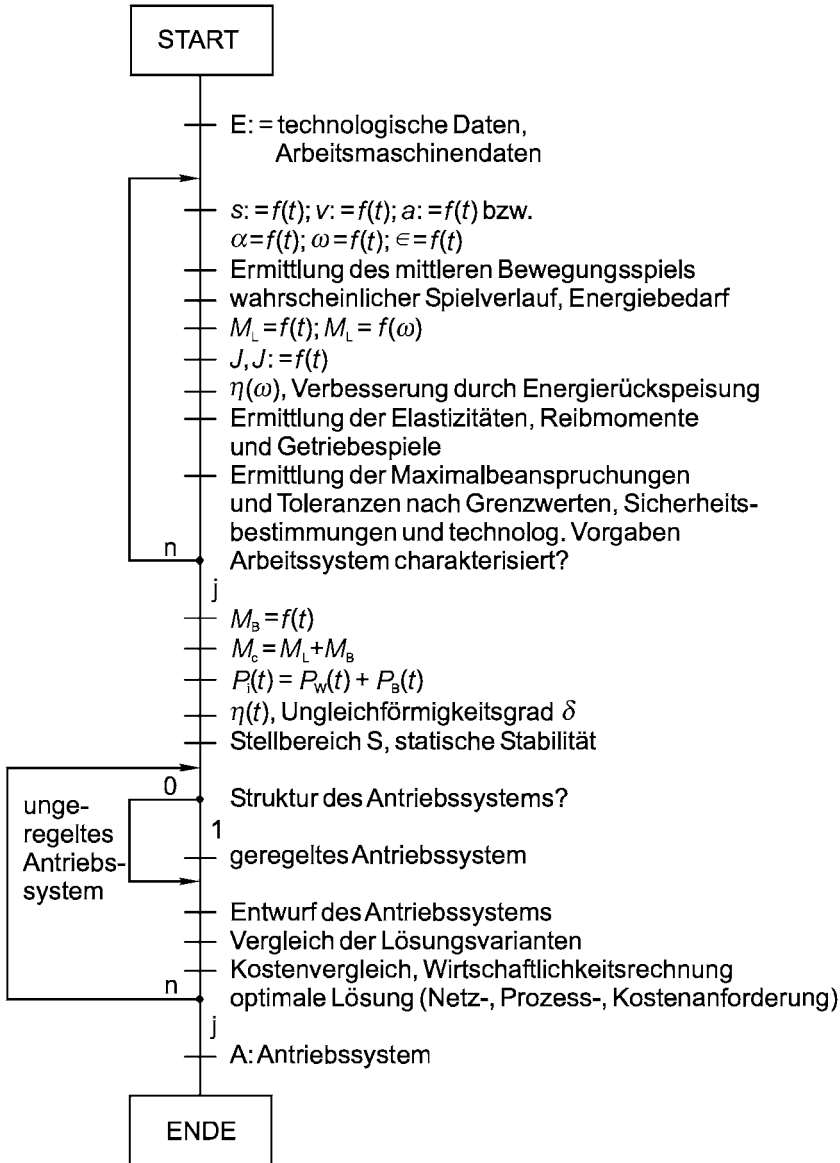


Abb. 15: Programmablaufplan zur prozessanalytischen Aufbereitung der Antriebsvorgänge

## 2.3 Elektrische Maschinen und Transformatoren

### 2.3.1 Energiebilanz im Antriebssystem

Für die **Energieumwandlung** von elektrischer in mechanische Energie werden elektrische Maschinen eingesetzt. Sie können generell als Motoren und bei umgekehrter Energieflussrichtung als Generatoren (Bremsen) arbeiten. Bei diesem Energieumwandlungsprozess treten in den eingesetzten Maschinen und in den eingesetzten Stellgliedern **Verluste** auf, die aus Kostengründen möglichst klein gehalten werden müssen. Das Antriebssystem unter energetischem Aspekt zeigt Abb. 16. Es treten darin auch Energiespeicher auf, die durch die im Abschnitt 2.2 behandelten Massenträgheitsmomente und von im elektrischen Kreis befindlichen magnetischen Speichern gekennzeichnet sind.

80

Nach der Energiebilanz ergibt sich

$$P_{el} = P_L + P_{vM} + P_{vSt} + \frac{dW_m}{dt} + \frac{dW_{kinM}}{dt} + \frac{dW_{kinL}}{dt} \quad (2.70)$$

Im Abschnitt 2.2 wurde  $P_B$  eingeführt. Nach der Darstellung von Abb. 16 gilt:

$$P_B = \frac{dW_{kinM}}{dt} + \frac{dW_{kinW}}{dt}; \quad P_W = P_L + \frac{dW_{kinW}}{dt} \quad (2.71 a), (2.71 b)$$

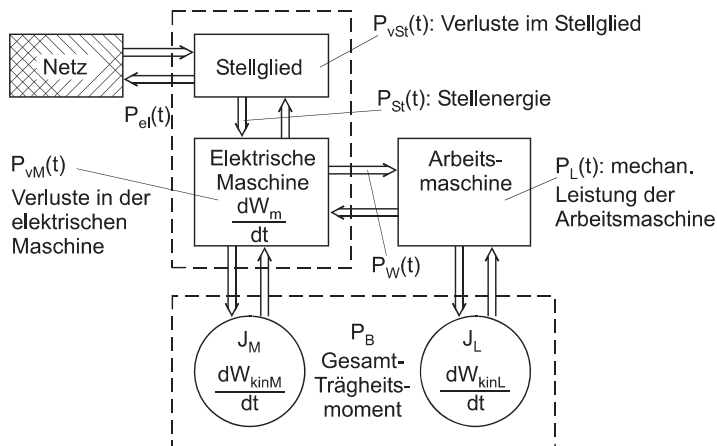


Abb. 16: Leistungsfluss im Antriebssystem

- 81 Die Gleichung (2.71) ist nur für starre Kupplung zwischen Motor und Arbeitsmaschine zutreffend.

$W_m$  gespeicherte, magnetische Energie in der elektrischen Maschine (gegebenenfalls auch in eingeschalteten Drosselspulen im Umrichter)

$W_{kinM}$  kinetische Energie der rotierenden Massen in der elektrischen Maschine

$W_{kinW}$  kinetische Energie der rotierenden Massen in der Arbeitsmaschine und mechanischen Übertragungsglieder

- 82 Der **Wirkungsgrad** des elektrischen Antriebes wird durch die **Verluste** geprägt. Unter stationären Bedingungen erhält man für den Wirkungsgrad ( $dW_{kinM}/dt = P_B = 0$ ).

$$\eta = \frac{P_W}{P_{el}} = \frac{P_W}{P_W + P_v}; \quad (2.72)$$

mit

$$P_v = P_{vSt} + P_{vM}$$

- 83 Durch Umstellung von (2.70) erhält man unter der Annahme, dass alle Bewegungsvorgänge auf die gleiche Winkelgeschwindigkeit bezogen werden,

$$\frac{P_{el} - P_v - \frac{dW_m}{dt}}{\omega} - \frac{P_L}{\omega} - \frac{P_B}{\omega} = 0 \quad (2.73)$$

- 84 Die vorstehende Beziehung entspricht mit  $W_m$  der Bewegungsgleichung (2.28). Damit ist das **Moment** im Luftspalt der elektrischen Maschine bestimmt zu:

$$M_i(t) = \frac{1}{\omega} \left( P_{el} - P_v - \frac{dW_m}{dt} \right) \quad (2.74)$$

- 85 Nach ihrer Wirkungsweise und ihren Eigenschaften werden die elektrischen Maschinen in folgende Gruppen eingeteilt:

- **Gleichstrommaschinen** (Gleichstrom-Nebenschlussmaschine GSMN, fremderregte Gleichstrommaschine GSM, Gleichstrom-Reihenschlussmaschine GSMR)

- **Asynchronmaschinen** (Asynchronmaschine mit Kurzschlussläufer ASMKL, Asynchronmaschine mit Schleifringläufer ASMSL)
- **Synchronmaschinen** SYM

Im nachfolgenden Abschnitt werden die wichtigsten Beziehungen und Kennlinienfelder elektrischer Maschinen dargestellt. Bezüglich ihres dynamischen Verhaltens unter Berücksichtigung elektromechanischer Ausgleichsvorgänge wird auf die Literatur verwiesen [19]. Des Weiteren werden die Methoden zur Drehzahlverstellung behandelt, die heute unter Energiemanagement-Gesichtspunkten relevant wird. **86**

### 2.3.2 Gleichstrommaschinen (GSM)

**Gleichstrommaschinen** (GSM) werden heute ausschließlich für Antriebe eingesetzt, an die hohe Anforderungen hinsichtlich der Steuer- und Regelbarkeit gestellt werden. Diese Maschinen lassen sich auf Grund ihrer Kennlinien und ihres Betriebsverhaltens an viele Arbeitsmaschinen nahezu ideal anpassen. Das stationäre und dynamische Betriebsverhalten lässt sich mit großer Genauigkeit vorausbestimmen. Im Vergleich zu Asynchronmotoren in Normalausführung sind GSM etwa 1,5- bis 2,5-mal teurer. Sie verlangen einen höheren Wartungsaufwand, der sich insbesondere durch die Bürsten und den Kommutator ergibt. Diese verringern auch den **Wirkungsgrad** und sollten heute, wenn möglich, über frequenzumrichter gespeiste stromrichter gespeiste **Asynchronmaschinen** ersetzt werden. Bei GSM werden drei Grundtypen unterschieden. Zum einen die Gleichstrom-Nebenschlussmaschine, die auch mit getrennter Erregung als fremderregte Maschine ausgeführt werden kann. Zum anderen kommt heute noch in Fahrzeug- und Hebezeugantrieben, für die ein hohes Anzugsmoment benötigt wird, die Gleichstrom-Reihenschlussmaschine vor. Alle drei Typen werden in Grundreihen gefertigt. Fremderregte (auch permanenterregte) Maschinen sind dabei von einigen Watt Leistung bis ca. 4 MW am Markt verfügbar. Maschinen mit größeren Leistungen bis etwa 10 MW finden in älteren Anlagen in Form von Spezialausführungen für Förder- bzw. Walzanlagen Anwendung. In modernen Anlagen werden verlustarme Direktumrichterantriebe mit Thyristoren und **Synchronmaschinen** eingesetzt. **87**

- 88 Die Grunddrehzahlen für universell einsetzbare Maschinen liegen bei 750, 1000 und 1500 1/min, die Nennspannungen sind 110, 220, 440 V bzw. 600 und 1200 V für größere Leistungen ab etwa 400 kW.

### 2.3.2.1 Wirkungsweise und Betriebseigenschaften der Nebenschlussmaschine

- 89 Das **Drehmoment** wird nach dem elektrodynamischen Kraftgesetz gebildet.

$$M_i = c'_{Masch} \Phi I_A \quad (2.75)$$

mit

$$c'_{Masch} = \frac{z}{2a} \frac{p}{\pi} \quad (2.76)$$

$M_i$	Inneres Drehmoment
$c'_{Masch}$	Maschinenkonstante
$z$	Anzahl in Reihe liegender Ankerleiter
$p$	Polpaarzahl
$\Phi$	Erregerfluss
$I_A$	Ankerstrom
$A$	Ankerleiter
$2a$	Anzahl parallelliegender Ankerleiter

- 90 Im Ständer sind die Hauptpole mit ihrer Erregerwicklung (Klemmen E1 – E2, Abb. 16) zur Erzeugung des magnetischen Erregerfeldes angeordnet. Die Polkerne werden heute durchweg lamelliert ausgeführt, damit der Erregerfluss  $\Phi$  bei einer Drehzahlverstellung über das Feld schneller geändert werden kann. Die Erregerwicklung ist bei der GSMN im Nebenschluss, d. h. parallel zur Ankerwicklung, geschaltet (Abb. 17). Der Erregerstrom  $I_E$  ergibt sich zu

$$I_E = \frac{U_A}{R_E} \quad (2.77)$$

$R_E$  Widerstand der Erregerwicklung.

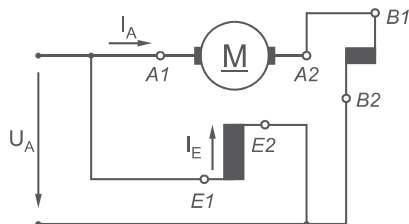


Abb. 17: Schaltbild der Nebenschlussmaschine (nach DIN 40715/42401) Ankerwicklung A1-A2, Wendepolwicklung B1-B2, Erregerwicklung E1-E2

Zur Stabilisierung der Drehzahl-Drehmomenten-Kennlinie erhalten GSMN mittlerer und größerer Leistung außer der Nebenschlusswicklung meist noch eine von Ankerstrom durchflossene Reihenschlusswicklung (hier nicht dargestellt) mit geringer Windungszahl. Bei Nennstrom beträgt deren Durchflutung 5% ... 15% der Durchflutung der Nebenschlusswicklung. Maschinen mittlerer und größerer Leistung werden zudem oft mit einer Kompensationswicklung [9] ausgeführt, um die im Betrieb durch das Ankerquerfeld auftretende Erregerfeldschwächung zu kompensieren und damit die Drehzahl-Drehmomenten-Kennlinie bzw. die Drehmomentenüberlastbarkeit günstig zu beeinflussen. Die Ankerwicklung der GSMN (Klemmen A1-A2) wird über den Kommutator gespeist. Durch den Ankerstrom  $I_A$  entsteht nach Gl. (2.75) ein **Drehmoment**  $M_i$ , das entsprechend der Bewegungsgleichung (2.28) bei  $M_i > M_W$  eine beschleunigende Drehbewegung hervorruft. Der Kommutator gewährleistet, dass die erforderliche Richtungszuordnung von Erregerfeld und Stromfluss erhalten bleibt. Zwischen den Hauptpolen ist im Ständer die vom Ankerstrom durchflossene Wendepolwicklung (Klemmen B1-B2) angeordnet. Sie verringert den Einfluss des Ankerquerfeldes in der Wendezone und ermöglicht eine funkenfreie bzw. -arme Kommutierung.

In den sich bewegenden Ankerleitern wird eine Spannung nach dem Induktionsgesetz induziert. Im Anker tritt damit die vom Erregerfluss und der Winkelgeschwindigkeit abhängige Spannung  $U_q$  auf,

$$U_q = c'_{Masch} 2\pi n \Phi = c'_{Masch} \Phi \quad (2.78)$$

$\omega = 2\pi n$  mechanische Winkelgeschwindigkeit

$n$  mechanische Drehzahl

- 93 Das stationäre Betriebsverhalten (konstante Spannungen und Ströme) wird beschrieben durch  $U_A = I_A R_A + U_q$  (Maschenregel)

$R_A$  ohmscher Widerstand im Ankerkreis mit

$R_E$  ohmscher Widerstand im Erregerkreis mit

$$I_E = \frac{U_A}{R_E} \quad (2.79)$$

- 94 Im Leerlauf ( $I_A = 0$ ,  $U_A = U_q$ ) stellt sich die Drehzahl

$$n_o = \frac{U_A}{2\pi c'_{Masch} \Phi} \quad (2.80)$$

ein. Bei Belastung verringert (erhöht) sich diese durch den ohmschen Spannungsabfall im Ankerkreis proportional zum Ankerstrom

$$n = n_o - I_A \frac{R_A}{2\pi c'_{Masch} \Phi} \quad (2.81)$$

- 95 Für die Abhängigkeit des **Drehmomentes**  $M_i = f(n)$  gilt durch Einsetzen der Gleichung 2.75

$$n = n_o - \frac{M_i R_A}{2\pi c'^2_{Masch} \Phi^2} \quad (2.82)$$

- 96 Nebenschlussmaschinen haben den Nachteil, dass eine Drehzahlverstellung verlustarm ohne weitere Maßnahmen nicht möglich ist; sie werden deshalb heute nur noch als selbsterregter Generator verwendet.

- 97 Die Erregerverluste  $P_{VE}$  sind von der Typenleistung  $P_N$  abhängig und können überschlägig nach Abb. 17 ermittelt werden. Es entstehen neben den Kupferverlusten im Anker  $P_{VCuA}$  Eisen- ( $P_{VFe}$ ), Luftreibungs-, Lager-, Bürstenreibungs- und **Zusatzverluste**. Der **Wirkungsgrad** der Maschine wird mit

$$P_V = P_{VCuA} + P_{VE} + P_{VFe} + P_{VR} + P_{VZ} \quad (2.83)$$

angegeben nach Gleichung:

$$\eta = \frac{P_N}{P_N + P_V} \quad (2.84)$$



Die Wirkungsgrade von Gleichstrommaschinen bei Nennbelastung zeigt Abb. 19. **98**

### 2.3.2.2 Drehzahlstellung und Kennlinienfelder

Ausgehend von Gl. (2.82) bestehen folgende Möglichkeiten, um die Drehzahl einer fremderregten GSM-(getrennte Feldeinspeisung über Spannungsquelle  $U_E$ , Abb. 19) bei vorgegebenem Moment zu verändern: **99**

- 1) Spannungssteuerung  $\rightarrow$  Veränderung von  $U_A$ ; verlustarm über Gleistromsteller (Abs. 2.4)
- 2) Feldsteuerung  $\rightarrow$  Veränderung von  $\Phi(I_E)$  verlustarm über Feldstromrichter
- 3) Widerstandssteuerung  $\rightarrow$  Veränderung von  $R_A$  durch Vorwiderstände (nicht mehr zeitgemäß wegen erhöhter Stromwärmeverluste).

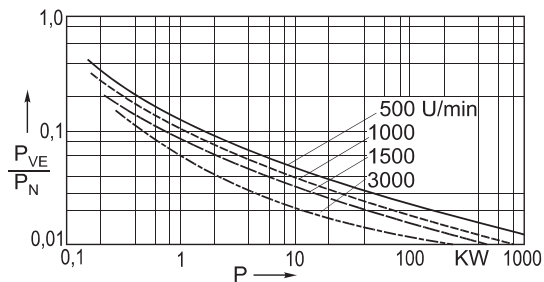


Abb. 18: Bezojene Erregerverlustleistung von GSMN

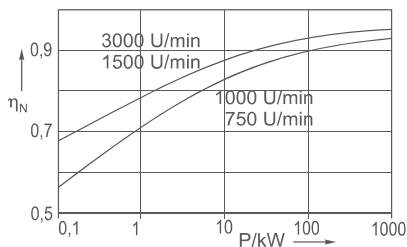


Abb. 19: Nennwirkungsgrad von GSMN

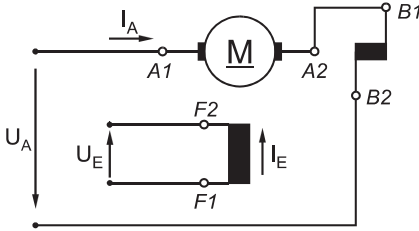


Abb. 20: Schaltbild der fremderregten Gleichstrommaschine

• **Spannungsteuerung**

**100** Durch Verändern der angelegten Spannung, z. B. mit einem Thyristorstellglied (Abs. 2.4), wird die Leerlaufdrehzahl bei  $I_E = konst$  proportional verstellt. Bei Umkehr der Spannungsrichtung ändert sich die Drehrichtung. Mit einer höheren Spannung als der Nennspannung darf die Maschine i. Allg. nicht betrieben werden, da hierbei die Gefahr einer unzulässig hohen elektrischen Beanspruchung der Isolierung besteht. Das Kennlinienfeld zeigt Abb. 21. Mit dieser Methode lässt sich die Drehzahl der GSM innerhalb der zulässigen Grenzen  $n \sim U_A \leq U_{AN} \leq U_{AMasch}$  verstellen.

**101** Das Verfahren ist sehr wirtschaftlich und wird wegen seines guten dynamischen Verhaltens für alle reaktionsschnellen Gleichstromantriebe angewendet. Es kann damit ein Stellbereich von etwa  $S = 1:0,02$  bei einem Ungleichförmigkeitsgrad  $\delta = 0,3$  realisiert werden.

Die Größe des Kennlinienfeldes wird maßgeblich von dem Kühlsystem mitbestimmt. Bei eigenbelüfteten Maschinen sinkt mit verrin-

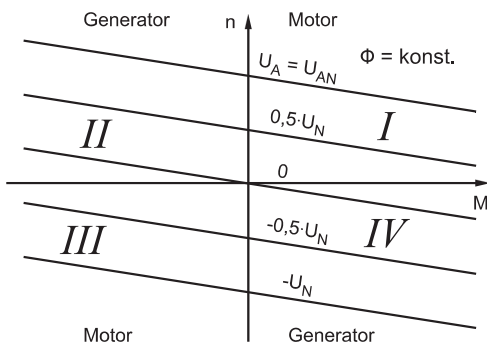


Abb. 21: Drehzahl-Drehmoment-Kennlinie der fremderregten GSM

gerter Drehzahl auch die Wärmeabgabefähigkeit. Die Ausnutzung des Kennlinienfeldes hängt damit von dem jeweiligen Kennlinienverlauf der Arbeitsmaschine im unteren Drehzahlbereich ab. Daraus ist zu erkennen, dass für große Stellbereiche eigenbelüftete Maschinen nach Möglichkeit nicht eingesetzt werden sollten.

Es sollte ein von der Drehzahl unabhängiger Fremdlüfter vorgesehen werden.

### • Feldsteuerung

Durch Verringerung des Erregerstroms wird das magnetische Feld geschwächt. Damit erhöhen sich nach Gln. (2.80) und (2.81) die Leerlauf- und die Betriebsdrehzahl. Es muss hervorgehoben werden, dass für gleich bleibende Belastungsmomente der Drehzahlabfall  $\Delta n$  dabei größer wird. Durch Veränderung der Erregerstromrichtung kann die Drehrichtung des Motors umgekehrt werden. Da eine Erhöhung des Erregerstroms über den Nennwert infolge der magnetischen Sättigung keine nennenswerte Verstärkung des magnetischen Feldes bringt, sondern die Erregerwicklung damit nur unzulässig stark erwärmt wird, ist diese Drehzahlstellmethode lediglich zur Drehzahlerhöhung geeignet. Das Verfahren ist ebenfalls wirtschaftlich. Der Stellbereich richtet sich nach der von  $n_{max}$  abhängigen Fliehkraftbeanspruchung bzw. nach dem Kommutierungsverhalten (Bürstenfeuer muss vermieden werden). Von Maschinen in Normalausführung wird ein Feldschwächfaktor  $f = 1,5$  bis  $2,5$  erreicht ( $n_{max} \approx 1,5 \dots 2,5 n_N$ ). Der vom Motor aufgenommene Strom steigt bei Feldschwächung mit dem Belastungsmoment gemäß Gl. (2.75) stärker als bei Nennerregung an. Die Ausnutzung des Kennlinienfeldes oberhalb der Normalkennlinie hängt, wie bereits erwähnt, vom Erwärmungszustand und der Kommutierungsgüte ab und wird vom Motorhersteller festgelegt.

Das Kennlinienfeld zeigt Abb. 22.

Da wegen der zulässigen Wicklungserwärmung im Anker über einen längeren Zeitraum nur Betrieb mit Nennstrom erlaubt ist, darf die Maschine im Feldschwächbetrieb nicht mehr mit **Nennmoment** belastet werden. Die innere Leistung  $P_i$  bleibt also konstant.

$$M_{zul} = \frac{c_{Masch} \cdot \Phi_{max}}{2\pi} \frac{I}{f} I_{AN} = \frac{I}{f} M_N \quad (2.85)$$

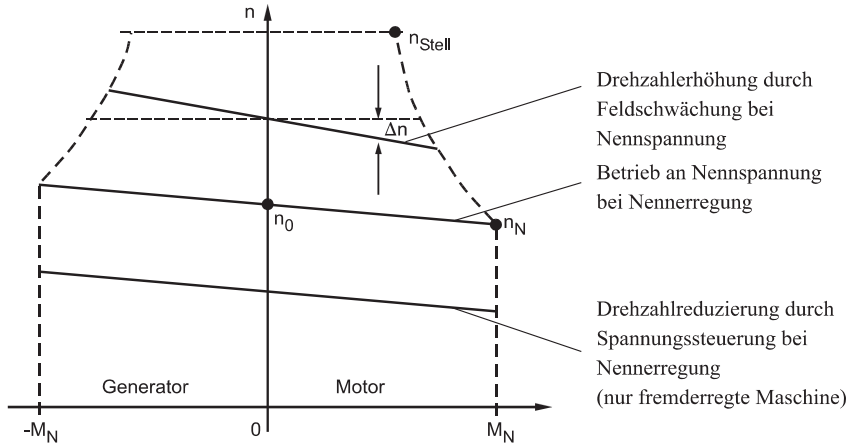


Abb. 22: Das Betriebsverhalten der Nebenschluss- und der fremderregten Maschine

• Erregerkreis

104 Drehzahl und Drehmoment von GSMN können über Ankerspannung bzw. -strom, den Erregerstrom und das Feld gesteuert werden. Die Feldwicklung hat im Vergleich zur Ankerwicklung eine wesentlich größere Induktivität  $L_E$  so dass eine schnelle Erregerstromänderung nicht erfolgen kann. Kennzeichnend dafür ist die Erregerzeitkonstante  $T_E = L_E / R_E$  (Abb. 23).

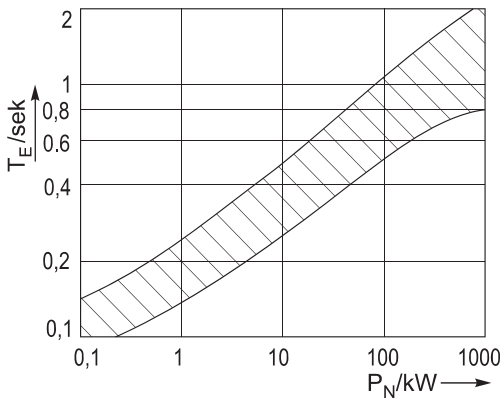


Abb. 23: Erregerzeitkonstanten von GSMN (Orientierungswerte)

Steuer- und Regelverfahren über das magnetische Feld sind deshalb nur in den Fällen einsetzbar, bei denen geringe Anforderungen an das dynamische Verhalten des Antriebs gestellt werden. Bei kurzzeitiger Überhöhung der Erregerspannung kann die Erregerstromänderung forciert werden. Dafür eignen sich Thyristor-/Transistor-Stromrichter.

105

Die Feldschwächung zur Drehzahlverstellung ist eine wirtschaftliche Lösung, da der Erregerstrom um ein Vielfaches kleiner ist als der Ankerstrom und seine Verstellung weniger Umrichteraufwand erfordert als die Ankerstromverstellung.

### 2.3.2.3 Reihenschlussmaschine

Ein Schaltbild der **Reihenschlussmaschine** ist in Abb. 24 dargestellt.

106

Man erkennt die Reihenschaltung der Erregerwicklung (D1-D2) und des Ankerkreises (A1-A2) mit der Wendepolwicklung (B1-B2). Aus den Grundgleichungen ergibt sich:

107

$$U_A = I_A (R_A + R_E) + c'_{Masch} \omega \Phi \quad (2.86)$$

Nach  $\omega$  aufgelöst folgt

$$\omega = \frac{U_A}{c'_{Masch} \Phi} - \frac{(R_A + R_E) M_i}{c'^2_{Masch} \Phi^2} \quad (2.87)$$

Diese Gleichung kann auf die normierte Form gebracht werden

$$n = n_o \left[ \sqrt{\frac{M_{i0}}{M_i}} - 1 \right] \quad (2.88)$$

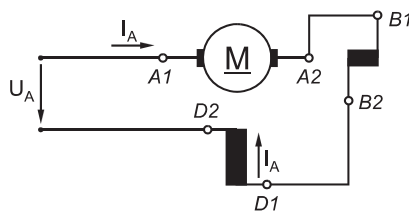


Abb. 24: Schaltbild einer Reihenschlussmaschine

wobei die Normierungsgrößen und die Parameter folgende Bedeutung haben:

$$M_{i0} = \frac{U_A^2}{(R_A + R_E)^2} \cdot \frac{N_E c_{Masch}}{R_{mE} 2\pi} = \frac{U_A^2}{(R_A + R_E) 2\pi n_o} \quad (2.89)$$

$$n_o = \frac{R_{mE} (R_A + R_E)}{c_{Masch} N_E}$$

$R_{mE}$  magnetischer Widerstand des Erregerkreises

$R_A$  Widerstand des Ankerkreises (einschließlich Wendepol- und Kompensationwicklung)

$R_E$  Widerstand der Erregerwicklung

$N_E$  Windungszahl der Erregerwicklung

Der Parameter  $M_{i0} = f(U_A, R_A)$  bestimmt die Nullstelle des inneren Momentes (Anlaufmoment  $M_{iA}$ )

$$M_{iA} = M_{i0} \text{ für } n = 0$$

- 108** Eine Beeinflussung von  $M_{i0}$  über  $R_A$  bzw. Vorwiderstände ist aufgrund der entstehenden **Zusatzverluste** nicht mehr zeitgemäß, da ein verlustarmer Weg über die Beeinflussung von  $U_A$  mittels Stromrichter (Gleichstromsteller vgl. Abs. 2.4) heute wirtschaftlich darstellbar ist (z. B. bei Bahnantrieben).

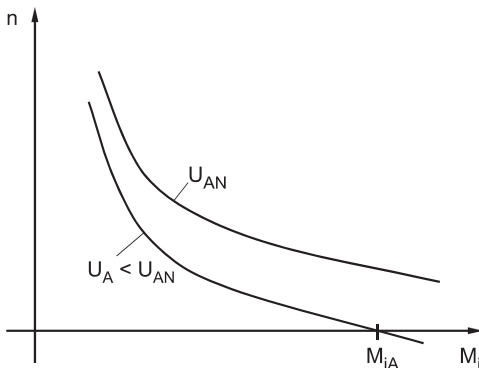


Abb. 25: Drehzahl-Drehmomentkennlinie mit  $U_A$  als Parameter (kein Vorwiderstand,  $R_V = 0$ )

Hinweis:

109

Der Reihenschlussmotor darf nicht völlig mechanisch entlastet werden; wegen des fehlenden Flusses geht sonst  $n \rightarrow \infty$ , d. h. der Motor würde mechanisch zerstört werden. Die Drehrichtungsumkehr ist nur durch Umpolen der Feld- oder Ankerwicklung möglich. Wegen der Reihenschaltung von Feld- und Ankerwicklung wirkt das Moment unabhängig von der Stromrichtung immer in die gleiche Richtung. Deshalb ist der Reihenschlussmotor auch mit Wechselspannung betreibbar. (Eisenteile müssen zur Verringerung der Wirbelstromverluste geblecht werden.) Der Einsatz als Wechselstrom-Bahnmotor oder bei kleiner Leistung als Universalmotor, d. h. Betrieb mit Gleich- oder Wechselspannung (Hausgeräte, Elektrowerkzeuge u. ä.), ist üblich.

**2.3.3 Einphasen-Transformatoren**

Transformatoren dienen zur Spannungsumformung von Wechselspannungen. Eine wesentliche Anwendung des Transformators findet sich in der Energietechnik. Um die Scheinleistung  $U \cdot I$  mit geringen Verlusten  $I^2 \cdot R$  über größere Entfernungen übertragen zu können, muss  $I$  möglichst klein, entsprechend  $U$  möglichst groß sein.

110

## • Spannungsebenen:

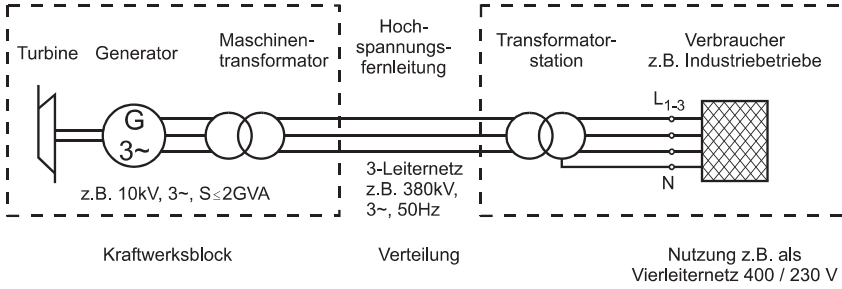
111

- Energieerzeugung mit Synchrongeneratoren mit Spannungen um 10 . . . 20 kV
- Energieübertragung in Hoch- und Höchstspannungsnetzen mit Spannungen zwischen 220 kV und 800 kV
- Energieverteilung in Mittel- und Niederspannungsnetzen zwischen 0,4 kV und 60 kV
- Energieeinspeisung für Stromrichterantriebe 0,4 . . . 30 kV

An den Schnittstellen der Spannungsebenen besorgen Transformatoren die Spannungsumformung, Abb. 26. Der **Wirkungsgrad** beträgt bis zu 99% und steigt mit der Transformatorgröße. Die Wirkungsweise des Transformators beruht auf dem Induktionsgesetz. (2. Maxwell'sche Gleichung) (Zählweise vgl. Abb. 26)

112

$$u_q = \frac{-d\Phi}{dt} = \frac{-d}{dt} \int \vec{B} d\vec{A} = \oint \vec{E} d\vec{s} \quad (2.90)$$



Schaltungsbeispiel Walzantrieb

- Vorteile von Drehstromnetzen
- Einsparung von drei Rückleitern (3-Leiternetz)
- Übertragung eines Drehfeldes (einfache Motoren)
- einfacher Anschluß von Einphasenlasten an zwei unterschiedliche Spannungen (4-Leiternetz)

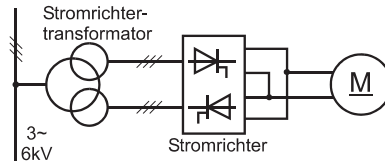


Abb. 26: Erzeugung, Verteilung und Anwendung elektrischer Energie, z. B. Walzantrieb

### 2.3.3.1 Grundmodell des Transformators

- 113 Die Anordnung nach Abb. 27 kann als Grundmodell des Transformators angesehen werden.
- 114 Der Strom  $i_1$  in Spule 1 (hier  $N_1 = N_2 = 1$ ) erzeugt einen magnetischen Fluss  $\Phi_{11}$  (mit der Windung der Spule 1 verkettet); der Strom  $i_2$  erzeugt einen magnetischen Fluss  $\Phi_{22}$ .

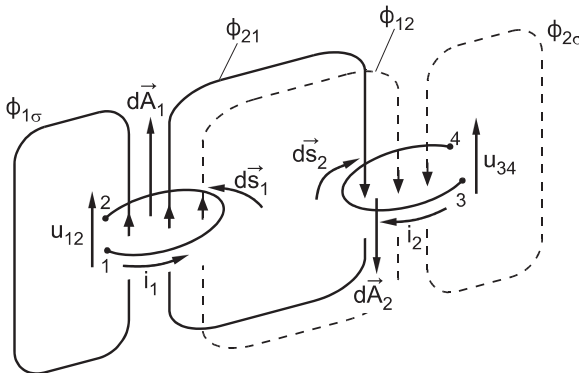


Abb. 27: Zwei magnetisch gekoppelte, stromdurchflossene Windungen



Die Anteile von  $\Phi_{11}$  sind:

- $\Phi_{21}$  ist mit den Windungen der Spule 2 verkettet (primärer Hauptfluss  $\Phi_{1b}$ )
- $\Phi_{1\sigma} = \Phi_{11} - \Phi_{21}$  ist der Differenzfluss (bzw. Streufluss)

Für die Flüsse in den einzelnen Spulen gilt:

**115**

Spule 1 ( $N_1 = 1$ )

$\Phi_{1\sigma}, \Phi_{21}$  durch  $i_1$  erzeugt;  $\Phi_{11} = \Phi_{1\sigma} + \Phi_{21}$      $\Phi_{1\sigma}$ : Streufluss

$\Phi_{12}$  durch  $i_2$  erzeugt;

Gesamtfluss  $\Phi_1 = \Phi_{11} + \Phi_{12}$      $\Phi_{12}$ : Verkettungsfluss

Spule 2 ( $N_2 = 1$ )

$\Phi_{2\sigma}, \Phi_{12}$  durch  $i_2$  erzeugt;  $\Phi_{22} = \Phi_{2\sigma} + \Phi_{12}$      $\Phi_{2\sigma}$ : Streufluss

$\Phi_{21}$  durch  $i_1$  erzeugt;

Gesamtfluss  $\Phi_2 = \Phi_{22} + \Phi_{21}$      $\Phi_{21}$ : Verkettungsfluss

Für die Spannungen gilt ( $N_1 \neq N_2 \neq 1$ ) im Allgemeinen (VZS nach Abb. 7):

**116**

$$u_{12} = N_1 \frac{d\Phi_1}{dt} = N_1 \frac{d\Phi_{11}}{dt} + N_1 \frac{d\Phi_{12}}{dt} = L_1 \frac{di_1}{dt} + M_{12} \frac{di_2}{dt} \quad (2.100)$$

$$u_{34} = N_2 \frac{d\Phi_2}{dt} = N_2 \frac{d\Phi_{22}}{dt} + N_2 \frac{d\Phi_{21}}{dt} = L_2 \frac{di_2}{dt} + M_{21} \frac{di_1}{dt} \quad (2.101)$$

Aufgrund einer Energiebetrachtung ergibt sich der wichtige Zusammenhang (hier ohne Ableitung):  $M_{12} = M_{21} = M$  (für isotrope Medien).

### 2.3.3.2 Ersatzschaltbild

Zur Erstellung des Ersatzschaltbildes ESB werden harmonische (sinusförmige) Strom- und Spannungsverläufe zugrunde gelegt

**117**

$$\left( \frac{d}{dt} \hat{=} j\omega \right).$$

Die Differentialgleichungen gehen dann in komplexe algebraische Gleichungen über.

**118**

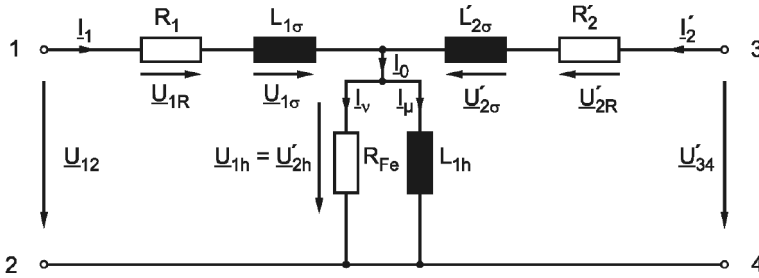


Abb. 28: Auf die Primärseite bezogenes, einphasiges ESB des Transformators (gilt im symmetrischen Betrieb auch für Dreiphasentransformatoren).

Abb. 28 zeigt das vollständige elektrische Ersatzschaltbild des Transformators. Im Ersatzschaltbild können die **Eisenverluste** durch einen ohmschen Widerstand  $R_{Fe}$  parallel zu  $L_{1h}$  nachgebildet werden. Er sollte aus Sicht des Energiemanagements möglichst groß sein (Trafos mit verringerten Leerlaufverlusten).

- 119 Damit das ESB die Realität richtig wiedergibt, muss der Sekundärstrom auf die Primärseite bezogen werden. Auf die Primärseite bezogene Größen werden durch einen Strich ' gekennzeichnet.

$$I_2' = \frac{N_2}{N_1} I_2 = \frac{1}{\dot{u}} I_2 \tag{2.102}$$

- 120 Da natürlich die umgesetzten Leistungen bei Berechnungen nach dem ESB den tatsächlichen Leistungen entsprechen müssen, müssen auch Spannungen und Widerstände der Sekundärseite auf die Primärseite bezogen werden ( $\dot{u}$  wird damit eliminiert).

$$\begin{aligned} U_{34}' &= \frac{N_1}{N_2} U_{34} = \dot{u} U_{34} \\ R_2' &= \dot{u}^2 R_2; \\ L_{2\sigma}' &= \dot{u}^2 L_{2\sigma} \end{aligned} \tag{2.103}$$

- 121 Die Spannungsgleichungen des Transformators nach Abb. 27 lauten für die primärseitige Masche

$$\underline{U}_{12} = \underline{U}_{1h} + \underline{U}_{1R} + \underline{U}_{1\sigma} = j L_{1h} \underline{I}_\mu + R_1 \underline{I}_1 + j L_{1\sigma} \underline{I}_1$$

und für die sekundärseitige Masche (Sekundärgrößen nicht auf die Primärseite bezogen)

$$\begin{aligned}\underline{U}_{-34} &= \underline{U}_{2h} + \underline{U}_{2R} + \underline{U}_{2\sigma} = j\omega N_2 \Phi_h + \underline{U}_{2R} + \underline{U}_{2\sigma} \\ &= \omega j \frac{N_2}{N_1} L_{1h} \underline{I}_\mu + R_2 \underline{I}_2 + j\omega L_{2\sigma} \underline{I}_2\end{aligned}$$

oder auf die Primärseite bezogen

$$\underline{U}'_{-34} = \underline{U}_{-34} \frac{N_1}{N_2} = j L_{1h} \underline{I}_\mu + R'_2 \underline{I}'_2 + j L'_{2\sigma} \underline{I}'_2. \quad (2.104)$$

Das Zeigerdiagramm (grafische Darstellung in der komplexen Ebene) hat folgende Form 122

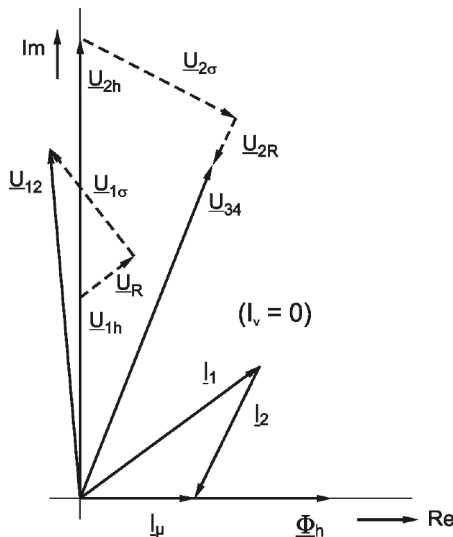


Abb. 29: Zeigerdiagramm des belasteten Transformators

Da  $\ddot{u}$  meist stark von 1 abweicht, wird das Zeigerdiagramm in Abb. 29 unhandlich. Damit Primärgrößen und Sekundärgrößen im gleichen Maßstab gezeichnet werden können, kann man alle Sekundärspannungen mit  $\ddot{u}$  multiplizieren. Entsprechend werden alle Sekundärströme mit  $1/\ddot{u}$  multipliziert. Die Leistung ändert sich durch diese Transformation nicht. (Transformationsgesetz für verlustlosen Trafo)

123

- 124 Neben dem Spannungsgleichgewicht (Maschenregeln) muss auch das „Stromgleichgewicht“ (Gl. 2.105, Durchflutungsgleichgewicht) gelten. (Knotenpunktregel d. h. magnetisches Gleichgewicht)
- 125 Bemerkungen zu Ersatzschaltbildern:
- Das Ersatzschaltbild ist eine Schaltung, die denselben Gleichungen gehorcht wie das Originalgebilde, das durch die Ersatzschaltung dargestellt wird, ohne dass im Einzelnen die gleichen physikalischen Vorgänge zugrundegelegt werden. Insbesondere sind die Ortskoordinaten der magnetischen und elektrischen Felder eliminiert.
- Ein Ersatzschaltbild kann auch Vereinfachungen gegenüber dem Originalgebilde enthalten – muss aber nicht!
- 126 Die Ersatzschaltung des Transformators ist ein typisches Beispiel:
1. Unterschiedliche physikalische Vorgänge:
    - $L_G$ : Konzentrierte Induktivität zur Darstellung der unvollkommenen magnetischen Kopplung
    - $R_{Fe}$ : Ohmscher Widerstand zur Darstellung von Hysterese- und Wirbelstromverlusten im Eisenkern
  2. Vereinfachungen:
    - nichtlinearer Zusammenhang von  $I_o$  und  $\Phi_b$  wird nicht berücksichtigt
    - Frequenz- und Induktionsabhängigkeit der **Eisenverluste** sind nicht berücksichtigt
    - galvanische Trennung von Primär- und Sekundärkreis wird aufgehoben
- 127 Solche Vereinfachungen schränken meist die Allgemeingültigkeit einer Ersatzschaltung ein.
- Hier: Gültigkeit nur für feste Werte für Frequenz und Induktion (Spannung). Klemmen 2 und 4 auf gleichem Potential! (galvanische Trennung aufgehoben).
- 128 Wichtig: Eine Ersatzschaltung ist eine analoge Abbildung der physikalischen Vorgänge des Originals. Deshalb sind im Allgemeinen unterschiedliche Ersatzschaltungen gleichen Inhalts möglich.

So gibt es auch unterschiedliche Ersatzschaltungen zur Darstellung der Transformatorgleichungen. Hier interessiert nur das energetische (**Wirkungsgrad**  $\rightarrow 1$ ) ESB. 129

Aus dem ESB Abb. 28 ist leicht zu erkennen, welche Bedingungen erfüllt sein müssen, damit die **Verluste** ( $V \rightarrow 0$ ) vernachlässigt werden können. (Trafowirkungsgrade liegen üblicherweise bei  $\eta > 0,9$ )

- 1)  $R_{Fe} \rightarrow \infty$  (**Leerlaufverluste**,  $I_2 = 0$ )
- 2)  $R_1, R_2' \rightarrow 0$  (**Kurzschlussverluste**,  $U_{34} = 0$ )

Um  $R_{Fe} \rightarrow \infty$  zu erfüllen, müssen die Wirbelströme durch Verwendung dünner Bleche im geblechten Eisenkern oder hochohmige Ferrite bzw. Keramiken und die **Ummagnetisierungsverluste** gering gehalten werden (Flächeninhalt der Hystereseschleife möglichst klein). 130

Die andere Forderung ( $R_1, R_2 \rightarrow 0$ ) kann durch genügend große Kupferquerschnitte mit geeigneter Leitergeometrie weitestgehend erfüllt werden. 131

### 2.3.3.3 Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad errechnet sich aus dem Verhältnis der an den Verbraucher abgegebenen Wirkleistung  $P_{ab}$  zu der aus dem Netz aufgenommenen Wirkleistung  $P_{zu}$  132

$$\eta = \frac{P_{ab}}{P_{zu}} \quad \text{oder} \quad \eta = \frac{P_{ab}}{P_{ab} + V_{ges}}$$

mit  $V_{ges}$  als Gesamtverlusten.

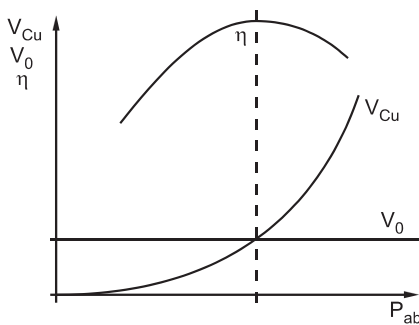


Abb. 30: Leerlauf- und Lastverluste

- 133 Die Eisenverluste werden durch den **Leerlaufversuch** ermittelt. Unter zulässiger Vernachlässigung des Spannungsabfalles an  $R_1$  und  $X_{1\sigma}$  liegt im ESB am Eisenverlustwiderstand die Spannung  $U_{12}$ . Die Eisenverluste  $V_0$  sind bei fest vorgegebener Netzspannung und -frequenz konstant.

$$V_0 = \frac{U_{12}^2}{R_{Fe}} \quad (2.106)$$

- 134 Die Wicklungsverluste  $V_{Cu}$  werden, unter zulässiger Vernachlässigung der Eisenverluste, durch den **Kurzschlussversuch** bestimmt. Beim Kurzschlussversuch wird die Klemmenspannung so eingestellt, dass der Kurzschlussstrom gleich dem Nennstrom ist.

$$P_K = I_K^2 R_K = I_K^2 (R_1 + R_2') \quad (2.107)$$

Durch den Kurzschlussversuch können  $R_1$  und  $R_2'$  bestimmt werden, aus denen wiederum die Wicklungsverluste  $V_{Cu}$  bei einem beliebigen Strom ermittelt werden können.

- 135 Sind die Wicklungsverluste  $V_{CuN}$  bei Nennstrom  $I_N$  bekannt, so lässt sich für die Verluste bei einem beliebigen Laststrom  $I$  schreiben:

$$V_{ges} = V_0 + V_{CuN} \left( \frac{I}{I_N} \right)^2 \quad (2.108)$$

Führt man noch den Lastfaktor  $a = \frac{I}{I_N}$  ein, ergibt sich für den **Wirkungsgrad** zu:

$$\eta = \frac{P_{ab}}{P_{ab} + V_{ges}} = a \frac{s_N \cos \varphi}{a s_N \cos \varphi + V_{CuN} a^2 + V_0} \quad (2.109)$$

$s_N$  = Nennscheinleistung,  $\cos \varphi$  = Leistungsfaktor

- 136 Der Wirkungsgrad erreicht sein Maximum beim Lastfaktor  $a = \sqrt{\frac{P_0}{P_K}}$  also dann, wenn die stromunabhängigen gleich den stromunabhängigen Verlusten sind. Je nach Einsatzfall und Verlustbewertung wird die Optimierung für jeden größeren Transformator individuell vorgenommen. Der mittlere Lastfaktor sollte vor der Trafoauswahl bekannt

sein, damit der Punkt des maximalen Wirkungsgrades ( $P_0 = a^2 P_K$ ) entsprechend gewählt werden kann.

### 2.3.3.4 Parallelschaltung von Transformatoren

Verbraucher können über parallel geschaltete Transformatoren gespeist werden. (Verbraucher kann z. B. auch ein Netz sein.) Dies kommt in der Praxis aus betrieblichen Gründen oft vor (z. B. Abschaltung bei Teillast, Redundanz etc.) Damit durch die Parallelschaltung keine Ausgleichströme fließen, die die übertragbare Leistung vermindern, und zusätzliche Verluste entstehen (Kreisströme), müssen folgende Bedingungen erfüllt sein: 137

1. Im Leerlauf gleiche Sekundärspannungen, d. h. gleiches Leerlaufübersetzungsverhältnis 138

$$\dot{u}^{(1)} = \dot{u}^{(2)} \quad (2.110)$$

2. Bei Belastung Stromverteilung entsprechend der Nennleistung beider Transformatoren

$$\frac{I_1^{(1)}}{I_{1N}^{(1)}} = \frac{I_1^{(2)}}{I_{1N}^{(2)}} \quad (2.111)$$

d. h. es sollte z. B. bei Transformatoren gleicher Nennleistung

$$\begin{aligned} R_K^{(1)} &= R_K^{(2)} \\ R_K^{(1)} &= R_1^{(1)} + R_2^{(1)} \\ R_K^{(2)} &= R_1^{(2)} + R_2^{(2)} \end{aligned} \quad (2.112), (2.113)$$

$$\begin{aligned} X_K^{(1)} &= X_K^{(2)} \\ X_K^{(1)} &= X_1^{(1)} + X_2^{(1)} \\ X_K^{(2)} &= X_{1\sigma}^{(2)} + X_2^{(2)} \end{aligned}$$

sein.

Abweichungen bis zu 10% sind zulässig, aber möglichst zu vermeiden, um zusätzliche Betriebskosten durch höhere Verluste einzusparen.

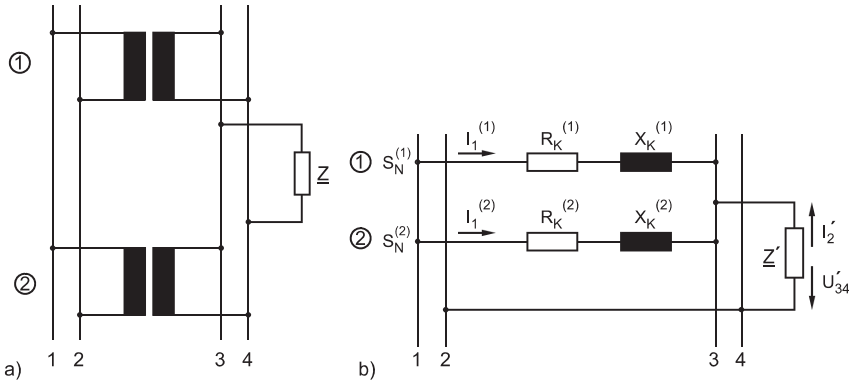


Abb. 31: Parallelschaltete Transformatoren, a) Schaltbild und b) Ersatzschaltbild (vereinfacht)

- 139 Stimmen die Nennleistungen nicht überein, müssen die relativen Kurzschlussspannungen (Typenschildangabe)

$$u_{KX}^{(1)} = \frac{I_N X_K}{U} \quad \text{und} \quad u_{KR} = \frac{I_N R_K}{U_N} \quad \text{verglichen werden.}$$

- 140 Es sollte gelten:

$$u_{KX}^{(1)} = u_{KX}^{(2)},$$

$$u_{KR}^{(1)} = u_{KR}^{(2)}$$

Da diese Werte nicht immer alle bekannt sind, kann ersatzweise auch auf folgende Gleichung zurückgegriffen werden

$$u_K^{(1)} = \sqrt{u_{KX}^{(1)2} + u_{KR}^{(1)2}} = u_K^{(2)} = \sqrt{u_{KX}^{(2)2} + u_{KR}^{(2)2}} \quad (2.114)$$

### 2.3.4 Dreiphasen-Transformatoren

- 141 Ein Dreiphasentransformator kann durch die Zusammenschaltung der Wicklungen von drei gleichen Einphasentransformatoren zu einem Dreiphasensystem realisiert werden. Wenn die Kerne der drei Einphasentransformatoren dabei unverändert bleiben, ergibt sich eine nur elektrisch verkettete Anordnung (Abb. 32a); das Wicklungssymbol gilt hier für Primärwicklung. (Sekundärwicklung nicht dargestellt, Leerlaufbetrieb).

- 142 Im symmetrischen Dreiphasenspannungssystem (und nur die werden hier betrachtet vgl. Abs. 2.1) sind die Strangspannungen dem Betrage



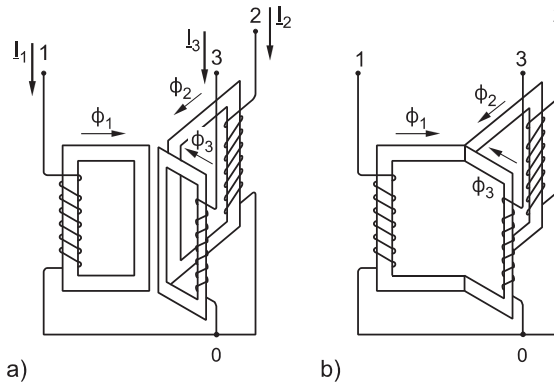


Abb. 32: Zusammenschaltung von drei Einphasentransformatoren

nach gleich. Aufgrund ihrer relativen Phasenlage ist ihre Summe Null. Die Flüsse sind den Strangspannungen proportional, also ist auch ihre Summe Null.

Wegen  $\Phi_1 + \Phi_2 + \Phi_3 = 0$  kann der gemeinsame Mittelschenkel entfallen, da dort ohnehin kein Fluss auftritt (Einsparung von Investitions- und Eisenverlustkosten). Dadurch erhält man eine elektrisch und magnetisch verkettete Anordnung (Abb. 32b). Der Aufbau heißt „Tempeltransformator“. Konstruktiv einfacher ist der „Kerntransformator“, bei dem die drei Schenkel in eine Ebene verlegt sind. Da der mittlere Schenkel einen kürzeren magnetischen Weg hat als die beiden äußeren, fließen unterschiedliche Magnetisierungsströme. Dieser Effekt wird zunächst vernachlässigt. Tempeltransformatoren haben heute keine praktische Bedeutung mehr, weil ihre Fertigung zu teuer ist.

143

### 2.3.4.1 Allgemeine Grundregeln für den Betrieb

Beim elektrisch und magnetisch verketteten Dreiphasen- bzw. Drehstromtransformator werden elektrisches und magnetisches Gleichgewicht erzwungen.

144

Elektrisches Gleichgewicht bedeutet:

145

- Die in den einzelnen Wicklungen induzierten Spannungen werden vom speisenden Netz vorgegeben und halten diesem damit das Gleichgewicht.
- Je nach der Schaltung des Transformators wird ein Gleichgewicht der speisenden Ströme erzwungen, z. B. ist in einer Sternschaltung

ohne Sternpunktleiter die Summe der Leiterströme = Null (einschließlich eines evtl. vorhandenen Sternpunktleiterstromes).

**146** Magnetisches Gleichgewicht bedeutet:

- Es besteht ein Zwangszustand für die Hauptflüsse, der durch die Konzeption des Transformator-kerns zwingend vorgeschrieben ist. Dementsprechend müssen auch die Durchflutungen im Gleichgewicht sein.

**147** Aufgrund des elektrischen und magnetischen Gleichgewichts gelten die folgende Regeln:

1. Ist die Primärwicklung im Stern geschaltet, so ist die Summe der Leiterströme gleich Null (ohne Sternpunktleiter).

$$\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3 = 0 \qquad \sum \underline{I} = 0 \qquad (2.115)$$

Die Summe der Außenleiterspannungen ist gleich Null.

$$\underline{U}_1 + \underline{U}_2 + \underline{U}_3 = 0 \qquad \sum \underline{U} = 0 \qquad (2.116)$$

(Durch speisendes Netz erzwungenes Gleichgewicht.)

Im Sonderfall mit Sternpunktleiter ist die Summe der Sternspannungen  $\underline{U}_{St}$  ebenfalls Null.

$$\underline{U}_{1N} + \underline{U}_{2N} + \underline{U}_{3N} = 0 \qquad \sum \underline{U}_{St} = 0 \qquad (2.117)$$

2. Bei Dreieckschaltung der Primärwicklungen ist die Summe aller Leiterspannungen gleich Null.

$$\underline{U}_{12} + \underline{U}_{23} + \underline{U}_{31} = 0 \qquad \sum \underline{U}_L = 0 \qquad (2.118)$$

(Durch speisendes Netz erzwungenes Gleichgewicht.)

3. Beim Kern- oder Tempeltransformator ist die Summe der Hauptflüsse gleich Null.

$$\underline{\Phi}_1 + \underline{\Phi}_2 + \underline{\Phi}_3 = 0 \qquad \sum \underline{\Phi} = 0 \qquad (2.119)$$

(Durch Bauart des Kerns erzwungenes Gleichgewicht)

4. Die Summe der auf jedem Schenkel durch die Belastungsströme erzeugten Durchflutungen ist entweder Null oder gleich einer auf allen Schenkeln gleichen resultierenden Durchflutung  $\Theta_r$ . Eine Dreieckwicklung lässt eine resultierende Durchflutung nicht zu. **150**

Aus Regel 4 ergibt sich:

**151**

5. Die Summe der in jedem Kernfenster von den Belastungsströmen erzeugten Durchflutung ist Null.

$$\sum \underline{\Theta} = 0 \quad (2.120)$$

Dieser Zusammenhang kann auch folgendermaßen erklärt werden: Durch die vorgegebenen Spannungen der Primärwicklungen ist der magnetische Fluss und damit die magnetische Induktion  $B$  in jedem Schenkel begrenzt. **152**

$$u = N_1 \frac{d\Phi_h}{dt} = N_1 L_n i_\mu \quad (2.121)$$

Da für Eisen in erster Näherung gilt  $\mu_r \rightarrow \infty$ , ( $L_b \rightarrow \infty$ ,  $i_\mu \rightarrow 0$ ), gilt **153**

$$H_{Fe} = \frac{B}{\mu_0 \mu_r} = 0 \quad (2.122)$$

Mit  $\vec{H}_{Fe} = 0$  in jedem Schenkel gilt auch für einen geschlossenen Umlauf im Eisenweg (Kernfenster, vgl. Abb. 34, Fensterumlauf)

$$\oint H_{Fe} ds = \Theta = 0 \quad (\text{Durchflutungsgesetz}) \quad (2.123)$$

### 2.3.4.2 Belastung des Drehstromtransformators

1. Symmetrische Belastung (Abs. 2.1)

**154**

Bei symmetrischer Belastung, und diese ist aus Verlustminimierungsgründen immer anzustreben, ist, vom Magnetisierungsstrom abgesehen, die Art des magnetischen Rückschlusses ohne Einfluss.

Das Verhalten des symmetrisch belasteten Drehstromtransformators kann durch das einphasige Ersatzschaltbild (Abs. 2.3.3, Abb. 29) hinreichend beschrieben werden. **155**

Auf diese Weise kann z. B. der in jeder Phase auftretende Längsspannungsabfall bei Belastung mit der vereinfachten Ersatzschaltung ( $R_K$ ,  $X_K$ ) berechnet werden (Abb. 32).

156 2. Unsymmetrische Belastung

Bevor an einem Beispiel die unsymmetrische Belastung betrachtet wird, sollen zunächst Schaltungen und Darstellungen erläutert werden:








Schaltung		Symbol
Oberspannungswicklung: (Primärwicklung)	Stern -----	
	Stern mit Sternpunktleiter -----	
	Dreieck (Dreileiternetz) -----	
Unterspannungswicklung: (Sekundärwicklung)	Stern -----	
	Stern mit Sternpunktleiter -----	
	Dreieck -----	
	Zickzack (nur mit Sternpunktschaltung) -----	

Abb. 33: Erläuterung von Schaltungssymbolen

Klemmenbezeichnungen (siehe Abb. 34 und Abb. 35):  
nach DIN 42500

157 Unsymmetrische Belastungsfälle

Im folgenden Beispiel wird die unter- und oberspannungsseite Stromverteilung unter Berücksichtigung des elektrischen und magnetischen Gleichgewichts bestimmt. Mit der Voraussetzung  $N_1 = N_2$  können ohne Einschränkung der Allgemeinheit statt der Durchflutung gleich die Ströme eingetragen werden.

Es wird eine Schaltung „Stern – Stern mit Sternpunktleiter“ ( $\Upsilon \Upsilon$ ) und einphasige Last zugrunde gelegt!

Oberspannung: Großbuchstaben  
 $U_1, V_1, W_1, U_2, V_2, W_2, N$  (früher  $M_p$ )

Unterspannung: Kleinbuchstaben  
 $u_1, v_1, w_1, v_2, w_2, n$  (früher  $m_p$ )

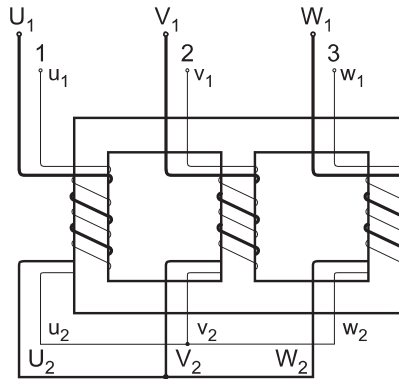


Abb. 34: Wicklungsanordnung der Stern-Stern-Schaltung

Durchflutungsgleichgewicht:  $\Theta_u + \Theta_2 - \Theta_1 - \Theta_v = 0$

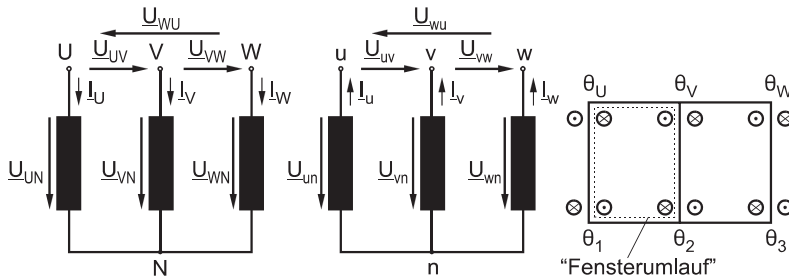


Abb. 35: Schaltbild der Stern-Stern-Schaltung

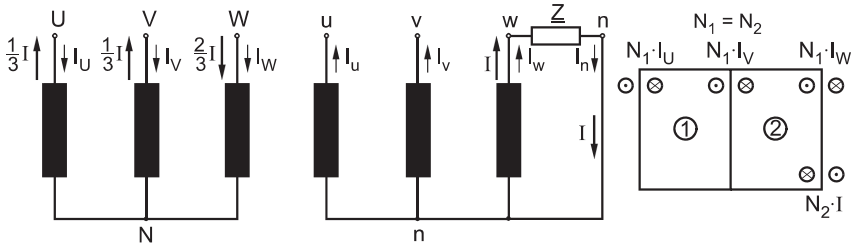


Abb. 36: Schaltbild für die unsymmetrische Belastung

- 158 1. Elektrisches Gleichgewicht der Sekundärseite

$$\underline{I} = \frac{\underline{U}_{wn}}{\underline{Z}} \quad (2.124)$$

$$\underline{I}_u = 0 \quad \underline{I}_v = 0 \quad \underline{I}_w = \underline{I} \quad (2.125)$$

- 159 2. Magnetisches Gleichgewicht ( $N_1 = N_2$ )

Fenster 1

$$-\underline{I}_U + \underline{I}_V = 0 \rightarrow \underline{I}_U = \underline{I}_V \quad (2.126)$$

Fenster 2

$$-\underline{I}_V + \underline{I}_W - \underline{I} = 0 \quad \underline{I} = \underline{I}_W - \underline{I}_V \quad (2.127)$$

- 160 3. Elektrisches Gleichgewicht auf der Primärseite:

Aus den Fenstergleichungen 1, 2 ergibt sich dann:

$$\underline{I}_U = -\frac{1}{3}\underline{I} \quad (2.128)$$

$$\underline{I}_V = -\frac{1}{3}\underline{I}$$

$$\underline{I}_W = +\frac{2}{3}\underline{I},$$

$$\underline{I} = \underline{I}_n$$

- 161 Konsequenzen dieser Lösung:

Auf jedem Schenkel verbleibt eine resultierende Durchflutung von  $1/3 N_2 I$ . Diese in allen 3 Schenkeln nach Betrag und Phase gleiche Durchflutung erzeugt Flüsse, die sich allerdings im Eisenkern nicht schließen können (magnetische Sternschaltung). Die Flüsse schließen sich über die Luft bzw. Konstruktionsteile (z. B. Transformator-kessel). Wegen des hohen magnetischen Widerstandes dieses Flussweges bleiben diese Flüsse klein.

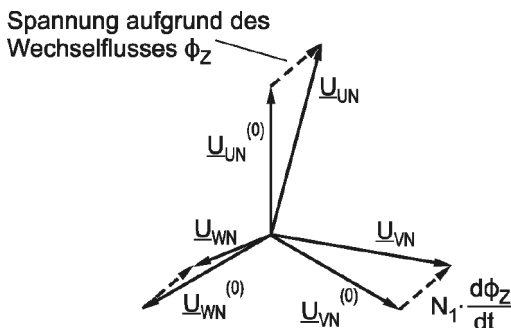


Abb. 37: Spannungen der Primärwicklungen bei Luftfluss (Wechselfluss  $\Phi_z$ )

Auswirkungen dieses Luftflusses:

162

- In den vom Fluss durchsetzten metallischen Konstruktionsteilen entstehen Hysterese- und Wirbelstromverluste  $\rightarrow$  *Zusatzverluste*, d. h. höhere Betriebskosten und Erwärmung
- In den Wicklungen entstehen durch diese zusätzlichen Flüsse zusätzliche Spannungen, die in allen 3 Strängen gleiche Phasenlage haben (abhängig von der Phasenlage des einphasigen Belastungsstromes  $\underline{I}$ ). Diese Spannungsänderung bewirkt nun auch eine Änderung des Stromes  $\underline{I}$  (Abb. 37). Das Ausgangsspannungssystem wird unsymmetrisch.

Durch die Nullpunktbelastung entstehen **Zusatzverluste** und Spannungsverlagerung, was wieder Rückwirkungen auf andere angeschlossene Verbraucher hat. Üblicherweise wird deshalb der Strom des Nullpunktleiters (Unsymmetrie) auf 10% des Nennstromes begrenzt.

163

Ist die Unsymmetrie größer, muss wie im Folgenden gezeigt eine andere **Schaltgruppe** (z. B. Dreieck- oder Stern mit Sternpunktleiter-Schaltung) verwendet werden.

Die Last  $\underline{Z}$  wird wieder zwischen Aussenleiter und Sternpunktleiter angeschlossen (Abb. 38).

1. Elektrisches Gleichgewicht der Sekundärseite

164

$$\underline{I}_u = 0 \quad \underline{I}_v = 0 \quad \underline{I}_w = \frac{U_{wn}}{\underline{Z}} = \underline{I} \quad \underline{I}_0 = I \quad (2.129)$$

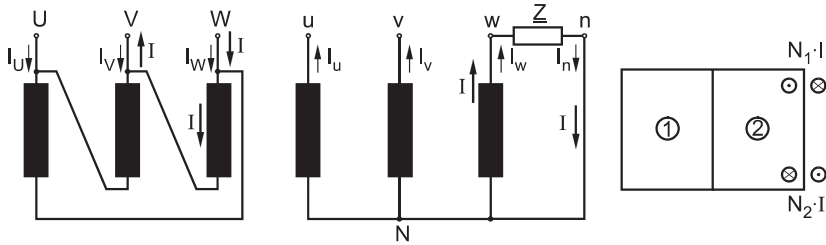


Abb. 38: Schaltbild zur unsymmetrischen Belastung bei Dreieck-Sternschaltungen

## 2. Magnetisches Gleichgewicht ( $N_1 = N_2$ )

$$\underline{I}_w = \underline{I} \quad \underline{I}_v = -\underline{I} \quad \underline{I}_u = 0 \quad (2.130)$$

- 165** Die Dreieckwicklung gestattet volle Nullpunktsbelastbarkeit auf der Sekundärseite. Diesen Vorzug der Dreieckschaltung kann man auch nutzen, wenn bei einem Transformator eine zusätzliche kurzgeschlossene Dreieckwicklung als so genannte Ausgleichswicklung z. B. zur Reduktion von Oberschwingungen benutzt wird [9].

### 2.3.4.3 Schaltgruppen von Drehstromtransformatoren

- 166** Durch die Möglichkeit, die einzelnen Wicklungsstränge unterschiedlich zu verbinden, ergibt sich eine Vielzahl verschiedener Drehstromtransformatoren, die durch die „**Schaltgruppe**“ (VDE 0532) gekennzeichnet sind. Hierbei gibt es Symbole für die Schaltung von Primär- (Großbuchstaben) und Sekundärwicklung (Kleinbuchstaben) sowie eine zusätzliche Ziffer, die die relative Lage der Zeiger von primärer und sekundärer Aussenleiterspannung angibt, und zwar als Vielfaches von  $30^\circ$ .

Beispiele von bevorzugten Schaltgruppen:

Y y 0: Stern – Stern, Phasenverschiebung  $0 \cdot 30^\circ = 0^\circ$

D y 5: Dreieck – Stern, Phasenverschiebung  $5 \cdot 30^\circ = 150^\circ$

Bei der Parallelschaltung von Drehstromtransformatoren müssen zusätzlich zu den Bedingungen für Einphasentransformatoren (Abs. 2.3.3.4) auch noch die Schaltgruppen übereinstimmen [9].



### 2.3.5 Asynchron-Schleifringläufer-(ASML) und -Kurzschlussläufer (ASMK)-Maschinen

**Asynchronmaschinen** mit Schleifringläufer (ASML) werden für Antriebe eingesetzt, die unter robusten Betriebsbedingungen gute Anlaufeigenschaften und im Bremsbetrieb hohe Bremsmomente aufweisen müssen. Hauptsächlich arbeiten sie dabei mit etwa gleich bleibenden Drehzahlen. Unter Energiemanagementgesichtspunkten sollte ein Dauerbetrieb mit eingeschalteten, d. h. nicht kurzgeschlossenen, Anlasswiderständen jedoch wegen der entstehenden hohen Verluste unbedingt vermieden werden. **167**

Mit leistungselektronischen Stellgliedern im Läuferkreis lassen sich heute vorteilhafte verlustarme Schaltungen für kleine bis mittlere Drehzahlstellbereiche ( $0,3n_N \leq n \leq 1,3n_N$ ) verwirklichen. Für größere Leistungen können mit ASML so genannte untersynchrone ( $n < n_N$ ) oder übersynchrone ( $n > n_N$ ) **Stromrichter**kaskaden aufgebaut werden. **168**

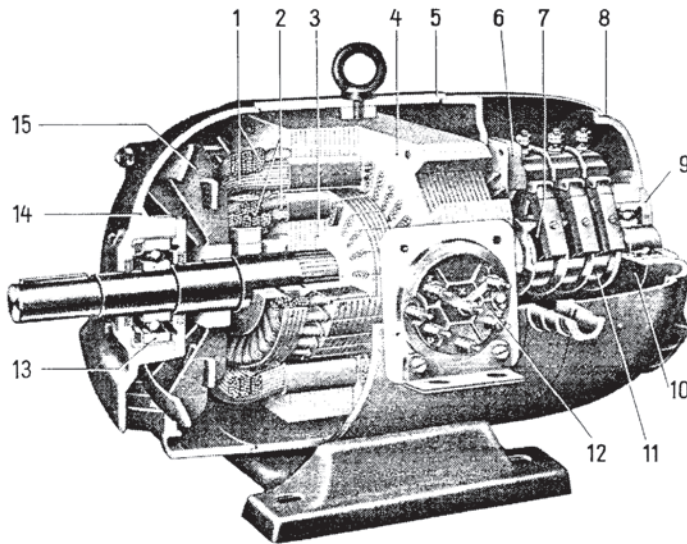
**Asynchronmaschinen** mit Schleifringläufern werden als Grundreihen ab ca. 1 kW bis zu Leistungen von 20 MW für universelle Einsatzgebiete mit synchronen Drehzahlen von 500, 600, 750, 1000 und 1500 U/min ausgeführt. Als Sonderausführung für Kranmotoren, Windkonverter-Generatoren und Hüttenantriebe werden sie bis zu mehreren MW gebaut. Drehstrommotoren für Niederspannung (400V, und 660V) sind bis etwa 600 kW, und solche für Hochspannung (6 und 10 kV) ab etwa 200 kW verfügbar. **169**

Die Kosten der Grundaufbauung von ASML liegen bei etwa dem 1,3-fachen gegenüber den Asynchronmaschinen mit Kurzschlussläufern (ASMK) (Abs. 2.3.6). ASMK bilden daher heute das Grundelement zur kostengünstigen Umwandlung elektrischer Energie in mechanische Energie. ASML werden nur noch da angewendet, wo der Stellenwert von Energie- und Wartungskosten gegenüber einer komplizierten Technik zurückfällt. Das an sich gute Betriebsverhalten der ASML kann mit der ASMK nur erreicht werden, wenn eine Frequenzumrichterspeisung vorgesehen wird. Die erhöht zwar die Investitionskosten, spart aber bei Drehzahlvariation Betriebskosten wegen des erheblich höheren Wirkungsgrades. Außerdem unterscheidet sich die Technologie von Frequenzumrichtern vollständig von der elektrischer Maschinen (Abs 2.4) **170**

- 171 Während letztere im Wesentlichen aus Kupfer und Eisen gefertigt werden, stehen bei Frequenzumrichtern Mikro- und Leistungselektronikkomponenten im Vordergrund. Sie erfordern eine vollständig andere Infrastruktur im Wartungsbereich, sodass in Ländern, in denen diese nicht ausreichend gegeben ist, traditionelle elektromechanische Antriebslösungen auch bei Neuanlagen noch in Frage kommen. Durch die immer noch fortschreitende Entwicklung in der Leistungselektronik, die im Wesentlichen derzeit auf Kostenreduktion (d. h. integrierte Bauweisen) und automatisierte Handhabung der Geräte gerichtet ist, wird die ASMK mit Frequenzumrichter- bzw. Stromrichterspeisung den ASML mit Zusatz-Läuferwiderständen in Zukunft mehr und mehr verdrängen. In den folgenden Abschnitten wird deshalb die ASMK zusammen mit der ASML behandelt, ohne die theoretisch geringen Unterschiede zu übergehen. Praktisch gesehen entstehen die ca. 30% Mehrkosten durch eine zweite Wicklung mit Isolation auf dem Läufer, dem Schleifringapparat (vgl. Abb. 39) und der komplizierten Läuferform (keine Spritzgussfertigung der Läuferwicklung möglich).

### 2.3.5.1 Aufbau und Wirkungsweise

- 172 Wie beim Transformator dienen auch bei der ASML die aktiven Teile (die Wicklungen) zur Erzeugung und die Eisenpakete (Joche) zur Führung magnetischer Felder.
- 173 Der Eisenkern von Asynchronmaschinen besteht im Allgemeinen aus einem zylinderförmigen Ständer (Abb. 39) (ruhender Teil), der einen zylinderförmigen Läufer (rotierender Teil) konzentrisch umgibt. Beide sind durch den ringförmigen Luftspalt getrennt. Ständer- und Läuferisen sowie der Luftspalt werden von Magnetfeldern durchsetzt. Die Eisenteile sind zur Reduzierung der Wirbelstromverluste geblecht.
- 174 Kennzeichnend für die Asynchronmaschine ist, dass Ständer und Läufer je eine Drehstromwicklung, d. h. je drei räumlich um  $120^\circ$  gegeneinander versetzte Wicklungen tragen, die entsprechend von je drei zeitlich um  $120^\circ$  gegeneinander phasenverschobenen Strömen durchflossen werden.



- |                      |                        |                             |
|----------------------|------------------------|-----------------------------|
| 1 Ständerentwicklung | 6 Bürstenbrücke        | 11 Schleifring              |
| 2 Läuferentwicklung  | 7 Kohlenbürste         | 12 Klemmbrett               |
| 3 Läuferblechpaket   | 8 Lagerschild          | 13 Wälzlager                |
| 4 Ständerblechpaket  | 9 Äußerer Lagerdeckel  | 14 Lagerschild Antriebseite |
| 5 Gehäuse            | 10 Innerer Lagerdeckel | 15 Lüfter                   |

Abb. 39: Darstellung einer Asynchron-Schleifringläufer-Maschine (ASML)  
Die Komponenten 6,7,11 entfallen bei der ASMK

Wirkungsweise:

175

Eine über den Ständerumfang verteilte Dreiphasenwicklung erzeugt ein Drehfeld, d. h. eine entlang des Kreisumfanges räumlich sinusförmig verteilte Induktion  $\underline{B}$  (Abb. 40), die mit konstanter Drehfeld-drehzahl  $n_d$  umläuft. Dieses Feld durchsetzt Luftspalt und Läuferwicklung.

Die zeitliche Flussänderung ( $\dot{\Phi} = \dot{B}\dot{A}$ ) induziert im zunächst stillstehenden Läufer eine Spannung. Die Läuferwicklung ist über Schleifringe an Läuferzusatzwiderstände (Abb. 41) angeschlossen oder kurzgeschlossen (ASMK).

176

Im Läufer fließt daher ein Strom, der mit dem Ständerfeld ein **Drehmoment** bildet. Der Läufer dreht sich in Richtung des Ständerfeldes.

177

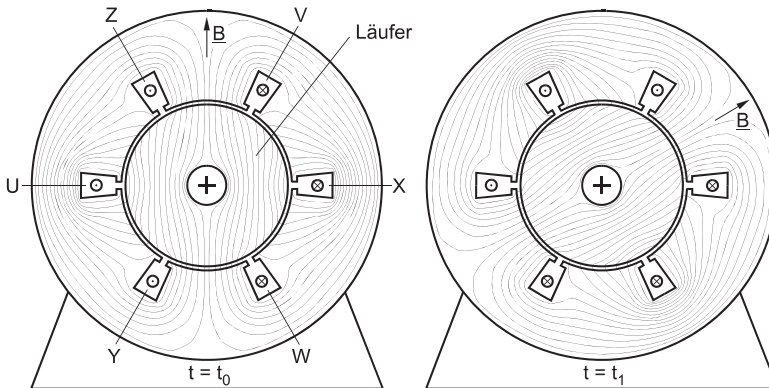


Bild 40: Feldbild der Induktion  $\underline{B}$  bei Drehfelderregung (vereinfachte Darstellung) (Quelle: Eckhard, Grundzüge der elektrischen Maschinen)

Würde der Läufer die gleiche Winkelgeschwindigkeit wie das Ständerdrehfeld annehmen, d. h. synchron mit dem Drehfeld umlaufen, so bliebe der mit der Läuferwicklung verkettete Fluss zeitlich konstant. Induzierte Spannung, Läuferstrom und Drehmoment wären damit Null. Durch mechanische Belastung des Läufers – wenigstens Reibungsverluste – wird der Läufer auf eine solche Geschwindigkeit abgebremst, dass die Relativgeschwindigkeit zwischen Drehfeld und Läufer gerade ausreicht, um über die induzierte Spannung und den Läuferstrom ein Drehmoment zu erzeugen, das der mechanischen Belastung des Läufers das Gleichgewicht hält.

- 178 Diese Relativgeschwindigkeit zwischen Drehfeld und Läufer ist das wesentliche Kennzeichen des Asynchronmotors. Drehfeld und Läufer rotieren asynchron. Die Differenz zwischen Drehfeld- ( $n_d$ ) und Läuferdrehzahl ( $n$ ) bezogen auf die Drehfelddrehzahl heißt **Schlupf**

$$s = \frac{n_d - n}{n_d} \quad (s = 0 \text{ Synchronismus, } s = 1 \text{ Stillstand}).$$

- 179 Betrachtet man das im Ständer umlaufende Drehfeld nicht wie bisher von außen, sondern von einem Standort auf der Oberfläche des Läufers, so können sich für diesen Beobachter folgende Situationen ergeben:

- Drehfeldraumzeiger ( $\underline{B}$ ) rotiert mit Drehfeldzahl  $n_{rel} = n_d \rightarrow$  Läufer steht still  $n = 0, s = 1$ .

- Drehfeldraumzeiger erscheint mit  $n_{rel} < n_d$  rotierend (untersynchron)  $\rightarrow$  Läufer bewegt sich in Drehfeldrichtung  $n > 0, 0 < s < 1$ .
- Drehfeldraumzeiger erscheint stillstehend  $n_{rel} = 0$  (synchron)  $\rightarrow$  Läufer bewegt sich in Drehfeldrichtung mit  $n = n_d, s = 0$ .
- Drehfeldraumzeiger erscheint entgegen der Drehfeldrichtung rotierend (übersynchron)  $\rightarrow$  Läufer bewegt sich in Drehfeldrichtung mit  $n > n_d, s < 0$ .
- Drehfeldraumzeiger erscheint mit höherer Drehzahl als Drehfeld-drehzahl zu rotieren  $n_{rel} > n_d \rightarrow$  Läufer dreht entgegen der Drehfeldrichtung  $s > 0$ .

### 2.3.5.2 Ersatzschaltbild

In Anlehnung an das Transformatorersatzschaltbild (Bild 29) soll hier ein auf die Ständerseite (Primärseite) bezogenes Ersatzschaltbild erläutert werden. 180

Die Abb. 40 zeigt eine Prinzipskizze einer ASML ( $U_s$  Ständerspannung,  $f_s$  Ständerfrequenz,  $U_L$  Läufer Spannung,  $f_L$  Läuferfrequenz mit  $f_L = sf_s$ ).

Wird die Ständerwicklung einer ASML mit festgebremstem Läufer an ein dreiphasiges Spannungssystem mit der Frequenz  $f_s$  angeschlossen, so erregt die symmetrische Drehstromwicklung ein mit der synchronen Drehzahl  $n_d = f_s / p$  umlaufendes Drehfeld ( $p$  Polpaar- 181

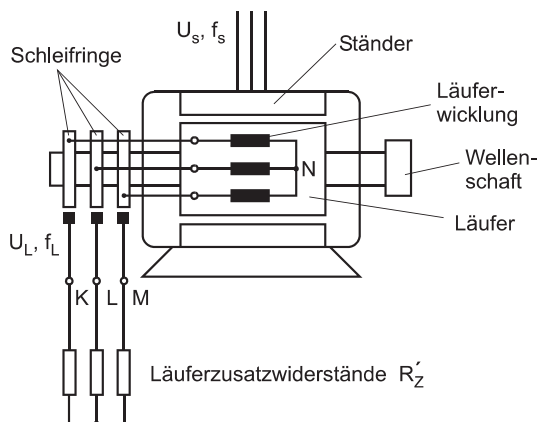


Abb. 41: Schema einer Asynchron-Schleifringläufer-Maschine (ASML)

zahl). Dieses induziert auf Grund seiner Relativbewegung gegenüber dem Läufer in jedem Strang der Läuferwicklung die Spannung  $U_L$ , die man bei stillstehendem Läufer als Läuferstillstandsspannung  $U_{L0}$  bezeichnet.

- 182 Sie kann bei offener Wicklung (Läufer stromlos) an den Schleifringen gemessen werden. Die induzierten Spannungen der drei Läuferstränge haben den gleichen Effektivwert und sind zeitlich um  $120^\circ$  verschoben. Das Übersetzungsverhältnis  $U_s / U_L$  ergibt sich aus dem Windungszahlenverhältnis ( $\ddot{u} = N_s / N_L$ ), die Phasenlage zwischen  $\underline{U}_s$  und  $\underline{U}_L$  aus dem Winkel der Wicklungsachse der Ständerwicklung Strang  $\underline{U}_s$  und der Wicklungsachse der Läuferwicklung Strang  $\underline{U}_L$ .
- 183 Bei einer Verdrehung des festgebremsten Läufers ändert sich der Betrag der Läuferspannung nicht, wohl aber ihre Phasenlage gegenüber der Netzspannung, da die Wicklungsachsen der Rotorwicklungen gegenüber denen des Ständers verdreht sind (Drehtransformatorbetrieb).

In diesem Fall gilt im symmetrischen Fall für einen Strang im Prinzip das Ersatzschaltbild des Transformators (Abb. 28) mit dem kleinen Unterschied, dass der Phasenwinkel zwischen der Ständer- und Läuferspannung ( $U_s, U_L'$ , Abb. 41) über den drehbaren Läufer einstellbar ist.

2.3.5.3 Läuferspannung

- 184 Im Gegensatz zum Transformator kann sich also die „Sekundärwicklung“ auf dem Läufer gegenüber der „Primärwicklung“ des Ständers drehen. Die Erfahrung zeigt, dass sich die Spannung  $U_L'$  mit steigen-

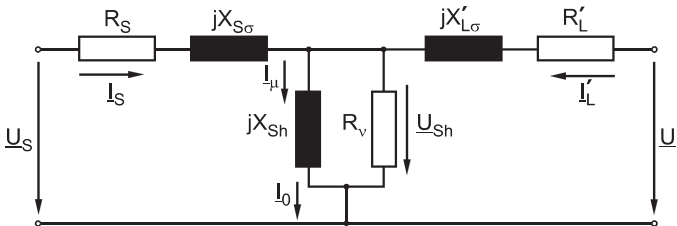


Abb. 42: Ersatzschaltbild der ASML;  $R_v$  = Eisenverluste,  $I_0$  = Leerlaufstrom,  $U'_L$  = Läuferspannung (die Läufergrößen wurden auf die Ständerseite umgerechnet, „Strichgrößen“)

der Läuferdrehzahl  $n$  entsprechend der Abnahme des Schlupfes linear ändert (Induktionsgesetz Gl. (2.90).

$$U'_{L} = \frac{n_{rel}}{n_d} U'_{L0} = \frac{n_d - n}{n_d} U'_{L0} = s U'_{L0} \quad (2.131)$$

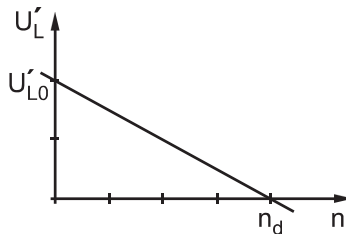


Abb. 43: 42 Ständerbezogene Läufer Spannung als Funktion der Drehzahl

Die Läuferfrequenz beträgt bei

185

- Stillstand:  $f_L = f_S$  ( $s = 1$ )
- Synchronismus:  $f_L = 0$  ( $s = 0$ ) (Es wird keine Spannung mehr induziert)  
 $n = n_d$

$$f_L = \frac{n_{rel}}{n_d} f_S = \frac{n_d - n}{n_d} f_S = s f_S \quad (2.132)$$

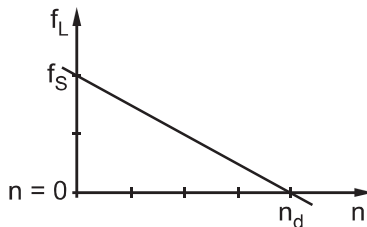


Abb. 44: Läuferfrequenz als Funktion der Drehzahl

### 2.3.5.4 Berechnung des Läuferstromes

Der Läuferstrom  $I'_L$  kann mit Hilfe der Läufer Spannung  $U'_L = f(s)$  (Gl. 2.131) berechnet werden, sofern der Läuferstromkreis durch Anschluss des Widerstandes  $R' = R'_L + R'_Z$  geschlossen wird:

186

$$\begin{aligned}
 I'_L &= \frac{sU'_{L0}}{\sqrt{(R'_L + R'_Z)^2 + (\omega_L L'_{L\sigma})^2}} & (2.133) \\
 &= \frac{U'_{L0}}{\sqrt{\frac{(R'_L + R'_Z)^2}{s} + X'^2_L}} = \frac{U'_{L0}}{\sqrt{\frac{R'^2}{s} + X'^2_L}}
 \end{aligned}$$

187 Die Umformung der Gleichung (2.133) zeigt, dass man im Läuferkreis die induzierte Spannung gleich der Läuferleerlaufspannung setzen kann, wenn man den schlupfabhängigen Widerstand  $R/s'$  einführt. Vom fiktiven schlupfabhängigen Widerstand  $R'_L/s$  ( $R'_L = 0$ ) kann der reale Widerstand  $R'_L$  abgespalten werden.

$$\frac{R'}{s} = \frac{R'}{s} + R' - \frac{s}{s} R' = R' + R' \cdot \frac{1-s}{s} \tag{2.134}$$

188 Die Läuferwiderstandsaufteilung nach Gleichung (2.134) führt zu folgendem Ersatzschaltbild

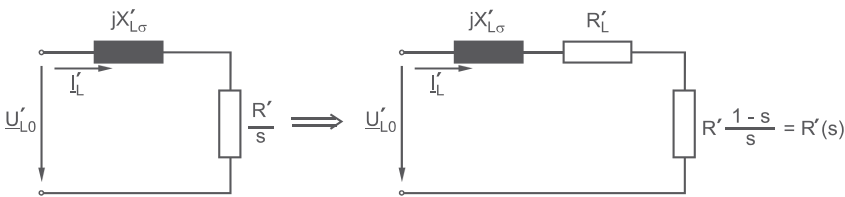


Abb. 45: Läufer-Ersatzschaltbild

189 Hierin ist der im Läufer wirksame Widerstand  $R'_L$  vom Schlupf unabhängig. Im Folgenden wird gezeigt, dass die im schlupfabhängigen Widerstand  $R'(s)$  umgesetzte Leistung der mechanischen Leistung entspricht.

### 2.3.5.5 Leistungsbilanz

190 Der Leistungsfluss im Motorbetrieb kann mit folgendem Diagramm verdeutlicht werden.

191 Im Leistungsflussdiagramm, das die Leistungsbilanz der Asynchronmaschine für Motorbetrieb zeigt, kommen folgende Leistungsgrößen vor:

- $P_S$  vom Ständer aus dem Netz aufgenommene Wirkleistung



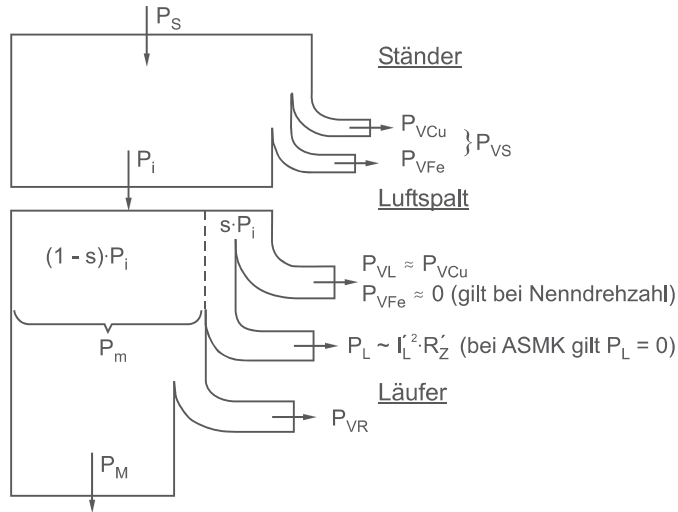


Abb. 46: Leistungsflussdiagramm

- $P_{VS}$  elektrische Verluste im Ständer
- $P_i$  über den Luftspalt auf den Läufer übertragene Wirkleistung, die Ständerdrehfeldleistung (innere Leistung oder Luftspaltleistung)
- $s P_i$  im Läufer elektrisch umgesetzte Leistung, die Läuferdrehfeldleistung
- $P_{VL}$  elektrische Verluste im Läufer
- $P_L$  vom Läufer abgegebene elektrische Leistung (ASML)
- $P_{VR}$  Reibungs- und Lüfterverluste
- $P_M$  an der Welle abgegebene mechanische Leistung

Hinweis: Die Nennleistung bei Maschinen ist immer die abgegebene Leistung (bei Motoren mechanische Leistung, bei Generatoren elektrische Leistung). **192**

Unter Energiemanagement-Gesichtspunkten sollten die Verluste in der elektrischen Maschine möglichst gering gehalten werden ( $\eta \geq 0,9$ ). Folgende signifikante Einflussgrößen bestehen: **193**

- ausreichende Kupferquerschnitte in der Ständerwicklung,
- Verringerung der Wirbelstromverluste durch geeignete Leiterformen,

- Ständerblechpaket mit genügend dünnen Blechen, keine Überschreitung der Eisensättigung, wenig Hystereseverluste durch Wahl der Eisensorte,
- möglichst hoher Leistungsfaktor  $\cos\varphi \rightarrow 1$  d. h. geringer Luftspalt,
- geringer Nennschlupf, d. h. Verringerung der Schlupfleistung ( $s_N \approx 0,01$ ),
- Vermeidung von Zusatzwiderständen ( $R'_Z \rightarrow 0$ ) d. h. Einsatz von Stromrichtern (Abs. 2.4) und ASM mit Kurzschlussläufer (ASMK) als Standardantrieb mit Drehzahlregelung und Anlaufstromreduktion („soft start up“),
- geringe Lagerverluste und Strömungsverluste im Luftspalt (glatte Oberflächen),
- der Erwärmung angepasste Kühlung (z. B. belastungsabhängige Fremdbelüftung),
- richtige Leistungsbemessung des Motors (Generators, vgl. Abb. 31, gilt auch für ASMK).

### 2.3.5.6 Inneres Drehmoment und Anlaufstrom

- 194** Das innere **Drehmoment**  $M_i$  einer Maschine ist gleich dem im Luftspalt aus der inneren Leistung  $P_i$  bei der Drehfeldfrequenz  $n_d$  magnetisch erzeugten Drehmoment. Es kann errechnet werden aus der aufgenommenen elektrischen Wirkleistung  $P_S$  vermindert um die Eisenverluste  $P_{VFe}$  und die Wicklungsverluste  $P_{VCu}$  des Ständers.

$$P_S = 3(I_S^2 R_S + \frac{U_S^2}{R_V}) + P_i = P_{VS} + M_i \cdot \omega_d \quad (2.135)$$

- 195** Die um die Läuferverluste  $P_{VL}$  verminderte innere Leistung  $P_i$  steht als mechanische Leistung  $P_m$  zur Verfügung. Die abgegebene Motorleistung  $P_M$  ergibt sich aus  $P_m$  durch Subtraktion der Reibungsverluste  $P_{VR}$  ( $P_L = 0$ ).

$$P_i = M_i \cdot \omega_d = 3 \cdot I_L^2 R'_L + M_i \omega = P_{VL} + P_{VR} + P_M \quad (2.136)$$

Mit  $P_{VL} = M_i(\omega_d - \omega)$  folgt für die innere Leistung ( $\omega_d = \omega_{rel} + \omega$ )

$$P_i = M_i \cdot \omega_d = \frac{P_{VL}}{\omega_d - \omega} \cdot \omega_d = P_{VL} \frac{n_d}{n_d - n} = \frac{P_{VL}}{s} \quad (2.137)$$

$$P_m = P_i - P_{VL} = P_i - sP_i = (1 - s)P_i \quad (2.138)$$

und für das innere Drehmoment

$$M_i = \frac{P_{VL}}{\omega_d - \omega} = 3 \cdot \frac{I_L'^2 \cdot R_L'}{\omega_{rel}} \quad (2.139)$$

Der Strom  $I_L'$  ist i. Allg. jedoch nicht bekannt.

Um dennoch eine erste Aussage über die Abhängigkeit  $M_i = f(s)$  machen zu können, wird zunächst eine verlustlose Maschine zugrunde gelegt ( $P_{VS} = P_{VL} = 0$ ). **196**

Die gesamte aufgenommene Wirkleistung  $P_S$  wird dann auf der Läuferseite wieder abgegeben. Es gilt mit  $U_S = U'_{L0}$  (ESB, Abb. 45) (Polpaarzahl  $p = \omega_s / \omega_d$ ) **197**

$$P_S = P_i = P_m = 3 \cdot \frac{U_S^2 \cdot s}{R_L} = M_i \omega_d = M_i \frac{\omega_s}{p} \quad (2.140)$$

Danach errechnet sich die mechanische Leistung  $P_m$  aus der im schlupfabhängigen Läuferwiderstand  $R_L'/s$  umgesetzten Wirkleistung

$$M_i = 3 \cdot \frac{U_S^2 (\omega_d - \omega)}{\omega_d \cdot \omega_d \cdot R_L'} = 3 \psi_s^2 \cdot \frac{p(\omega_s - p\omega)}{R_L} \quad (2.141)$$

oder

$$M_i = 3(p \cdot \psi_s)^2 \frac{\omega_d}{R_L'} s = c_A s \quad (2.142)$$

mit dem sog. Ständerverkettungsfluss  $\psi_s = U_S / \omega_s p = 1$ .

Im Motorbetrieb ( $M_i > 0$ ) ist  $s > 0$ ,

im Generatorbetrieb ( $M_i < 0$ ) ist  $s < 0$ .

Diese Näherungsformel für  $M_i$  gilt nur bei  $s \ll 1$ , (z. B. Nennschlupf  $s_N \approx 0,01$ ), weil dann die Ungleichung (ESB, Abb. 45 für  $R'_Z = 0$ ) **198**

$$I_L^2 R'_L \ll I_L^2 R'_L \frac{1-s}{s} = P_m \approx \frac{R'_L}{s} I_L^2 \quad (2.143)$$

erfüllt ist (Läuferverluste klein gegenüber  $P_m$ ).

- 199** Das innere **Drehmoment**  $M_i$  ist also proportional dem **Schlupf**  $s$  und dem Quadrat des Ständerverkeftungsfluss  $\Psi_s$ , wenn  $\omega_d$  und  $R'_L$  als konstante Größen angenommen werden. Diese Betrachtung führt unmittelbar auf die vereinfachten Betriebskennlinien, die bei stromrichter gespeisten ASMK relevant sind. Sie werden bei drehzahlverstellbaren Antrieben auch aus Wirkungsgradgründen heute überwiegend eingesetzt. Nach Gleichung (2.142) ist das innere Moment eine lineare Funktion der Drehzahl  $n$  bzw. des Schlupfes  $s$ . Die Gleichung  $M_i = c_{AS}$  ist verwandt mit der Kennlinie der fremderregten GSM (Abs. 2.3.2) im Grunddrehzahlbereich, wenn  $I_A \sim s$  gesetzt wird. Auch bei der ASM wird hierfür ein konstanter Fluss im Grunddrehzahlbereich ( $n < n_N$ ) vorausgesetzt ( $\Psi_s = konst = U_s / \omega_s$ ). Mit Hilfe eines Frequenzumrichters kann die Flusskonstanz erreicht werden durch proportionale Verstellung vom Ständerspannung  $U_s$  und Kreisfrequenz  $\omega_s$ . Mit

$$\omega_s = \omega_L + 2\pi n p \quad (2.144)$$

oder

$$\omega_d = \frac{\omega_s}{p} = 2\pi n_d = \frac{\omega_L}{p} + 2\pi n \quad (2.145)$$

kann die synchrone Drehzahl über die Ständerkreisfrequenz  $\omega_s$  und die Polpaarzahl beeinflusst werden. Die Läuferkreisfrequenz  $\omega_L$  stellt sich entweder über die Belastung selbst ein oder wird von der Regelung entsprechend dem gewünschten Drehmoment  $M_i$  vorgegeben ( $s \approx \omega_L$ ). Dazu muss dann der Regelung allerdings die Drehzahl  $n$  bekannt sein (Schlupfaddition [14]).

- 200** Im weiteren Verlauf dieses Abschnittes wird zunächst die netzgespeiste ASM behandelt.

Der Anlaufstrom  $I_A$  kann aus dem ESB Abb. 41 mit der Näherung für  $I_0 \approx 0$ ,  $s = 1$  und kurzgeschlossene Schleifringen ( $R'_Z = 0$ ) einfach berechnet werden.

Für offene Schleifringe mit Zusatzwiderstand gilt  $R' = R'_L + R'_Z$  **201**

$$I_A = I_S = \frac{U_S}{\sqrt{(R_S + R'_L)^2 + (X_{S\sigma} + X'_{L\sigma})^2}} = \frac{U_S}{Z} \quad (2.146)$$

Die Impedanz  $Z$  ist wesentlich größer als  $R'_L$  (z. B.  $Z = 10 R'_L$  bei  $P_{ASM} = 100 \text{ kW}$ ). Der Anlaufstrom  $I_A$  beträgt bei ausgeführten Maschinen daher „nur“ das 4–8fache des Nennstromes. Drehmomentbildend wirkt dabei nur der Stromanteil, der mit der Hauptfeldspannung  $\underline{U}_{Sb}$  in Phase liegt (Wirkanteil) bzw. senkrecht auf dem Hauptfluss  $\Psi_b = jX_{Sb} \cdot I_\mu$  steht. **202**

Das Anlaufmoment kann erhöht werden, wenn  $R'_L$  für  $s \approx 1$  vergrößert wird (höherer Wirkanteil). Dies ist für kürzere Zeiten (Gl.2.38), die die Erwärmung beim Hochlauf verringern, geboten. Unter Ausnutzung des Stromverdrängungseffektes im Läuferkäfig kann bei ASMK dieses Ziel erreicht werden. Bei  $\omega_{rel} = \omega_L \approx \omega_d$  wird der Läuferstrom zur Oberfläche des Läufers hin verdrängt (Skinneffekt). Wenn in diesem Bereich  $R'_{L\text{skin}} > R'_L$  (z. B. zweiter Käfig aus Bronze) gilt, wird der Wirkanteil des Anlaufstromes und damit das Anlaufmoment größer. Gleichzeitig wird der Anlaufstrom auf kleinere Werte begrenzt, was die Verluste nennenswert reduziert. **203**

Durch geeignete Wahl der Form des Nuten- und damit des Stabquerschnittes (Abb. 48) lassen sich die in den Läuferstäben auftretenden Stromverdrängungserscheinungen in gezielter Weise nützlich auswerten; damit wird auch die Drehmoment-Drehzahl-Charakteristik verändert (Abb. 48). **204**

### 2.3.5.7 Drehmoment-Schlupf-Kennlinie

Zur genaueren Berechnung des **Drehmoment-Drehzahl (Schlupf)-** Verhaltens ist die Annahme einer verlustlosen Maschine zu grob (Abs. 2.3.5.6). Es wird daher, ausgehend vom vollständigen Ersatzschaltbild (ESB, Abb. 40), eine verfeinerte Näherung angewendet. Es werden die **Eisenverluste** und die Ständerverluste vernachlässigt und der Magnetisierungsstrom  $I_\mu$  als konstant angenommen. Dadurch lässt sich die formale Ableitung der Kennlinie erheblich vereinfachen. Die Vernachlässigungen haben bei Maschinen mit Leistungen größer als 15 kW bei Betrieb mit Nennfrequenz nur einen geringen Einfluss auf das Betriebsverhalten. Bei kleineren Maschinen wird der prinzi- **205**

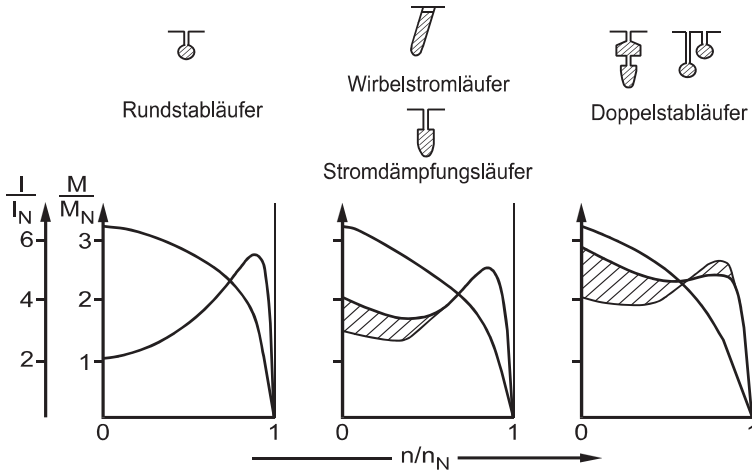


Abb. 47: Erreichbare Drehmoment-Kennlinie bei Asynchron-Kurzschlussläufer-Maschinen(ASMK)

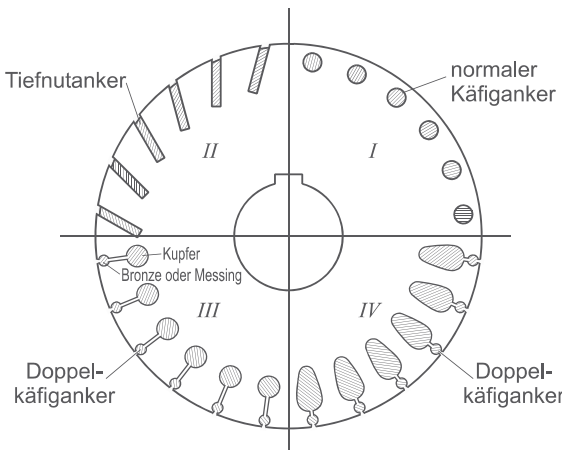


Abb. 48: Nutenquerschnitte von Wirbelstromläufern für ASMK

pielle Verlauf der Kennlinie hinreichend genau erfasst, zumal durch die Vernachlässigung der Oberwellen und Stromverdrängungseffekte ( $R_L = f(\omega)$ ) auch das vollständige Gleichungssystem nur eine Näherung darstellt.

206 Wegen  $|\underline{L}_S| \gg |\underline{L}_\mu| \sqrt{X_S^2 + R_S^2}$  kann die Näherung  $I_\mu R_S \rightarrow 0$  und  $I_\mu X_{S\sigma} \rightarrow 0$  eingeführt werden.

Daraus folgt mit  $X_\sigma = X_{S\sigma} + X_{I\sigma}$  und  $L_S = L_\mu + L'_L$  (2.147)

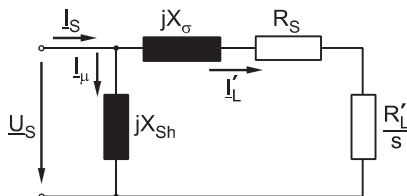


Abb. 49: Vereinfachtes Ersatzschaltbild der Asynchronmaschine

$$\underline{U}_S = \underline{I}'_L \left( jX_{\sigma} + \frac{R'_L}{s} + R_S \right) \quad (2.148)$$

$$\underline{I}_S = \underbrace{\frac{\underline{U}_S}{jX_{Sh}}}_{\underline{I}_{\mu}} + \underbrace{\frac{\underline{U}_S}{R_S + \frac{R'_L}{s} + jX_{\sigma}}}_{\underline{I}'_L} = \underline{I}_{\mu} + \underline{I}'_L \quad (2.149)$$

Diese Gleichung beschreibt das vereinfachte ESB nach Abb. 49.

Ein Vergleich mit ESB Abb. 41 verdeutlicht noch einmal die gemachten Näherungen: **207**

- Der Magnetisierungsverlustwiderstand  $R_V$  wird vernachlässigt
- Die Spannungsabfälle  $\underline{I}_{\mu} \cdot R_S$  und  $\underline{I}_{\mu} \cdot jX_{S\sigma}$  werden vernachlässigt
- Der Magnetisierungsstrom  $\underline{I}_{\mu}$  bleibt konstant, sofern  $\underline{U}_{Sb} = \underline{U}_S / X_{Sk} = \text{konst}$  gilt.
- $R_S$  und  $X_{S\sigma}$  können also in den Läuferkreis verschoben werden.

Die Drehmomentgleichung, die sich aus diesem ESB ergibt, ist in der Literatur [10] angegeben. Um die Gleichung (2.149) noch handlicher zu machen, ist es zulässig  $R_S \approx 0$  zu setzen. Es ergibt sich dann die bekannte **Kloss'sche Formel**, die das Betriebsverhalten der ASMK/L im Wesentlichen richtig wiedergibt. **208**

Die innere Leistung  $P_i$  wird aus der im Widerstand  $R'_L/s$  umgesetzten Wirkleistung bestimmt. **209**

$$P_i = 3I_L'^2 \frac{R'_L}{s} = 3 \cdot \frac{U_S^2}{\left( \frac{R'_L}{s} \right)^2 + X_{\sigma}^2} \cdot \frac{R'_L}{s} \quad (2.150)$$

210 Das innere Moment  $M_i$  ergibt sich dann aus

$$M_i = f(s) = \frac{P_i}{\omega_d} = \frac{3U_S^2}{\omega_d} \cdot \frac{R'_L}{X_\sigma^2} \frac{I}{\left(\frac{R'_L}{X_\sigma}\right)^2 + X_\sigma^2 \cdot \frac{1}{s} + s} \quad (2.151)$$

211 Die Funktion  $M_i = f(s)$  hat im Intervall ( $0 \leq s \leq 1$ ) folgenden Verlauf:

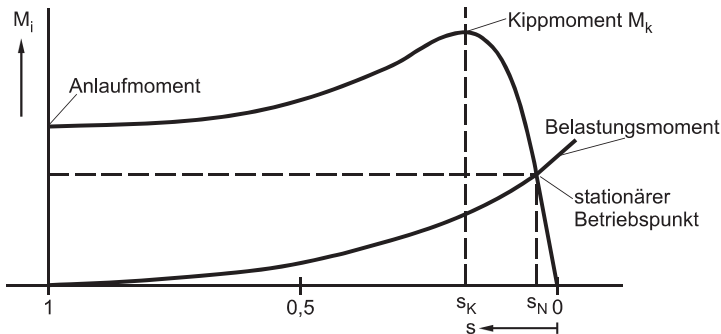


Abb. 50: Drehmoment-Schlupf-Kennlinie

212 Die Funktion  $M_i = f(s)$  hat im I. Quadranten drei ausgeprägte Punkte:

1.  $s = 1$ ; Stillstand. Zum Anfahren der Maschine muss das Anlaufmoment größer als das Belastungsmoment sein. (Die Differenz bewirkt die Beschleunigung)
2.  $s = s_N = 0,001 \dots 0,03$ ; Nennbetrieb. Gleichgewicht von Belastungsmoment und Motormoment.
3.  $s = s_k$ ; Kippunkt. Wird das maximale mögliche Motormoment (Kippmoment  $M_k$ ) vom Belastungsmoment überschritten, „kippt“ der Asynchronmotor und kommt zum Stillstand, sofern für  $s > s_k$  kein neuer stabiler Betriebspunkt vorhanden ist.

213 Normiert man die Gleichung (2.151) auf das maximale Drehmoment  $M_{i \max} = M_k$ , welches bei  $s_k = R'_L/X_\sigma$  auftritt, ergibt sich die sog. **Kloss'sche Formel**.

$$\frac{M_i}{M_k} = \frac{3 U_S^2 s_k}{\omega_d M_k X_\sigma} \cdot \frac{1}{s_k^2 \frac{1}{s} + s} = \quad (2.152)$$

$$m_i = \frac{3 U_S^2}{2 \omega_d M_k X_\sigma} \cdot \frac{2}{\frac{s_k}{s} + \frac{s}{s_k}} = \frac{2}{\frac{s_k}{s} + \frac{s}{s_k}}$$



$$\text{mit } M_k = \frac{3U_S^2}{2\omega_d X_\sigma} \quad (2.153)$$

Die Kloss'sche Formel hat eine große praktische Bedeutung, weil sie, trotz der gemachten Vernachlässigungen, die wesentliche Drehmoment-Drehzahl-Charakteristik in mathematischer Form für den stationären Betriebszustand der ASMK (Zeigerdiagramm) wiedergibt. **214**

### 2.3.5.8 Betriebsverhalten

Bei dreiphasiger Speisung der Ständerwicklung entsteht ein Drehfeld, das gegenüber dem Ständer und dem Läufer mit den Winkelgeschwindigkeiten **215**

$$\omega_d = 2\pi \frac{f_s}{p} \quad \text{und} \quad \omega_{rel} = \omega_d - \omega \quad (2.154)$$

oder  $\omega_{rel} p = \omega_s - p\omega = \omega_L$

umläuft.

$f_s$  Ständerfrequenz bzw. Netzfrequenz

$p$  Polpaarzahl

$\omega_d$  Winkelgeschwindigkeit des Drehfeldes gegenüber dem Ständer (synchrone Winkelgeschwindigkeit)

$\omega_{rel}$  Winkelgeschwindigkeit des Drehfeldes gegenüber dem Läufer, bzw. Kreisfrequenz des Läuferstromes

$\omega$  Winkelgeschwindigkeit des Läufers gegenüber dem Ständer

### Der Schlupf

**216**

$$s = \frac{\omega_d - \omega}{\omega_d} = 1 - \frac{\omega}{\omega_d} \quad (2.155)$$

ist ein Maß für die Geschwindigkeitsdifferenz zwischen dem Drehfeld und dem Läufer. Für  $s > 0$  oder  $s < 0$  treten durch Induktionswirkung im Läuferkreis Ströme auf, die zusammen mit dem Luftspaltfeld das Drehmoment erzeugen. Es ist stets so gerichtet, dass es die Entstehungsursache, d. h. die Relativbewegung zwischen Drehfeld und Läufer, aufzuheben trachtet. Das ist vollständig nie möglich, weil hierbei die Induktionswirkung und die Drehmomentbildung aufhö-

ren. Eine Asynchronmaschine kann daher aus eigener Kraft die Synchrondrehzahl nicht erreichen.

- 217 Im Motorbetrieb ( $0 < \omega < \omega_{\text{S}}; 1 > s > 0$ , vgl. Abb. 51) bewegt sich der Läufer im Drehsinn des Drehfeldes. Die Asynchronmaschine bezieht elektrische Leistung aus dem Netz und gibt mechanische an der Welle ab. Wird der Läufer in Drehrichtung des Feldes angetrieben ( $\omega > \omega_{\text{S}}; s < 0$ ), wirkt das erzeugte Moment gegen die Richtung des Drehfeldes. Die Maschine arbeitet als Generator. Sie nimmt mechanische Leistung auf und führt elektrische an das Netz ab. Wird der Läufer entgegen der Drehrichtung des Feldes bewegt ( $\omega < 0; s > 1$ ), wirkt die Maschine als Bremse. Sie bezieht über die Welle mechanische und über den Ständer elektrische Leistung. Beide Anteile werden in Wärme umgesetzt.

### 2.3.5.9 Stationäre Betriebskennlinien

- 218 Abb. 52 charakterisiert das typische Verhalten eines Drehstrom-Asynchronmotors im Nennarbeitsbereich. Die Drehzahl ändert sich nur geringfügig mit der Belastung. Der Leerlaufstrom beträgt i. Allg. etwa 20 bis 40% des Nennstromes; der Leerlaufleistungsfaktor liegt in der Größenordnung zwischen 0,05 und 0,1. Im Teillastbereich arbeitet der Asynchronmotor mit niedrigem Wirkungsgrad und kleinem Leistungsfaktor. Ein wirtschaftlicher Einsatz einer ASMK erfordert daher eine gründliche Analyse der zu erwartenden Belastungsverhältnisse, um einen überwiegenden Betrieb in Arbeitspunkten mit gutem Wirkungsgrad zu erreichen (vgl. Abs. 2.3.3.3, Trafo).

### 2.3.5.10 Bremsen und Umsteuern

- 219 Bisher wurde nur der Betrieb im ersten Quadranten der Drehmoment-Drehzahl-Ebene besprochen: das Beschleunigen des Antriebes und der Betrieb in einem stabilen Schnittpunkt der Drehmoment-Drehzahl-Kennlinie von Motor und Arbeitsmaschine (Abb. 50). Ein elektrischer Antrieb muss aber auch abgebremst oder auf die entgegengesetzte Drehrichtung umgesteuert werden können.
- 220 Das Bremsen kann grundsätzlich in zweierlei Weise geschehen, entweder mechanisch oder elektromagnetisch. Das mechanische Bremsen kann durch eine an die Asynchronmaschine an- oder auch in sie eingebaute Bremse erfolgen. Motoren, in die eine mechanische

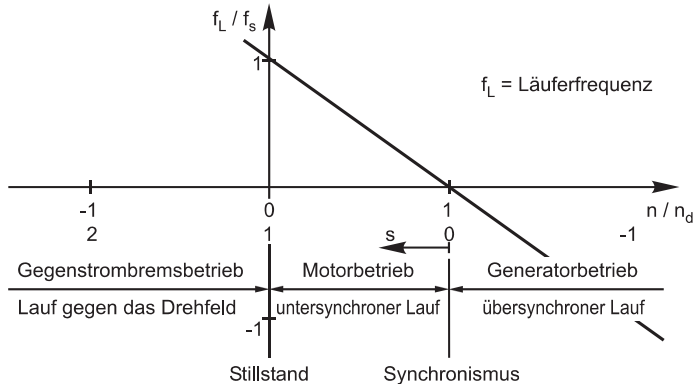


Abb. 51: Verhältnis Läuferfrequenz  $f_L$  zur Ständerfrequenz  $f_s$  als Funktion von  $s, n$

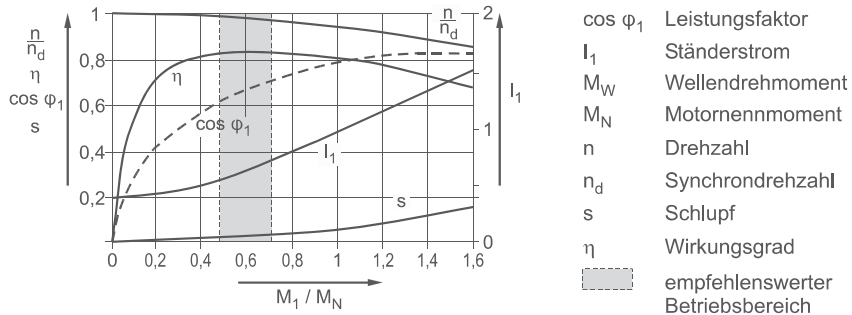


Abb. 52: Betriebskennlinien eines ASMK

Bremse integriert ist, werden auch als Bremsmotoren bezeichnet. Hier soll in der Folge das elektromagnetische Bremsen behandelt werden.

Dazu ist zunächst einmal die Drehmoment-Drehzahl-Kennlinie auf den Bereich  $-n_d \leq n \leq 2n_d$  zu erweitern. Abb. 53 zeigt die Drehmoment-Drehzahl-Kennlinie einer stark stromverdrängungsbehafteten Maschine mit einem Doppelpföhläufer. 221

Bezüglich der Drehmoment-Drehzahl-Ebene lassen sich drei Betriebsquadranten unterscheiden, denen drei Betriebsbereiche entsprechen. 222

- I. Quadrant:  $0 < n < n_d$  bzw.  $0 < s < 1$ ; Hochlauf und Motorbetrieb

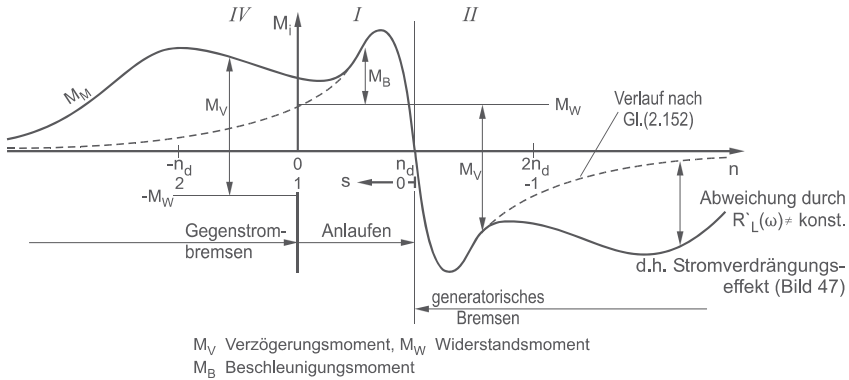


Abb. 53: Drehmoment-Drehzahl-Kennlinie einer ASMK für Anlauf, Bremsen und Umsteuern

II. Quadrant:  $n_d < n < 2n_d$  bzw.  $-1 < s < 0$ ; generatorisches oder übersynchrones Bremsen

III. Quadrant: Ohne Drehfeldumkehr ist kein Betrieb möglich (erfordert Tausch der Anschlussleitungen)

IV. Quadrant:  $-n_d < n < 0$  bzw.  $1 < s < 2$ ; Gegenstrombremse (stark verlustbehaftet)

223 Praktisch relevant unter dem Gesichtspunkt des Energiemanagements ist nur das generatorische Bremsen (II. Quadrant). In diesem Bereich arbeiten alle ASMK, die als Generatoren betrieben werden (Windkonverter, Blockheizkraftwerke etc.). Diese werden bei Kleinkraftwerken heute oft eingesetzt, weil ASMK-Generatoren kostengünstig sind und ein günstiges dynamisches Betriebsverhalten aufweisen (gedämpftes Pendelverhalten). Ein Inselbetrieb mit ASMK-Generatoren lässt sich jedoch nicht aufbauen, weil die Magnetisierungsleistung zum Aufbau des zur Spannungserzeugung notwendigen Magnetfeldes einem Netz entnommen werden muss.

### 2.3.6 Die Synchronmaschine als motorischer Antrieb

224 **Synchronmaschinen** (SYM) sind durch ihr physikalisches Prinzip (definierter Nord- und Südpol auf dem Läufer durch elektrische oder permanente Erregung) mit ihrer Drehzahl starr an die Frequenz des

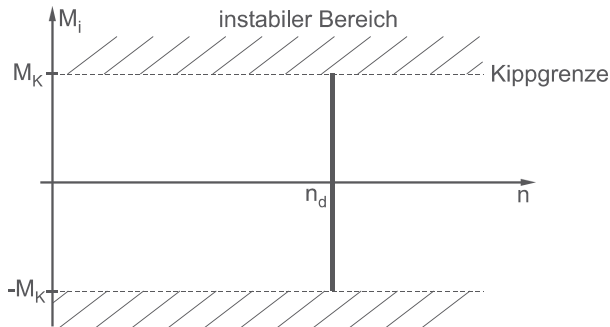


Abb. 54: Drehzahl – Drehmomentkennlinie einer SYM

Luftspaltfeldes und damit an die Netzfrequenz gebunden. Der Ständer ist genauso aufgebaut wie bei der ASMK. Wegen des schwierigen Anlaufvorganges und der höheren Kosten im Vergleich zu Asynchronmaschinen werden SYM in industriellen Antrieben selten eingesetzt.

Auf Grund des „Drehzahlzwanges“ (**Schlupf**  $s \equiv 0$  im stationären Betrieb) läuft ein Synchronmotor am starren Netz ( $U_1 = \text{konst.}$ ,  $f_1 = \text{konst.}$ ) von sich aus nicht an. Synchronmotoren am Netz werden im Prinzip wie Induktionsmotoren angelassen, wobei die Dämpferstäbe, die zur Dämpfung von Polradwinkelschwingungen erforderlich sind, mit ihren stirnseitig angelöteten Kurzschlussringen als Käfigwicklung (sog. „Anlaufkäfig“) wirken. Die Erregerwicklung wird ebenfalls über Schutzwiderstände kurzgeschlossen und hat so eine den Anlaufkäfig unterstützende Wirkung.

225

Drehzahlverstellung ist bei Synchronmotoren nur über die Veränderung der speisenden Frequenz möglich. Die Lösung der Aufgabe gestaltet sich einfacher und billiger als bei Induktionsmaschinen, da die Magnetisierungsblindleistung nicht über die Umrichter übertragen werden muss, und weil ein eindeutiger Zusammenhang zwischen dem Betriebszustand und dem Polradwinkel besteht. Obwohl die Maschine selbst teurer ist als ein Asynchronmotor, stellen umrichter gespeiste **Synchronmaschinen**, insbesondere bei großen Leistungen (Stromrichtermotoren  $P > 1 \text{ MW}$ ) für manche Anwendungsfälle eine konkurrenzfähige Alternative zum umrichter gespeisten Käfigläufer dar. Die Entwicklung bei den Dauermagnetmaterialien hat das Vordringen von umrichter gespeisten Synchronmotoren mit Permanent-erregung beschleunigt.

226

227 Die Gründe, die zum Einsatz eines Synchronmotors anstelle der billigeren Induktionsmaschine führen, müssen fallweise untersucht werden. Die wichtigsten Beurteilungskriterien sind im Folgenden aufgeführt:

228 Vorteile:

- Einstellbarer Leistungsfaktor (z. B.  $\cos \varphi = 1$ ) oder Erzeugung induktiver Blindleistung (bei Permanenterregung besserer Wirkungsgrad als bei ASMK)
- höhere Grenzleistung (bzw. Drehzahlen) möglich durch den Einsatz von Massivläufern ohne nachteilige Wirkung auf die Ausnutzung der Maschine
- wegen größerer Luftspalte geringere Gefahr des Anschlagens bei großen Bauleistungen ( $< 100$  MW)
- wegen des größeren Luftspaltes geringere Gefährdung durch magnetisch erzeugten Lärm
- kleinere Empfindlichkeit gegenüber Schwankungen der Netzspannung (SYM:  $M_K \sim U_1$ , Induktionsmaschine:  $M_K \sim U_1^2$ )
- Bemessung der Anlaufwicklung hat keinen Einfluss auf Betriebsverhalten bei Nennlast
- bei Massivpolläufern größere Wärmekapazität im Läufer
- einfache Stromrichterschaltung und daher besserer Wirkungsgrad bei Umrichterspeisung (Stromrichtermotor für große Leistungen  $> 1$  MW und hohe Drehzahlen  $> 4000$  1/min).
- guter Gleichlauf bei Mehrmotorenantrieben

229 Nachteile:

- höhere Anschaffungskosten (ca. 30%)
- wegen des komplizierteren Aufbaus (Erregerwicklung) störanfälliger und erhöhter Wartungsaufwand bei Motoren mit Schleifringen
- Drehmomentsättel und Pendelmomente beim Hochlauf können Anlauf- und Schwingungsprobleme auslösen
- kein höheres Anlaufmoment möglich (Empfehlung: Lastmoment während des Anlaufes gering halten)

SYM werden heute überwiegend zur Stromerzeugung benutzt. Motorische Anwendungen erfolgen als Einzelmaschinen großer Leistungen (500kW .. 50MW), in Gruppenantrieben mit kleiner Leistung (meist permanenterregt <100kW) und als Langsamläufer für Spezialantriebe (5 .. 50 1/min) wie z. B. bei Zementmühlen.

## Literatur

- [1] *Björkmann, J. E. M.*: Elektrische Antriebe in der chemischen Industrie  
atp, 35 (1993) S. 505 ff.
- [2] *Meyer, M.*: Elektrische Antriebstechnik, Bild 1  
Springer Verlag 1985
- [3] *Bieneck, K.*: Life Cycle Costs elektrischer Industrieantriebe  
etz, Heft 12/99
- [4] *Beck, H. P./Zenner, H.*: Elektrische Einrichtungen zur Minimierung der Überlasten in Antriebswellen von Walzgerüsten  
VDEh, Stahl und Eisen 3/92
- [5] *Möller u. a.*: Grundlagen der Elektrotechnik, Teubner Verlag  
18. Auflage 1996
- [6] DIN EN 60868-0/VDE 0846: Flickermeter Beurteilung der Flickerstärke  
VDE-Verlag Berlin
- [7] VDEW: Grundsätze für die Beurteilung von Netzzrückwirkungen  
3. Auflage, 1992
- [8] *Nelles, D./Tutas, Chr.*: Elektrische Energietechnik  
Teubner Verlag 1988
- [9] *Hütte*: Elektrische Energietechnik  
Band 3, Netze  
Springer Verlag 1988
- [10] *Vogel, J.*: Grundlagen der elektrischen Antriebstechnik mit Berechnungsbeispielen  
Hüthig Verlag, 4. Auflage, 1989

- 
- [11] *Beck, H. P./Soukournis, C./Stichweh, H.:* Selbsteinstellender zustandsgeregelter Asynchronantrieb mit lebensdauererhöhender aktiver Schwingungsdämpfung  
Zwischenbericht FVA-Vorhaben Nr. 351
- [12] *Krüger, M.:* (Im IEE vorhanden) Dissertation TU Clausthal  
Eine anwendungsorientierte Methode zum Entwurf von Zustandsregelungen für elektromechanische Hochleistungs-Antriebssysteme
- [13] *Goslar, M.:* (Im IEE vorhanden) Dissertation 1998  
Ein Beitrag zur anwendungsorientierten Zustandsregelung elektrischer Hochleistungsantriebe
- [14] *Beck, H. P.:* Regelung elektrischer Antriebe  
Vorlesungsmanuskript  
TU Clausthal, IEE, 1998
- [15] *Turschner, D.:* TU Clausthal, Dissertation (In Vorbereitung)



---

# Übersicht

Die Aufsätze, bei denen *Autoren*namen angegeben sind, liegen bereits vor.

---

- 9000 Energiemanagement und -planung**
- 9100 Betriebswirtschaftliches Energiemanagement**
- 9102 Betriebliches Management von Blockheizkraftwerken (BHKW) (*Adam*)
- 9103 Wertorientiertes Energiemanagement (*Figge/Schaltegger*)
- 9200 Vertrags- und Kooperationsformen**
- 9203 Kooperationsformen auf dem Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung des Anlagen-Contracting (*Schenk-Mathes/Pogoda-Urbanski*)
- 9204 Netzcodes (*Kreye*)
- 9300 Planung in der Energiewirtschaft**
- 9301 Rückwirkungen von vermehrter Kraft-Wärme-Kopplung auf die ungekoppelte Stromerzeugung (*Beer/von Roon*)
- 9400 Energiekonzepte**
- 9403 Erstellung und Umsetzung von Energiekonzepten – Möglichkeiten des Einsatzes von Geo-Informationssystemen (*Busch/Roosmann*)
- 9500 Rationelle Energienutzung**
- 9510 Das virtuelle Kraftwerk – Option für Verteilnetzbetreiber im anreizregulierten Energiemarkt (*Maubach/Schmidt*)

- 9600 **Öko-Audit in Energieversorgungsunternehmen**
- 9700 **Energiebilanzen**
- 9800 **Energiehandel**
- 9805 Finanzdienstleistungen für die Ware Strom: Beschaffung und Risikoabsicherung an einer Strombörse (*Menzel*)
- 9900 **Energiekommunikation**

# Betriebliches Management von Blockheizkraftwerken (BHKW)

Wirtschaftlichkeit	Deckungsbeitrag	Exergie
Kostenmodell	Grenzlauzeit	Anergie
Break-Even	Restwertverfahren	Energiequalitätsgrad
	Anfallenergie	

*Thomas Adam*

## Inhaltsverzeichnis

	Rn.		Rn.
1	Einführung	1–10	
1.1	Definition	4–6	
1.2	Bilanzgrenze	7–8	
1.3	Systemdefinition	9–10	
2	Wirtschaftlichkeit	11–82	
2.1	Allgemeine Methodiken	12–14	
2.2	Energetische Betrachtung	15–31	
2.2.1	Restwertkostenverfahren	17–19	
2.2.2	Stromorientierte Betrachtung	20–25	
2.2.3	Wärmeorientierte Betrachtung	26–28	
2.2.4	Zusammenfassung	29–31	
2.3	Exergiebilanz	32–58	
2.3.1	Energiequalitätsgrad	34–37	
2.3.2	Exergien von Brennstoffen	38	
2.3.3	Mathematische Berechnungsgrundlage	39–41	
2.3.4	Energiequalitätsgrad der Energiezentrale	42–45	
2.3.5	Quantifizierung des Energiequalitätsgrades	46–48	
2.3.6	Spezifische Exergieanteile	49–51	
2.3.7	Exergetische Kostenbetrachtung	52–58	
2.4	Gegenüberstellung Energie/Exergie	59–62	
3	Gesetzliche und verhandelte Rahmenbedingungen	63–82	
3.1	Steuerliche Belastung	63–64	
3.2	Gesetzliche Förderung	65–82	
3.2.1	Einspeisevergütung nach Energiewirtschaftsgesetz für Strom aus regenerativen Energieträgern	66–67	
3.2.2	Einspeisevergütung nach EEG für Strom aus regenerativen Energieträgern	68–70	
3.2.3	Einspeisevergütung nach Energiewirtschaftsgesetz für Strom aus fossilen Energieträgern	71–73	
3.2.4	Förderung nach dem Gesetz zum Schutz der gekoppelten Strom- und Wärmeversorgung in der allgemeinen Versorgung (KWK-Gesetz)	74–76	
3.3	Förderung und Unterstützung der KWK durch die Verbändevereinbarung II Strom	77–82	

		<b>Rn.</b>			<b>Rn.</b>
4	Kostenmodell	83–170		4.4	Modellanforderungen 129–131
4.1	Vertragsgrundlagen	84–86		4.5	Grenzlauzeit 132–160
4.2	Energiebezugskosten	87–102		4.5.1.1	Grenzlauzeit ohne Anfallenergie 136–138
4.2.1	Kosten für Zusatzstrom- bezug und Reserve- leistung	89–94		4.5.1.2	Grenzwertbetrachtung ohne Anfallenergie 139–141
4.2.2	Arbeitskosten	95–96		4.5.1.3	Grenzlauzeit mit Anfallenergie 142–143
4.2.3	Leistungskosten	97–99		4.5.1.4	Grenzwertbetrachtung mit Anfallenergie 144–146
4.2.4	Brennstoffbezugs- kosten	100–102		4.5.1.5	Grafische Bestimmung der Grenzlauzeit 147–149
4.3	Kostengutschrift	103–128		4.5.1.6	Zusammenfassung 150–154
4.3.1	Gutschrift aus der Substitution von elektrischer Leistung	105–107		4.5.1.7	Beispiel 155–159
4.3.2	Gutschrift aus der Substitution von elektrischer Arbeit	108–109		4.5.2	Zusammenfassung 160
4.3.3	Gesamtgutschrift aus der Substitution von Fremdstrom	110–111		4.6	Deckungsbeitrag 161–167
4.3.4	Gutschrift aus Brenn- stoffeinsparung	112–128		4.7	Kostenresümee 168–170
4.3.4.1	Methodiken	113–118		5	Optimierung der Energieversorgung 171–189
4.3.4.2	Beispiel	119–120		5.1	Randbedingungen 174–177
4.3.4.3	Zusammenfassung	121–128		5.2	Fahrweisen (Beispiel) 178–185
				5.3	Ergebnisse 186–189
				6	Zusammenfassung
				7	Literatur

### Schlagwortübersicht

	<b>Rn.</b>		<b>Rn.</b>
Anergie	14, 32		KWK-Ausbaugesetz 76
Break-Even-Analyse	160		KWK-Vorschaltgesetz 74
Break-Even-Punkt	132		Lebensdauer 4
Brennstoffe	4		Leistungsbereich 4
Deckungsbeitrag	131, 161 ff.		Nachteile 6
Energiequalitätsgrad	35		Produktionsfaktor Energie 1
Energiewirtschaftsgesetz	72		Stromkennzahl 43
Exergie	32		Substitutionsprinzip 116
Grenzlauzeit	131		Unbundling 84
Grundlast-Fahrweise	179		Verbändevereinbarung II Strom 77, 91
Hochpreis-Fahrweise	180		Vorteile 5
Jährliche Ausnutzungsdauer	133, 160		Wirkungsgrad 4
Jährliche Betriebsstunden	4		Wirtschaftliche Betrachtung 49
Kostenzuordnung	2		

## 1 Einführung

„Es ist diejenige Anlage die beste, welche die gleiche Menge und Qualität des geforderten Produktes mit den geringsten Kosten zu liefern vermag“ [1]. Wird die Rolle von existierenden Blockheizkraftwerken (BHKW) im System der Energieversorgung dahingehend näher untersucht, rückt für den Betreiber die Wirtschaftlichkeit des Wechselspiels Energiebezug und Eigenerzeugung in den Mittelpunkt. Ziel ist somit eine kontinuierliche Kostenoptimierung unternehmenseigener Energieumwandlungsanlagen in Verbindung mit dem externen Energieeinkauf um den **Produktionsfaktor Energie** wettbewerbsfähig zu gestalten. 1

Da im **BHKW** durch die Verbrennung eines Brennstoffes zeitgleich zwei Endenergieträger zur Verfügung gestellt werden, ist in diesem Fall die **Kostenzuordnung** ein besonderes Problem. In solchen Anlagen, welche zur Klasse der Kraft-Wärme-Kopplung zählen, besteht somit die Möglichkeit die Kosten auf zwei, in Ihrer Charakteristik, unterschiedliche Produktströme zu verteilen. Eine separate Wärmeerzeugung im Spitzenkessel oder im Energiebezug fixiert die spezifischen Wärmegestehungskosten, mit denen die gekoppelte Wärmebereitstellung konkurrieren muss. Die Stromkosten aus der gekoppelten Umwandlung müssen sich betriebswirtschaftlich mit den externen Strompreisen messen lassen bzw. darunter liegen, damit die Ökonomie der KWK-Anlage gegeben ist. 2

Die folgenden Ausführungen zeigen aus dieser Problemstellung verschiedene Methodiken der Kostenverteilung in BHKW-Anlagen, aus denen sich für den Betreiber durch die Einbeziehung des Energiebezuges **kostenminimierende** Fahrweisen abzeichnen. Die notwendige Transparenz der **Wirtschaftlichkeit** einer **Fahrweise** wird dabei anhand von **Kennzahlen** gegeben, welche sich aus der Energie- und Kostenbilanz von BHKW-Anlagen ergeben. 3

### 1.1 Definition

Als Blockheizkraftwerke werden **kompakte Aggregate** wie Verbrennungsmotoren, Gasturbinen und in Zukunft auch Brennstoffzellen bezeichnet, welche **dezentral**, in räumlicher Nähe zu einem wärmeversorgten Objekt, gleichzeitig Strom und Wärme erzeugen. Die be- 4

reitgestellte Wärmeleistung ist dabei auf die thermische Grundlast objektbezogen auszulegen, wobei eine Pufferspeicherung vorgesehen sein sollte. Diese Anlagen lassen sich nach folgenden Charakteristiken näher definieren:

- **Brennstoffe:** Erd-, Klär-(Faul-), Deponie-, Biogas, Diesel, Pflanzenöl, Wasserstoff,
- **Leistungsbereich:** von 1 kW bis mehrere 100 MW elektrisch → kein stringenter Bereich,
- **Wirkungsgrad:** elektrisch 25% ↔ 44%, thermisch 40% ↔ 65%, Brennstoffausnutzung 70% ↔ 105% (Brennwerttechnologie),
- **Jährliche Betriebsstunden:** 4000h/a ↔ 8760h/a,
- **Lebensdauer:** 30 000 bis über 60 000 Betriebsstunden,
- **Anlage:** besteht aus mehreren BHKW-Modulen und Spitzenlastkessel.

5 Bei **bedarfsorientierter Planung und Installation** der Anlage besitzen BHKW im Vergleich zur konventionell getrennten Energiebereitstellung aus Kraftwerk und Heizkessel folgende **Vorteile**:

- Primärenergieeinsparung zwischen 20% – 40%,
- Umweltschonend → CO<sub>2</sub>-Einsparung zwischen 20% – 70%,
- Kleine und flexible dezentrale verbrauchsnahe Energieversorgungseinheiten,
- Hohe Flexibilität in der Brennstoffwahl, in den Einsatzbereichen (Industrie-, Gebäudetechnik) und möglicher Finanzierungs- wie Betreibermodelle (Contracting).

6 Als **Nachteile** werden

- Schlechtes Teillastverhalten,
- Hohe Geräuschkulisse,
- Hohe spezifische Investitionskosten,
- Hohe Anforderungen an das Betreiber-Management

angesehen.

## 1.2 Bilanzgrenze

Ein Energiesystem wird durch die stoffliche und energetische Verknüpfung einzelner Prozessschritte mit seiner Umgebung eindeutig beschrieben [2]. Das System BHKW ist gegenüber seinem Umfeld ein offenes System und wird durch ein- bzw. austretende Stoff- bzw. Energieströme gekennzeichnet. 7

Da ein BHKW auch mehrere Module beinhalten kann muss eine Zerlegung in signifikante Elemente (Stoff- und Energieströme) aus der konkreten Aufgabenstellung deutlich werden. Wichtige Elemente und Freiheitsgrade für die energiewirtschaftliche Optimierung bilden dabei die Anzahl der Module mit den jeweiligen technischen und wirtschaftlichen Parametern. 8

## 1.3 Systemdefinition

In Tabelle 1 wurde eine grundlegende Systemdefinition exemplarisch an einer vorgenommen. Energetisch relevant im Sinne der Senkung der Energiebezugskosten für das System sind der Pufferspeicher, die Anlagenstruktur sowie die Preise der eintretenden Energie- und Stoffströme. Damit wird eine Vereinfachung des Gesamtsystems erzielt, welches für die Modellierung bedeutsam ist. 9

Tab. 1: Grundlegende Systemdarstellung der Kläranlage 10

Element	Funktion	Voraussetzung
Elektronische Datenerfassung	<b>Energiemanagement</b>	Betreiber (qualifiziertes Personal) Messeinrichtungen, Leitwarten
Nebenanlagen	Peripherie und Infrastruktur zur <b>Energieverteilung</b>	Energie (Elektroenergie, Wärme)
Motoren – Module	Stoff- und <b>Energieumwandlung</b> ,	Brennstoff- und Sauerstoffzufuhr
Puffer- (Wärme-)speicher	<b>Energieakkumulation</b>	Energie-, Stoffstrom (Warmwasser)

## 2 Wirtschaftlichkeit

- 11 Gekoppelte Energieumwandlungsanlagen können aus unterschiedlichen Perspektiven wirtschaftlich charakterisiert werden. Im folgenden Absatz werden methodisch zwei unterschiedliche Ansätze analysiert, mit denen der BHKW-Betreiber seine Anlage bewerten kann.

### 2.1 Allgemeine Methodiken

- 12 Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen wie Blockheizkraftwerke erzeugen neben Strom gleichzeitig thermische Energie. Letztere kann in Form von Wärme oder Kälte verschiedene Energiedienstleistungen, wie Raumwärme, Prozesswärme, Klimatisierung verrichten, wobei deren Nutzung in vielen Anwendungsfällen außertemperaturabhängig ist.
- 13 Für die **monetäre Bewertung** der Eigenstromerzeugung im BHKW und die Einbeziehung dieser Kostengutschrift in die Gesamtoptimierung ist eine **Analyse des Energieumwandlungsverfahrens** und der **gesetzlichen Rahmenbedingungen** (Steuer; staatliche und andere Förderinstrumente; Förderung) vorzunehmen. Dabei wird neben quantitativen auch auf qualitative Unterschiede der Koppelprodukte Elektroenergie und Wärme verwiesen. Daraus ergeben sich zwei Betrachtungen, die in der Energiewirtschaft wie folgt unterschieden werden.
- 14 In der **Energetischen Betrachtung** wie z. Bsp. beim Restwertverfahren werden einem Produkt spezifische Kosten zugeordnet und die verbleibenden Kosten mit dem zweiten Produkt verrechnet. Die **Exergische Methode** als zweite Variante berücksichtigt qualitative Aspekte der Koppelprodukte. Dabei wird die EXERGIE im Sinne des zweiten Hauptsatzes der Thermodynamik als der primäre Produktstrom der KWK-Anlage angesehen. Als Kontrast dient die **Anergie**, welche durch die fortlaufenden Energietransformationen ungenutzt Teil der natürlichen Umgebung wird.

### 2.2 Energetische Betrachtung

- 15 In Fließbildern lassen sich die energetischen Zusammenhänge plausibel darstellen. Aus Abbildung 1 wird deutlich, dass aufgrund der **hohen Brennstoffausnutzung** von 80% – 90% nur ein geringer Teil der eingebrachten Energie wirtschaftlich nicht nutzbar ist.



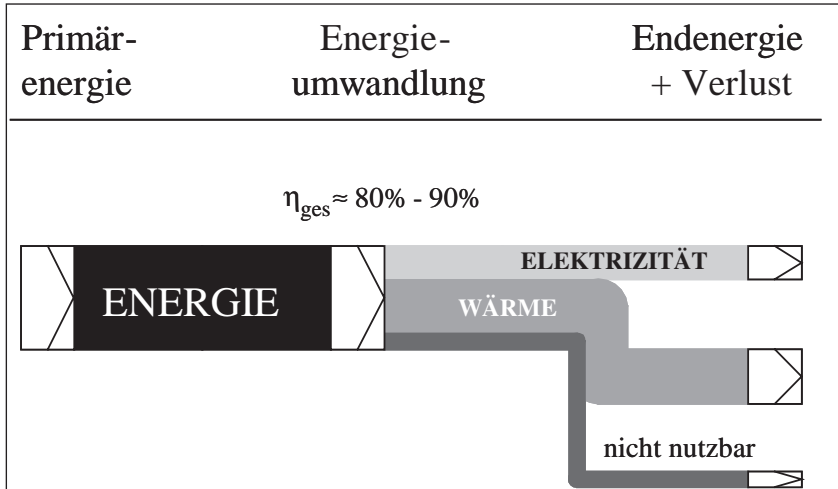


Abb. 1: Energiefluss im BHKW

Hohe Brennstoffausnutzung bedeutet somit die gleichzeitige Nutzung von Elektroenergie und thermischer Energie nach der Verbrennung eines Primärenergieträgers. Ein Drittel des energetischen Aufwandes wird in Elektroenergie, ca. 50% in Wärme umgesetzt. Beide Energieströme sind unabhängig von Ihrer Charakteristik als Kostenträger anzusehen und somit wirtschaftlich zu bewerten.

16

### 2.2.1 Restwertkostenverfahren

Das **Restwertkostenverfahren** lehnt sich an diese Betrachtung an. In diesem Verfahren werden willkürlich einem der beiden Koppelprodukte anlegbare Kosten zugewiesen. Je nach dem ob eine „stromorientierte“ oder „wärmeorientierte“ Auslegung der BHKW-Anlage ausgewiesen wurde, werden dem erzeugten Strom oder der bereitgestellten Wärme alternative Herstellungskosten zugeordnet. Letztere könnten in einer externen Energiewandlungsanlage bzw. auf dem Energiemarkt bezogen werden. Die interne Kostengutschrift setzt sich somit als Produkt der bereitgestellten und genutzten Energiemenge sowie den alternativen Bezugskosten zusammen. Von den Gesamtkosten wird diese Gutschrift abgezogen sowie die verbleibenden Restkosten mit dem anderen Produkt verrechnet.

17

- 18 Nachteil dieser Betrachtung ist die aus der **subjektiven Kostenzuordnung** resultierenden verzerrte Kostenbetrachtung eines Energieträgers. So wird einem Koppelprodukt ein unverhältnismäßig großer Kostenanteil zugeordnet, wenn aus den niedrigen regionalen Bezugspreisen nur geringe Erlöse aus der Gutschrift erzielt werden. Eine geringe Bewertung der Elektroenergie führt somit zu einer höheren Belastung der thermischen Seite bzw. im Umkehrverhältnis eine hohe Strombewertung zu einer niedrigeren Wärmebelastung.
- 19 Somit stehen die **Koppelprodukte** kontinuierlich im **Wettbewerb** mit den **externen Erzeugungskosten**. Dies kann dazu führen, dass durch einen Kostenvergleich mit anderen Herstellungsverfahren die Koppelproduktion als Ganzes in Frage stellen. Deshalb sollten bei Quervergleichen immer die objektiven bzw. subjektiven Randbedingungen, welche die Kostenzuordnung beeinflussen, herausgestellt werden.

### 2.2.2 Stromorientierte Betrachtung

- 20 Als stromorientierte Fahrweise bezeichnet man ein Betriebsregime, bei dem der **elektrische Lastgang** des Verbrauchsobjektes **Führungsgröße** des BHKW-Einsatzes ist. Grundsätzlich eignet sich dieses Fahrregime nur dann, wenn die zeitgleich erzeugte Wärme gleichzeitig bzw. durch den Einsatz thermischer Speicher zeitversetzt genutzt werden kann.
- 21 Diese Betrachtung ist bei der Berechnung von Wärmeerzeugungskosten bei BHKW-Anlagen in der VDI-Richtlinie 2067 systematisiert dargestellt [3]. Danach ergeben sich die jährlichen Wärmeerzeugungskosten aus der Differenz der Summe der kapital-, verbrauchs- und betriebsgebundenen Kosten mit dem Wert des eigenerzeugten Stroms. Die verbleibenden Jahreskosten dividiert durch die erzeugte Wärmemenge beschreiben die spezifischen Wärmegehungskosten.
- 22 Im Unterschied zu konventionell betriebenen BHKW-Anlagen mit reinem Brennstoffbezug muss in dieser Bilanz die Brennstoffeinsparung durch innerbetriebliche Brennstoffnutzung als Gutschrift ebenso Berücksichtigung finden wie eine mögliche Stromeinspeisung in das Netz des Energieversorgers. Die Quantifizierung der hier zu erzielenden Erlöse hängt dabei eng mit dem neuen Energiewirtschaftsgesetz zusammen und wird im nächsten Abschnitt erläutert. Eine

Übersicht über die wirtschaftliche Bewertung der Eigenstromerzeugung gibt Tabelle 2.

Tab. 2: Berechnung der Wärmeerzeugungskosten aus der KWK (Restwertmethode)

	Einheit	in DM/a
<b>KOSTEN 1–5</b>		
1	+ Kapitalgebundene Kosten	
2	+ Verbrauchsgebundene Kosten	
3	+ Betriebsgebundene Kosten	
4	+ Leistungskosten (Elektroenergie)	$P_{\max} \cdot LP$
5	+ Arbeitskosten (Elektroenergie)	$W_{E\text{-Bezug}} \cdot (f_{\text{HT-Netz}} \cdot AP_{\text{HT}} + f_{\text{NT-Netz}} \cdot AP_{\text{NT}})$
<b>Wert der Eigenstromerzeugung 6–9</b>		
6	- ersetzte Leistung	$LP \cdot P_{\text{BHKW-bl}}$
7	- ersetzte elektrische Arbeit	$P_{\text{BHKW-in}} \cdot \tau_{\text{BHKW}} \cdot (f_{\text{HT-BHKW}} \cdot AP_{\text{HT}} + f_{\text{NT-BHKW}} \cdot AP_{\text{NT}})$
8	- Energieverkauf bei Stromeinspeisung (Bsp. Faulgas nach EnWG)	$0,8 \cdot E \cdot W_{\text{einsp}}$ bzw. $E \cdot W_{\text{einsp}} \cdot (0,15 \cdot \frac{500}{P_{\text{mittel}}} + 0,65)$
9	- Brennstoffeinsparung (Bsp. Faulgas -Substitutionsprinzip)	$k_{\text{ET}} \cdot m_{\text{FG}} \cdot H_{\text{U-FG}}$
<b>Kosten der Wärmeerzeugung</b>		$K_{\text{th-BHKW}} = 1 + 2 + 3 + 4 + 5 - 6 - 7 - 8 - 9$
<b>spezifische Kosten Wärmeerzeugung</b>		$k_{\text{th-BHKW}} = K_{\text{th-BHKW}}/Q_{\text{a}}$ $= K_{\text{th-BHKW}}/(\eta_{\text{th}} \cdot m_{\text{FG}} \cdot H_{\text{U-FG}})$

Die Gutschrift und somit der Wert der Eigenstromerzeugung setzt sich dabei im einzelnen aus den in 6–9 beschriebenen Komponenten zusammen. Primäre innerbetriebliche Einflussmöglichkeiten des Betreibers auf die Höhe der Kostengutschrift sind dabei fett gedruckt. Vor allem durch einen gezielten Einsatz der BHKW-Leistung in Verbindung mit der Erhöhung des innerbetrieblichen Brennstoffeinsatzes

23

( $m_{FG} \cdot H_{U-FG}$ ) (Bsp. Faulgas) sowie das systematische Wirken auf den tarifzeitabhängigen Strombezug bzw. dessen Eigenerzeugung sind Methoden, die sich in einer rapiden Erhöhung des Eigenstromwertes auswirken und gleichzeitig die Wärmeerzeugungskosten senken.

- 24 Die Summe aus Leistungs- (4) und Arbeitskosten (5) als Bestandteil der Gesamtkosten ist eine Funktion des Strombezuges. Diese Parameter werden analog der Bewertung der Eigenstromerzeugung (6–9) im Abschnitt 3.2.4 näher untersucht.
- 25 Der hier beschriebene mathematische Zusammenhang zur Erlösrechnung aus dem Stromverkauf (8) wurde auf Basis des Energiewirtschaftsgesetzes und bei Einsatz eines regenerativen Energieträgers für Anlagen größer/kleiner 500 kW exemplarisch dargestellt. Die konkreten Erlöse setzen sich nach dieser Vorgabe aus dem Produkt der eingespeisten Arbeit ( $W_{\text{einsp}}$ ) und den Durchschnittserlösen je kWh aus der Stromabgabe von Elektrizitätsunternehmen an alle Letztverbraucher (E). Da sich die gesetzgeberischen Vorgaben schnell ändern können, ist diese Betrachtung meist durch die Tagesaktualität überholt. Dies wird im Absatz 2.6 deutlich.

### 2.2.3 Wärmeorientierte Betrachtung

- 26 Unter wärmeorientierter Betrachtung versteht man ein Betriebsregime, bei dem der Wärmebedarf Führungsgröße des BHKW-Einsatzes ist. Die Deckung der thermischen Grundlast durch den BHKW-Betrieb bildet die Grundlage.
- 27 Die Möglichkeit der Kostenbewertung von Kraft-Wärme-Kopplungssystemen besteht somit in der **Fixierung der Wärmekosten** und der Verrechnung der vorhandenen Restkosten mit der Stromerzeugung. Der eigenerzeugte Wärmewert aus der Koppelproduktion wird mit regionalen Fernwärmepreisen bzw. den Wärmegestehungskosten eines Spitzenlastkessels oder der Wärmeerzeugung alternativer Anlagen verrechnet. Während die erste Variante sich an den Kosten externer Wärmebeschaffung orientiert, werden durch die Einbeziehung des Spitzenlastkessels die eigenen Wärmegestehungskosten außerhalb des Koppelprozesses zur Grundlage genommen.
- 28 In Tabelle 3 ist die wärmeorientierte Berechnungsvorschrift für Stromkosten aus der Koppelproduktion wiedergegeben. Neben der

Quantifizierung der drei Kostenbestandteile, die unmittelbar den Betrieb und die Investition der Energiezentrale erfassen, ist die eindeutige Bewertung der sonstigen Wärmebereitstellung entscheidend für die spezifischen Kosten der Elektroenergieerzeugung.

Tab. 3: Berechnung der strombasierten Eigenerzeugungskosten aus der BHKW-Wärmegutschrift

Nr.	KOSTEN	in DM/a
1	+ Kapitalgebundene Kosten	
2	+ Verbrauchsgebundene Kosten	
3	+ Betriebsgebundene Kosten	
	<b>Wert der Wärmeerzeugung</b>	
4	- Wert des externen Energiebezuges	
5	- <i>alternativ</i> Wert Wärme Spitzenlastkessel	
<b>Kosten Elektroenergieerzeugung im BHKW</b>		$K_{P-BHKW} = 1 + 2 + 3 - 4(5)$
<b>spezifische Kosten Elektroenergieeigenerzeugung</b>		$k_{P-BHKW} = K_{P-BHKW} / (P_{BHKW} \cdot \tau_{BHKW})$

### 2.2.4 Zusammenfassung

Vergleicht man das strom- und wärmeorientierte Restwertverfahren miteinander, werden methodische Übereinstimmungen wie auch Unterschiede deutlich. Beiden gemeinsam ist die **direkte Kostenzuordnung** eines Koppelproduktes **durch** einen **Vergleichsprozess**. Die Berechnung der Eigenerzeugungsgutschrift erfolgt anhand alternativer Energielieferungen, mit dem das jeweilige Koppelprodukt substituiert wird. Dies ist in einfacher Weise nachvollziehbar und auf Basis der Bedarfs- und Anfallbilanz leicht zu quantifizieren.

Mit der Wärmebereitstellung aus Heizkesseln existiert im allgemeinen zur stromorientierten Betrachtung eine Eigenversorgungsalternative innerhalb der Energiezentrale. In diesem Fall müssen für die Bewertung der Wärmegutschrift aus der KWK-Anlage die jeweiligen Gutschriften von den einzelnen Kostenbestandteilen der Heizkessel abgezogen werden

Neben dieser rein quantitativen und teilweise subjektiven Kostenberechnung existiert aus thermodynamischen Gesichtspunkten mit der

exergetischen Betrachtung eine qualitative Möglichkeit, Kosten zuzuordnen. Diese Produktbetrachtung basiert auf dem zweiten Hauptsatz der Thermodynamik, wonach die **Arbeitsfähigkeit** von **Energie** als wesentliches Bewertungskriterium gesehen wird.

### 2.3 Exergiebilanz

- 32 Qualitative Eigenschaften von Energie (EN) werden durch das naturgesetzliche „Prinzip der Irreversibilität“ oder auch des als „Gesetz des Geschehens“ (W. Ostwald) interpretierten **zweiten Hauptsatzes der Thermodynamik** [4] beschrieben. Damit wird Energie in wertlose und umwandlungsfähige Niveaustufen unterschieden. Letztere wird in der Verfahrenstechnik unter dem Begriff **Exergie** (EX) als „**derjenige Teil einer Energieform, der sich auf reversiblen Wege vollständig in jede beliebige andere Energieform umwandeln lässt**“ [5] verstanden. Vollständig entwertete Energieströme, die ihre Umwandlungsfähigkeit eingebüßt haben, werden als **Anergie** (AN) definiert. Sie treten mit den jeweiligen Umgebungszuständen ins Gleichgewicht. Dieser Status ist nur durch Zufuhr von Energie, besser Exergie, aufzuheben. Anergie kann somit durchaus wirtschaftlich energetisch interessant durch Exergieeinsatz genutzt werden, wie z. Bsp. am Einsatz von Wärmepumpen deutlich wird.
- 33 In Abbildung 2 wird deutlich, dass die eingebrachte Exergie (Brennstoff  $\approx 100\%$ ) als einziger qualitativ zu beschreibender Kostenträger sich durch Verbrennung in der BHKW-Anlage auf  $35\% - 55\%$  redu-

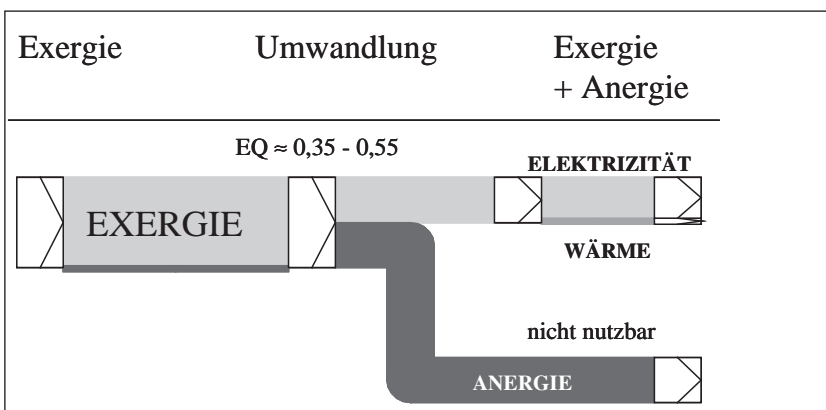


Abb. 3: Exergiefluss im BHKW

ziert. Im Vergleich zur energetischen Ausbeute (80–90%) ein enormer Verlust. Sie wird dabei durch zwei Medien (Wärme/Strom) repräsentiert. Die Elektroenergie mit einer Arbeitsfähigkeit von 100% im Vergleich zur Exergieausbeute der Wärmemenge beweisen eindrucksvoll, wie sich die Wichtung untereinander verändert hat. Die Wärme verliert in dieser Betrachtung somit anteilig an Bedeutung, was auch in den Kostenanteilen und nachfolgend beschriebenen Kennzahlen deutlich wird.

### 2.3.1 Energiequalitätsgrad

Durch die Verbrennung und Umwandlung in der KWK-Anlage entsteht sowohl ein Exergie- als auch Anergieanteil. Beide Energieströme und -qualitäten mathematisch zusammengefasst, ergeben den Ausgangspunkt der weiteren Betrachtung. [Gleichung 2–1]. 34

*Gleichung 2-1: Definition der Energie aus Exergie und Anergie nach RANT*

$$EN = EX + AN \quad [\text{kWh/a}]$$

Um die Exergie von Stoffströmen quantitativ zu bewerten, kann die von RANT eingeführte exergetische Kennzahl genutzt werden. In anderen Veröffentlichungen wird diese Bewertungsgröße auch als „**Energiequalitätsgrad**“ (EQ) bezeichnet [5], beschreibt jedoch den gleichen Sachverhalt (Gleichung 2–2). 35

*Gleichung 2-2: Energiequalitätsgrad bzw. exergetische Kennzahl*

$$EQ = \frac{EX}{EX + AN} = 1 - \frac{AN}{EN} = \frac{EX}{EN} \quad [-]$$

Mit dieser Kennzahl wird das reversible exergetische Potential eines Energieumwandlungsprozesses ausgedrückt. In einer Grenzwertbetrachtung liegt dieser Wert zwischen Null und Eins. Ist der EQ eins, so ist die qualitativ hochwertig zu bemessene Arbeitsfähigkeit des Stoffstromes erhalten geblieben. Da durch die Durchmischung in der Brennkammer irreversible Vorgänge ablaufen, ist dieser Wert rein hypothetisch. Geht er gegen null, so ist die Nutzbarkeit für den Anwender eingeschränkt bzw. nicht gegeben. Die Anlage entwertet in hohem Grade Brennstoffe. 36

- 37 Fazit: Der BHKW-Betreibers muss darauf achten, dass seine Anlage einen möglichst geringen Anergieanteil bei der Verbrennung von Energieträgern erzeugt und er somit die Arbeitsfähigkeit seiner gekoppelten Energieströme (Strom und Wärme) erhält.

### 2.3.2 Exergien von Brennstoffen

- 38 Primärenergie wie die Brennstoffe Erdgas, Kohle, Heizöl ist im Rohzustand Exergie. Spezifische Kennwerte kohlenwasserstoffhaltiger Brenngase sind in Tabelle 4 dargestellt. Mathematische Basis bilden statistische Beziehungen, in denen der obere Heizwert des Brennstoffes die wesentliche Zustandsgröße charakterisiert (Gleichung 2–3) [6]. Aus den Ergebnissen werden nur unwesentliche Unterschiede zwischen den oberen Heizwert eines Brennstoffes und seiner Exergie deutlich. Der EQ kann damit bei **Primärenergieträgern** aus diesen Ergebnissen in guter Näherung gleich **eins** gesetzt werden.

Tab. 4: Exergiewerte wichtiger Brennstoffe für die Energieversorgung

Brennstoff	oberer Heizwert	spezifische Exergie
Faulgas	6 kWh/m <sup>3</sup> = 21,6 MJ/m <sup>3</sup>	5,35 kWh/m <sup>3</sup> = 19,3 MJ/m <sup>3</sup>
Erdgas	10,42 kWh/m <sup>3</sup> = 37,51 MJ/m <sup>3</sup>	9,5 kWh/m <sup>3</sup> = 34,22 MJ/m <sup>3</sup>
leichtes Heizöl	10,08 kWh/l = 36,3 MJ/l	10,08 kWh/l = 36,3 MJ/l

### 2.3.3 Mathematische Berechnungsgrundlage

- 39 In Tabelle 4 sind Exergien für signifikante Brennstoffe in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen aufgelistet. Die im BHKW ausgekoppelten Produkte lassen sich anhand der Exergiedefinition wie folgt einteilen. Elektroenergie bzw. Strom kann in jede beliebige Energieform, wie zum Beispiel Wärme oder mechanische Arbeit, transformiert werden. Der EQ beträgt somit eins. Der erzeugte Exergiestrom lässt sich aus dem Produkt der installierten elektrischen BHKW-Leistung und der jährlichen Ausnutzungsdauer relativ einfach berechnen (Gleichung 2–4).

Gleichung 2-3: *Exergiestrom kohlenwasserstoffhaltiger Brenngase bei idealem Verhalten [ $H_o$  in MJ/kmol]*

$$EX_{ET} \approx m \cdot \frac{(0,6662 + 3,656 \cdot 10^{-2} \cdot \ln H_O) H_O}{22,4} \quad [\text{kWh/a}]$$



Gleichung 2-4: Exergie der Elektroenergiebereitstellung

$$W_{\text{BHKW}} = W_{\text{ex}} = P_{\text{BHKW}} \cdot \tau_{\text{BHKW}} \quad [\text{kWh/a}]$$

Gleichung 2-5: Exergie der Wärmeauskopplung auf Wasser

$$Q_{\text{BHKW}} > Q_{\text{ex}} = \tau \cdot \dot{m}_w \cdot c_m \Big|_{t_{\text{RL}}}^{t_{\text{VL}}} \left[ t_{\text{VL}} - t_{\text{RL}} - T_U \ln \frac{T_{\text{VL}}}{T_{\text{RL}}} \right] \quad [\text{kWh/a}]$$

Gleichung 2-6: Exergetische Gesamtbilanz der KWK-Anlagen

$$EN_{\text{ET}} \approx EX_{\text{ET}} = EX + AN = W_{\text{BHKW}} + Q_{\text{ex}} + V_{\text{ex}} \quad [\text{kWh/a}]$$

Die ausgekoppelte Wärme ist aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus von Vor- und Rücklauf zwischen 130°C und 70°C durch einen außentemperaturabhängigen ( $T_U$ ) Energiequalitätsgrad gekennzeichnet (Gleichung 2-5). Deshalb verändert sich dieser Wert im Laufe des Jahres und kann somit nur als statistisches Mittel in die Berechnung einfließen. Neben der mittleren spezifischen Wärmekapazität des Wärmeträgers ( $c_m$ ), dem Massestrom sowie der BHKW-Laufzeit ( $\tau$ ) bestimmen vor allem Temperaturunterschiede in Vor- und Rücklauf die Höhe der jährlichen Exergiestromes. 40

Eine exergetische Gesamtbilanz des BHKW wird mit Gleichung 2-6 beschrieben. Neben den Exergien der Koppelprodukte entstehen innere und äußere Exergieverluste ( $V_{\text{ex}}$ ), die vor allem in den irreversibel verlaufenden Verbrennungsvorgängen wie auch der Abgabe der Verbrennungsgase an die Umgebung zuzurechnen sind. Die Berechnung eines spezifischen BHKW Energiequalitätsgrades ist aus der Bilanzierung der einzelnen Exergieanteile möglich. Dabei sind die Einflussparameter zu beschreiben, welche dies ermöglichen. 41

### 2.3.4 Energiequalitätsgrad der Energiezentrale

Der Energiequalitätsgrad der BHKW-Anlage ist ein Maß für die Umsetzung des eingesetzten Brennstoffes in arbeitsfähige Energie. Sie ist somit eine qualitative Kennzahl der Energieumwandlung. Ihre mathematische Herleitung resultiert aus der in Abbildung 4 dargestellten Berechnungsvorschrift. 42

Die **Stromkennzahl** (1) als Verhältnis der elektrischen zur thermischen Nennleistung nimmt dabei einen zentralen Stellenwert ein. Ausgehend von der Bestimmung des EQ für das BHKW, dem Ver- 43

Stromkennzahl von BHKW – Anlagen : [1]	$\sigma = \frac{P}{\dot{Q}}$	[-]
Exergie der elektr. BHKW – Leistung : [2]	$P_{ex} = P_{BHKW}$	[kW]
Energie[3] und Exergie [4] der thermischen BHKW – Leistung :		
[3]	$\dot{Q} = \dot{m} \cdot c_m \int_{t_{RL}}^{t_{VL}} (t_{VL} - t_{RL})$	[kW]
[4]	$\dot{Q}_{ex} = \dot{m} \cdot c_m \int_{t_{RL}}^{t_{VL}} \left( (t_{VL} - t_{RL}) - T_U \cdot \ln \frac{T_{VL}}{T_{RL}} \right)$	[kW]
aus[3] und[4] $\dot{Q}_{ex} = \frac{\dot{Q} \left( (t_{VL} - t_{RL}) - T_U \cdot \ln \frac{T_{VL}}{T_{RL}} \right)}{(t_{VL} - t_{RL})}$		
$= \dot{Q} \left( 1 - \frac{T_U}{(t_{VL} - t_{RL})} \cdot \ln \frac{T_{VL}}{T_{RL}} \right)$ [kW]		
Anlagenwirkungsgrad BHKW : [5]	$\eta_{ges.} = \frac{P + \dot{Q}}{m H_U} = \frac{\dot{Q}(1 + \sigma)}{m H_U}$	[%]
aus Energiebilanz : $\dot{m} H_U = \frac{\dot{Q}(1 + \sigma)}{\eta_{ges.}} \cdot \tau_{BHKW} = \frac{P(1 + \sigma^{-1})}{\eta_{ges.}} \tau_{BHKW}$ $\left[ \frac{kWh}{a} \right]$ ;		
Energiequalitätsgrad :		
[6]	$EQ = \frac{P + \dot{Q}_{Ex}}{m H_U} = \frac{\eta_{ges.} \left( \sigma \cdot \dot{Q} + \dot{Q} \left( 1 - \frac{T_U}{(t_{VL} - t_{RL})} \cdot \ln \frac{T_{VL}}{T_{RL}} \right) \right)}{\dot{Q}(1 + \sigma)}$	[-]
[7]	$EQ = \frac{\eta_{ges.} \left( \sigma + 1 - \frac{T_U}{(t_{VL} - t_{RL})} \cdot \ln \frac{T_{VL}}{T_{RL}} \right)}{(1 + \sigma)}$	
$= \underbrace{\frac{\eta_{ges.} \sigma}{1 + \sigma}}_P + \underbrace{\frac{\eta_{ges.} \left( 1 - \frac{T_U}{(t_{VL} - t_{RL})} \cdot \ln \frac{T_{VL}}{T_{RL}} \right)}{1 + \sigma}}_{\dot{Q}_{EX}}$ [-]		

Abb. 4: Herleitung Energiequalitätsgrad von BHKW-Anlagen

hältnis aus der Summe der Exergie mit dem eingesetzten Brennstoff [6] (Annahme:  $EX_{ET} = m \cdot H_U$ ), werden durch Einführen der Stromkennzahl  $\sigma$  beide Exergieströme getrennt beschrieben. Aus dieser Vereinfachung ist es möglich, die entscheidenden Zustandsparameter zu eliminieren, welche die Höhe des EQ beeinflussen [7].

Neben der Stromkennzahl  $\sigma$  und dem Brennstoffausnutzungsgrad  $h_{\text{ges}}$  ist die thermodynamische Zustandsgröße **Temperatur** ein wichtiger Parameter. Diese wird dabei sowohl über die jeweiligen Vor- und Rücklauftemperaturen des Wärmeträgers ( $t_{\text{VL}}$ ,  $t_{\text{RL}}$ ) bzw. die aktuelle Umgebungstemperatur ( $T_U$ ) in die Gleichung einbezogen. 44

Fazit: Aus der Grenzwertbetrachtung im Zähler wird ersichtlich, dass ein erhöhter Temperaturunterschied zwischen Vor- und Rücklauf ( $T_{\text{VL}}$ ,  $T_{\text{RL}}$ ) bzw. eine niedrige Außentemperatur ( $T_U$ ) neben der fixen Stromkennzahl ( $\sigma$ ) entscheidenden Einfluss auf den EQ nimmt. 45

### 2.3.5 Quantifizierung des Energiequalitätsgrades

In Abbildung 5 ist der EQ in Abhängigkeit fixierter Vor- und Rücklauftemperaturen ( $110^\circ\text{C}$ ,  $80^\circ\text{C}$ ), des Außentemperaturbereiches zwischen  $-15^\circ\text{C}$  und  $30^\circ\text{C}$  sowie variabler BHKW-Stromkennzahlen ( $0,5 \geq 1$ ) dargestellt. 46

Es wird deutlich, dass der EQ von BHKW die eine Bandbreite zwischen ca. 0,35 bis 0,55 umfasst. Dieser, im Vergleich zum bekannteren 47

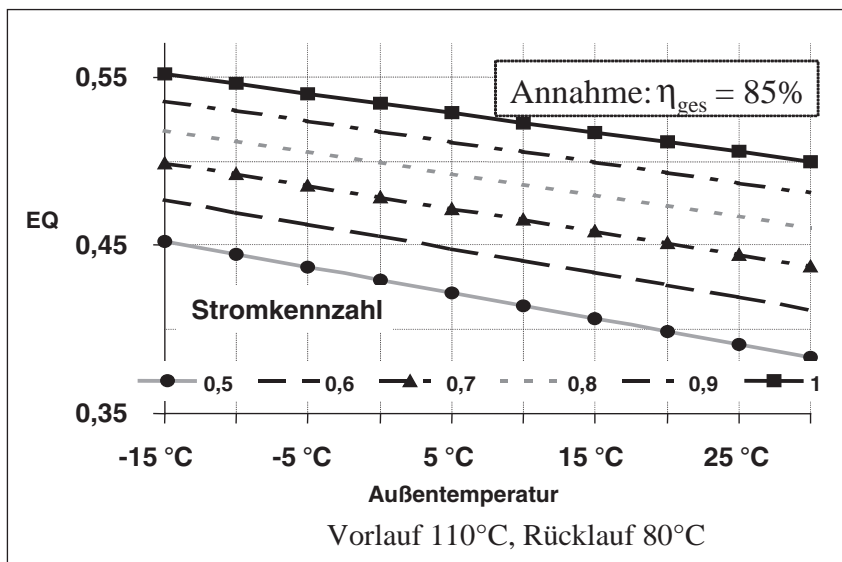


Abb. 5: Energiequalitätsgrad in Abhängigkeit der Außentemperatur

Brennstoffausnutzungsgrad von 80% – 90%, hohe Verlust der Arbeitsfähigkeit des eingesetzten Brennstoffes um die Hälfte ist vor allem in der irreversiblen Brennstoffverbrennung begründet. Die lineare Abhängigkeit von der Stromkennzahl beweist, dass eine Erhöhung dieser Kennzahl zu einer qualitativ besseren Energieausbeute führt.

- 48 **Fazit:** Betreiber von BHKW-Anlagen sollten im Sinne einer hohen Brennstoffausnutzung in der Planung von Neuinvestitionen immer den Energiequalitätsgrad in die konkrete Entscheidungsfindung einbeziehen bzw. eine hohe Stromkennzahl.

### 2.3.6 Spezifische Exergieanteile

- 49 Für eine **wirtschaftliche Betrachtung** beider Koppelprodukte nach qualitativen Maßstäben ist es notwendig, die jeweiligen Exergieanteile zu quantifizieren. In Abbildung 6 ist beispielhaft der relative elektrische Anteil an der gesamten Exergieauskopplung in Abhängigkeit der Stromkennzahl sowie eines oberen und unteren Temperaturbereiches ( $-15^{\circ}\text{C}$  bis  $30^{\circ}\text{C}$ ) dargestellt. Die Vor- und Rücklauftemperaturen des Wärmediums wurden in diesem Beispiel mit  $90^{\circ}\text{C}$  und  $70^{\circ}\text{C}$  definiert, welche auch gängige Parameter in BHKW-Anlagen sind.

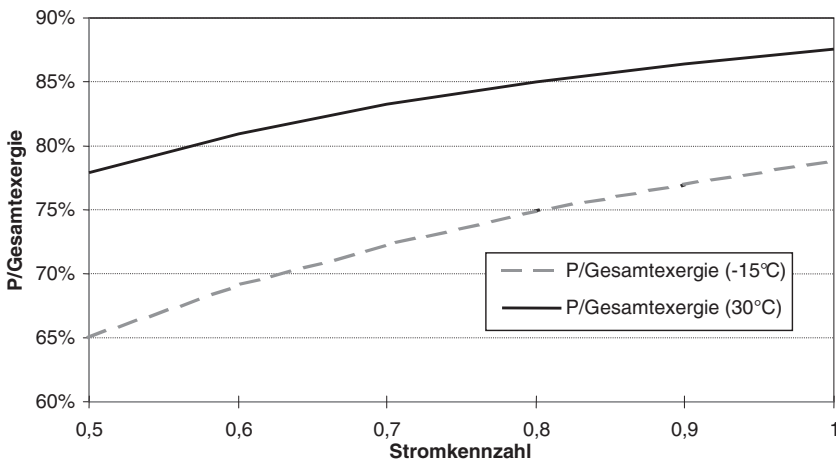


Abb. 6: Relativer Anteil des Koppelproduktes „Elektroenergie“ an der erzeugten Gesamtexergie

Aus dieser Abbildung wird deutlich, dass der Elektroenergieanteil an der Gesamtexergie in Abhängigkeit der Stromkennzahl mit steigender Außentemperatur nichtlinear zunimmt. So beträgt er bei einer Stromkennzahl von 0,8 und einer Umgebungstemperatur von  $-15^{\circ}\text{C}$  gerade 75% der Gesamtexergie. Vergrößert sich unter denselben Randbedingungen die Außentemperatur auf  $30^{\circ}\text{C}$ , so erhöht sich der relative Exergieanteil der Stromerzeugung um zehn Prozentpunkte auf 85%. Daran wird aus exergetischer Betrachtung die **besondere Bedeutung der Elektroenergie** an der Koppelproduktion verständlich. 50

Der in dieser Darstellung beschriebene Bereich zwischen 65% und fast 90% muss bei einer qualitativen Kostenbewertung der Koppelprodukte quantifiziert werden. Strom trägt somit den Schwerpunkt der Exergiekosten, während die restlichen 15% bis 35% an der Gesamtexergie dem Wärmemedium angerechnet werden. 51

### 2.3.7 Exergetische Kostenbetrachtung

Mit der Rückführung der beiden unterschiedlichen Koppelprodukte auf eine qualitativ gleichwertige Energiestufe wurde die Voraussetzung für eine weitere Kostenzuordnung geschaffen. Somit lassen sich die spezifischen Kosten der Exergieauskopplung und daraus die anteilmäßigen Kosten beider stoffrelevanten Exergieströme bestimmen. 52

Der Herleitungsalgorithmus zur Bestimmung der Exergiekosten ( $K_{\text{ex}}$ ) ist in Abbildung 7 als rein brennstoffbezogene Betrachtung wiedergegeben. 53

Mit Gleichung 2-7 wird die Abhängigkeit der spezifischen Produkt- bzw. Exergiekosten allein von den jeweiligen Brennstoffkosten dargestellt. Kalkulatorische und weitere betriebsgebundene Kostenfaktoren bleiben in dieser Beschreibung unberücksichtigt, da sie letztendlich nur einen zusätzlichen fixen Anteil darstellen würden. Entscheidende Faktoren für die Höhe der Kosten neben dem Brennstoffpreis sind dagegen Stromkennzahl sowie Prozess- und Umgebungstemperaturen. 54

*Gleichung 2-7: Spezifische Exergiekosten in Abhängigkeit vom Brennstoffpreis*

$$k_{\text{ex}} = \frac{k_{\text{ET}}}{\text{EQ}} = \frac{k_{\text{ET}}(1 + \sigma)}{\eta_{\text{gesamt}} \left( \sigma + 1 - \frac{T_{\text{U}}}{(T_{\text{VL}} - T_{\text{RL}})} \cdot \ln \frac{T_{\text{VL}}}{T_{\text{RL}}} \right)} \quad \left[ \frac{\text{DM}}{\text{kWh}} \right]$$

<u>Verbrauchsgebundene Exergiekosten</u>	
Annahme: Brennstoff = 100% Exergie	
$K_{E\text{-Bezug}} = K_{\text{ex}} = \dot{m}_{\text{ET}} H_{\text{U,ET}} k_{\text{ET}}$	$\left[ \frac{\text{DM}}{\text{a}} \right];$
<u>Energiequalitätsgrad BHKW:</u>	
$EQ = \frac{P + \overset{\circ}{Q}_{\text{ex}}}{\dot{m}_{\text{ET}} H_{\text{U,ET}}}$	$[-];$
<u>Absolute und spezifische Exergiekosten:</u>	
$K_{\text{ex}} = \frac{P + \overset{\circ}{Q}_{\text{ex}}}{EQ} k_{\text{ET}}$	$\left[ \frac{\text{DM}}{\text{a}} \right]; k_{\text{ex}} = \frac{k_{\text{ET}}}{EQ} \left[ \frac{\text{DM}}{\text{kWh}} \right];$

Abb. 7: Herleitung Exergiekosten

- 55 Dabei sind die spezifischen Exergiekosten umgekehrt proportional dem EQ und somit von dieser Kennzahl in folgenden Grenzen abhängig. Ist der EQ eins, so entspricht der Brennstoffbezugspreis den spezifischen Exergiekosten. Ein Traum jeder Energieumwandlung, denn die Arbeitsfähigkeit des Energieträgers bleibt für die weitere Nutzung vollständig erhalten. Geht der EQ gegen Null, was durch sehr hohe innere und äußere Exergieverluste bei der Energieumwandlung hervorgerufen wird, so steigt der spezifische Exergiepreis gegen unendlich. Das gesamte Verfahren ist somit aus wirtschaftlicher Sicht untragbar.
- 56 Die spezifischen Exergiekosten sind indirekt proportional vom EQ, was in den Beispielen in Abbildung 8 sichtbar wird. Für den berechneten EQ eines BHKW ist damit das zwei- bis dreifache der Brennstoffkosten der Exergie in Rechnung zu stellen. (Bsp.: Bei einem Brennstoffpreis von 4 Pf/kWh und einem EQ 0,45 betragen die spezifischen Exergiekosten mit 9 Pf/kWh über das doppelte der Bezugskosten.). Eine interne Kostensenkung wird somit immer durch einen hohen Energiequalitätsgrad erreicht.
- 57 Diese wirtschaftliche Kostenvariante unterstellt nur ein Produkt der Energieumwandlung in der BHKW-Anlage. Diese wird als Exergie bezeichnet und dient als alleiniger Kostenträger, wobei sie sich aus ei-

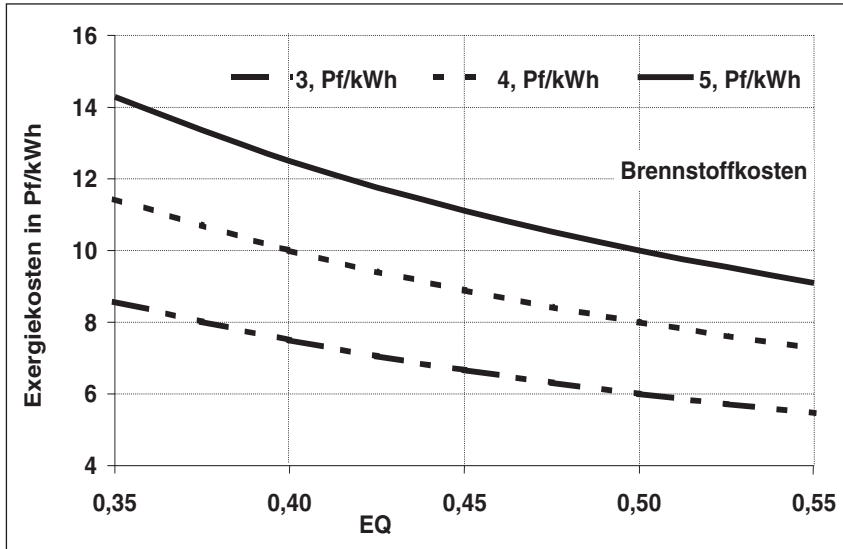


Abb. 8: Spezifische Exergiekosten in Abhängigkeit des Energiequalitätsgrades

dem elektrischen und thermischen Anteil zusammensetzt. Die Temperaturabhängigkeit des thermischen Anteils sowie dessen geringe Exergiepotential bestätigt die These, dass in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen die **Elektroenergiegewinnung** eine **hohe wirtschaftliche Bedeutung** besitzt.

Fazit: Der ausgekoppelte Strom bzw. die Elektroenergie trägt bei einer rein qualitativen Kostenbewertung den Hauptanteil, da diese zu 100% Exergie besteht. Niedrige Exergiekosten sind durch einen hohen Energiequalitätsgrad zu erzielen. 58

## 2.4 Gegenüberstellung Energie/Exergie

In der Gegenüberstellung von Restwertverfahren und der exergetischen Kostenaufteilung für die Kraft-Wärme-Kopplung werden folgende Unterschiede und Gemeinsamkeiten deutlich. 59

Mit der **subjektiven Kostenzuordnung** eines Koppelproduktes sowie der Verrechnung der Restkosten mit dem anderen Produkt innerhalb des Restwertverfahrens existiert eine einfache und praktikable Möglichkeit, spezifische Energiekosten zu ermitteln. Ohne Beachtung thermodynamischer Gesetzmäßigkeiten wird eine rein fiskalische Bi- 60

lanzierung auf Basis thermischer und elektrischer Wirkungsgrade durchgeführt. Primär entscheidend für die spezifischen Gestehungskosten von Wärme oder Strom sind die zugrunde gelegten tariflichen Rahmenbedingungen. Diese werden einem Produkt zugeordnet und als Kostengutschrift deklariert, da sie den Energieimport durch Eigennutzung einschränken. Dieser Bonus wird von den in Rechnung zu stellenden Kosten abgezogen und die Restkosten mit dem zweiten Produkt verrechnet.

- 61 Aus dieser tariflichen Kostenabhängigkeit kann es bei Energiepreisvergleichen der Koppelprodukte von KWK-Anlagen mit anderen Umwandlungsanlagen zu **gravierenden Kostenunterschieden** kommen. Sollten die spezifischen Kosten eines Koppelproduktes zum Beispiel weit über den Kosten auf dem Markt angebotener Endenergien liegen, so ist der wirtschaftliche Vorteil der KWK-Kopplung für den Außenstehenden mindestens fraglich. Dieses verzerrte Abbild kann zu falschen Schlussfolgerungen im Sinne des Anlagenbetriebes führen, da u. a. auch ökologische Vorteile (hohe Brennstoffausnutzung bei gleichzeitigen Strom- und Wärmeverbrauch) und vor allem die qualitativen Eigenschaften hier nicht zum Tragen kommen.
- 62 Im Gegensatz hierzu werden beim exergetischen Verfahren beide Koppelprodukte nach einem **objektiven thermodynamischen Kriterium**, der Arbeitsfähigkeit des Energieträgers, unterschieden. Als Kennzahl der Energieumwandlung fungiert der Energiequalitätsgrad, der die Rolle eines Wirkungsgrades hat. Mit der **Exergie** als Maß der reversiblen Umwandlungsfähigkeit eines Energieträgers entsteht somit objektiv auch ein einheitlich **unmittelbar verwendbarer Kostenträger**. Dieser kann auf Grundlage von Brennstoffpreisen bzw. aller Kostenbestandteile berechnet werden. Auf Basis dieser Methodik lassen sich energetische Koppelprodukte im Sinne der Produktionstheorie fiskalisch vergleichen. Nachteilig für eine praktische Umsetzung wirkt sich der aus der Temperaturabhängigkeit der Wärme resultierende komplizierte Berechnungsalgorithmus aus. So grenzt das instationäre Temperaturverhalten der Umgebung die genaue Berechnung eines anlagenspezifischen Energiequalitätsgrades ein. Durch Einbeziehung einer mittleren Umgebungstemperatur von 15°C bei gleichzeitigen konstanten Vor- und Rücklauftemperaturen des Heizkreislaufes kann dennoch eine hinreichend genaue Kennzahl bestimmt werden.



### 3 Gesetzliche und verhandelte Rahmenbedingungen

Die Wirtschaftlichkeit von BHKW-Anlagen ist auch in einem liberalisierten Energiemarkt durch steuerliche Aspekte wie auch dem Netzzugang geprägt. Im folgenden Absatz wird auf die relevanten Verordnungen hingewiesen.

#### 3.1 Steuerliche Belastung

Die steuerlichen Be- und Entlastungen lassen sich nach dem eingesetzten Brennstoff und den bereitgestellten Endenergien Strom und Wärme unterteilen (Tabelle 1). Es wird sichtbar, dass für eine Brennstoffausnutzung über 70% die fiskalischen Abgaben erlassen werden. 63

Die Stromerzeugung in BHKW-Anlagen bis 2 MW wird zudem bei einem lokalen Verbrauch von der Stromsteuer befreit, was die Wirtschaftlichkeit dezentraler Eigenerzeugungsanlagen in der Zukunft interessant macht. Eine Förderung bzw. Besteuerung der thermischen Energie entfällt. 64

Tab. 5: Steuerliche Komponenten in KWK-Anlagen innerhalb der BRD

Steuer	Regelsatz Mineralölsteuer	Erllass für KWK
Brennstoffe	<ul style="list-style-type: none"> <li>• bei leichtem Heizöl → 12 Pf/l</li> <li>• bei schwerem Heizöl → 35 DM/t</li> <li>• bei Erdgas, Flüssiggas → 0,68 Pf/kWh</li> <li>• bei Flüssiggas → 7,5 Pf/kg</li> <li>• Kohle ausgenommen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• bei Jahres- bzw. Monatsnutzungsgrad von 70%</li> </ul>
	<b>Stromsteuer</b>	
Strom	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ab 01. 01. 2000 → 2,5 Pf/kWh</li> <li>• jährlich um 0,5 Pf/kWh steigend bis 2003</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• bei Anlagen mit Nennleistung bis 2 MW mit räumlich nahem Verbrauch</li> </ul>
Wärme	<ul style="list-style-type: none"> <li>• keine Besteuerung</li> </ul>	

#### 3.2 Gesetzliche Förderung

Neben dem steuerlichen Aspekt existieren eine Reihe von Vergütungsregeln, welche den Einsatz von KWK-Anlagen wirtschaftlich attraktiv gestalten. Diese sollen im folgenden vorgestellt werden. 65

### 3.2.1 Einspeisevergütung nach Energiewirtschaftsgesetz für Strom aus regenerativen Energieträgern

- 66 Laut Energiewirtschaftsgesetz § 2 [7] sind Elektrizitätsunternehmen verpflichtet „... Den in ihrem Versorgungsgebiet erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien abzunehmen...“. Die Höhe der Vergütung bei einer Faulgasanlage bis 500 kW“... beträgt für Strom aus Klärgas mindestens 80 vom Hundert des Durchschnittserlöses je Kilowattstunde aus der Stromabgabe von Elektrizitätsunternehmen an alle Letztverbraucher.“. Der, auf das vorletzte Jahr, bezogene Quotient aus dem gesamten Umsatz aller bundesdeutschen Stromversorger und ihrer verkauften Energiemenge dient als ErlösKomponente zur Berechnung der externen Stromvergütung.
- 67 Diese Definition ist aufgrund neuerer Gesetzgebungen hinfällig, soll jedoch darauf hinweisen, dass mit der Liberalisierung der Energiewirtschaft die Interessen regenerativ erzeugter Elektrizität Berücksichtigung fand.

### 3.2.2 Einspeisevergütung nach EEG für Strom aus regenerativen Energieträgern

- 68 Dieser Schritt wird mit dem am 01. 04. 2000 in Kraft getretenen „Erneuerbare Energie Gesetz – EEG“ [8] fortgeführt, indem konkrete Einspeisevergütungen für regenerative Stromerzeugung festgelegt werden. Da diese Vergütungen auch bei KWK-Anlagen mit regenerativen Energieträgern zutreffen, sollen hier die konkreten Vergütungen benannt werden (Tabelle 6).
- 69 Mit den hier klassifizierten Energieträgern lassen sich KWK-Anlagen betreiben, wobei Deponie- bzw. Faulgas durch seine physikalischen Eigenschaften dem Erdgas sehr ähnlich sind und deshalb in der Praxis sehr häufig eingesetzt werden. Aber auch aus der thermischen Behandlung von Holz lassen sich regenerative Gase gewinnen, die jedoch aufgrund Ihrer Konsistenz (Teere, flüssige Kohlenwasserstoffe) einen höheren Aufwand bei der Brenngasaufbereitung erfordern. Auch wäre Holz als Brennstoff für die Strom- und Wärmeauskoppung im Dampfprozess denkbar.

Tab. 6: Vergütungssätze für Strom einspeisung aus regenerativen Energien

Energieträger	Leistung	Vergütung
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Deponie-, Klär-(Faul-), Grubengas (bis 5 MW)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• bis 500 kW</li> <li>• über 500 kW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Neuanlagen mind. 15 Pf/kWh</li> <li>• neue Anlage <math>\frac{500\text{kW}}{P_{\text{Anlage}}} \cdot 0,02 \frac{\text{Pf}}{\text{kWh}} + 13 \frac{\text{Pf}}{\text{kWh}}</math> bzw.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Biomasse (bis 20 MW)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• bis 500 kW</li> <li>• bis 5000 kW</li> <li>• ab 5000 kW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Neuanlagen mind. 20 Pf/kWh</li> <li>• Neuanlagen mind. 18 Pf/kWh</li> <li>• Neuanlagen mind. 17 Pf/kWh</li> </ul>

Die **Definition von Biomasse** ist laut dem vorliegenden Gesetz mit dem „aller über die Photosynthese gewonnenen Energien“ sehr umfassend zu verstehen. Um zwischen belasteten (Entsorgung) und unbelasteten (energetische Verwertung) Materialien deutlich unterscheiden zu können, wird dieser Begriff durch eine **Verordnung im Jahr 2000** weiter präzisiert.

70

### 3.2.3 Einspeisevergütung nach Energiewirtschaftsgesetz für Strom aus fossilen Energieträgern

Neben der eindeutigen Quantifizierung der Einspeisevergütung für Strom aus regenerativen Energieträgern ist der Gesetzgeber an einer Steigerung des Anteils der **Elektrizitätserzeugung** aus **KWK-Anlagen** interessiert. Liegt diesem Erzeugungsprofil ein entsprechender elektrischer und thermischer Bedarf zugrunde, so sind die wirtschaftlichen und ökologischen Vorteile durch die hohe Brennstoffausnutzung im Vergleich zur getrennten Energiebereitstellung plausibel.

71

Im **Energiewirtschaftsgesetz** wird dies im **§ 4a** gewürdigt, der auf die Selbstverpflichtung der Elektrizitätsunternehmen zur Steigerung des Anteils der KWK hinweist. Diesem Anspruch stehen teilweise betriebswirtschaftliche Eigeninteressen entgegen. Dies zeigt sich u. a. in der notorischen Praxis, nachgelagerte Stromerzeugung als Minderung des eigenen Stromabsatzes durch eine systematische Preispolitik zu unterbinden. Die Höhe der Vergütung richtet sich somit nach dem Verhandlungsgeschick, den vermiedenen Bezugskosten des vorgelagerten Netzbetreibers sowie der Interessenslage der beteiligten Partner, was einer strategischen Einsatzplanung nicht gerade förderlich ist.

72

- 73 Deshalb wird hier der Gesetzgeber eine verstärkte Verantwortung übernehmen müssen, die er mit dem folgenden Gesetz wahrnimmt.

### 3.2.4 Förderung nach dem Gesetz zum Schutz der gekoppelten Strom- und Wärmeversorgung in der allgemeinen Versorgung (KWK-Gesetz)

- 74 Um die wirtschaftliche Unsicherheit von KWK-Anlagen und somit auch BHKW abzufedern, hat der Gesetzgeber ein **KWK-Gesetz** verabschiedet. Dies hat zum Ziel, die durch den im Zuge des Wettbewerbes eintretenden rapiden Strompreisverfall und die damit einsetzende wirtschaftliche Notsituation gekoppelter Stromerzeugung kurzfristig eine Überlebenschance zu geben.
- 75 In diese Förderung fallen Versorgungsunternehmen, die Strom und Wärme für die **allgemeine Versorgung von Letztverbrauchern** bereitstellen. Für Strom aus diesen Anlagen beträgt die **Vergütung 9 Pf/kWh**, wobei die Mindestvergütung jeweils zum 1. Januar eines neuen Jahres um 0,5 Pf/kWh gesenkt wird. Zur Abnahme verpflichtet werden die Netzbetreiber, an denen die Anlage angeschlossen ist.
- 76 Dieser Gesetzentwurf ist ab dem 18. 05. 2000 in Kraft getreten und soll spätestens zum 31. 12. 2004 durch ein **KWK-Ausbaugesetz** abgelöst werden, welches die langfristige KWK-Förderung zum Ziel hat.

### 3.3 Förderung und Unterstützung der KWK durch die Verbändevereinbarung II Strom

- 77 Die **Verbändevereinbarung II** [9] fördert und unterstützt dezentrale Stromerzeugungsanlagen, wie z. B. auch Blockheizkraftwerke, und **begünstigt Einspeisungen** in die unterlagerten Netzebenen.
- 78 Diese Vereinbarung basiert auf einem transaktionsunabhängigen Punktmodell, indem der Kunde die Netznutzungsentgelte für die Spannungsebene, an die er angeschlossen ist, und für alle darüber liegenden Spannungsebenen, zahlt. Bemessungsgrundlage für das Netznutzungsentgelt ist die Bezugsleistung des Kunden, welche ggf. durch einen Korrekturfaktor reduziert wird. Blockheizkraftwerke sowie weitere **KWK-Anlagen**, die in unterlagerte Spannungsebenen

einspeisen, **entlasten die vorgelagerten Netze** und **erhalten einen Bonus**, der sich nach den eingesparten Netzkosten richtet.

Ferner werden Netznutzungsentgelte nur für die Bezugsleistung des Kunden bezahlt; bei **Einspeisung** in die Netze wird **kein Netznutzungsentgelt** fällig, was einen Vorteil für Betreiber von BHKW und anderen KWK-Anlagen darstellt. 79

Die Netzkosten der jeweils höheren Spannungsebene werden auf die unterlagerten Ebenen nach Maßgabe der sogenannten **Nettowälzung** weitergegeben. Bei diesem Verfahren werden die Kosten einer Netzebene auf die End- und Netzkunden – entsprechend der jeweils bezogenen Leistung – abgewälzt. Um eine unangemessen hohe Belastung der Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen bei der Inanspruchnahme von Reserveleistung zu vermeiden, z. B. bei Ausfall der Eigenerzeugung oder Revisionen, wurden entsprechende Sonderregelungen vereinbart. Diese Regelungen besagen, dass die weiterhin notwendige zeitlich limitierte Netznutzung (Reserveinanspruchnahme) mit einem Korrekturwert zwischen 0,25 und 0,35 verrechnet wird. 80

Betreiber von Blockheizkraftwerksbetreiber sowie von anderen KWK-Anlagen haben insgesamt nach der Verbändevereinbarung II Vorteile beim Netzzugang, beim Reservestrombezug und bei Einspeisungen in unterlagerte Stromnetze. 81

Nach Angaben des Verbandes der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. kann dieser **Bonus** in Abhängigkeit der jeweiligen Netzstrukturen und Abnahmeverhältnisse **1–3 Pf/kWh** betragen, wobei diese „Netzvergütung“ vielfach mit den bereits gezahlten Rückspeisevergütungen verrechnet werden kann. 82

## 4 Kostenmodell

Ausgehend von den beschriebenen Möglichkeiten der Kostenverteilung und steuerlichen Vorteilen für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ist im Sinne der Gesamtoptimierung eine **mathematisch** fundierte **Basis** für das **Optimierungsproblem** zu schaffen. Durch Kostenmodelle lassen sich dabei ökonomische Zusammenhänge für den Betreiber mit einer relativ hohen Transparenz abstrahieren. Dabei werden die kostenrelevanten Stellschrauben für den Betreiber mit dem Ziel 83

ausgewiesen, auf die Höhe der Energiebezugskosten bewusst Einfluss zu nehmen. Dabei helfen ihm Kennzahlen, welche die ökonomischen Auswirkungen seiner Handlungen anzeigen.

## 4.1 Vertragsgrundlagen

84 Durch das mit der Liberalisierung der Energiewirtschaft in Kraft getretene **Unbundling**, was eine buchhalterische Trennung vorhandener Energieversorgungsunternehmen nach **Erzeugung, Vertrieb, Handel** und **Netzbetrieb** vorsieht, werden sich in Zukunft auch die vertraglichen Beziehungen zwischen Versorger und Kunde wandeln. Auch BHKW-Betreiber werden deshalb in Kürze mit

- Stromlieferungsverträgen (bei Zusatzstrombezug),
- Anschlussverträgen (bei Errichtung von Neuanlagen),
- Netznutzungsverträgen (für Reserveleistung),
- Bilanzverträgen (bei der Bildung von Bilanzkreisen)

konfrontiert werden.

85 Somit ist eine transparente Kostenbewertung durch den Energiekunden gegeben. Im folgenden steht der Stromlieferungsvertrag im Mittelpunkt, da dieser bei laufenden BHKW-Anlagen die entsprechenden Optimierungsparameter liefert und die wesentlichen Randbedingungen bei der Erstellung von Kostenmodellen festlegt.

86 Auch in Zukunft wird es bei bilateralen Stromlieferverträgen eine Unterscheidung in eine lang- (**Arbeit**) und kurzfristige (**Leistung**) Kostenkomponente geben, welche die Basis der folgenden Modellierung bilden.

## 4.2 Energiebezugskosten

87 Für die Erstellung von Kostenmodellen ist es notwendig, die einzelnen Kostensegmente zu definieren. Die Energiebezugskosten (Gleichung 4-1) innerhalb des BHKW-Systems setzen sich in Summe aus den Strom- inkl. Reserve und den Brennstoffkosten ( $K_{ET}$ ) zusammen. Während die Elektroenergieabnahme rein technisch durch die Dimensionierung des Versorgungsnetzes eingegrenzt wird, ist der Bezug eines fossilen Energieträgers vorübergehend mit einem hohen Leistungsbedarf möglich. Durch die beschränkte Vorhaltung von Über-

tragungsleistungen im Stromnetz differenziert das Elektrizitätsunternehmen seine vertragliche Beziehung mit dem BHKW-Kunden in Leistungs- ( $K_P$ ) und Arbeitskosten ( $K_{AP}$ ).

*Gleichung 4-1: Energiebezugskosten*

$$K_{EB} = K_{AP} + K_P + K_{ET} \quad [\text{DM/a}]$$

Da sowohl der Energiebezug als auch die Reservehaltung bei einer Überschusseinspeisung ein relevanter Kostenterm ist, sollen diese im folgenden näher erläutert werden. 88

#### 4.2.1 Kosten für Zusatzstrombezug und Reserveleistung

Eine autarke elektrische Eigenversorgung durch KWK-Anlagen ist in den meisten Fällen nicht gegeben. Hier ist es notwendig Zusatzstrom einzukaufen bzw. Reserveleistungen bei eventuellen Ausfällen vorzuhalten. 89

Der Einkauf von Zusatzstrom beläuft sich vor allem auf Anlagen, welche nicht den kompletten elektrischen Leistungsbedarf abdecken können. In Tabelle 2 sind in den Punkten 4 und 5 die entscheidenden Kostenfaktoren dargestellt. Neben der Höhe der Leistungskosten und des Leistungsbezuges spielen vor allem bei tarifzeitorientierten Bezugsmodellen die jeweiligen Anteile eine entscheidende Rolle. Eine Senkung des teuren Tarifanteils bedeutet gleichzeitig eine Senkung der jährlichen Arbeitskosten. 90

Um die Reserveleistungskosten bei KWK-Anlagen im Havariefall oder bei Anlagenrevisionen zu begrenzen, wurde in der **Verbändevereinbarung II** festgelegt, dass 91

- Die bestellte Reservenetzkapazität unabhängig von ihrer Inanspruchnahme bezahlt werden muss. 92
- In Abhängigkeit der Inanspruchnahme der angemeldeten Reservenetzkapazität von 93
  - a. Null bis 200 Stunden → 25%,
  - b. 200 bis 400 Stunden → 30%,
  - c. 400 bis 600 Stunden → 35%
- als Kosten der bestellte Reserveleistung entstehen.

- 94 Eine Überschreitung der bestellten Reservenetzkapazität um über 10% kann zur vollen Berechnung (100%) der Netznutzung führen. Wird diese jedoch nicht um 10% überschritten, so kommt für die Leistungsüberschreitung der gleiche Preis zur Anwendung, wie für die bestellte Reservenetzkapazität.

#### 4.2.2 Arbeitskosten

- 95 Die bezogene elektrische Arbeit wird durch Zähler im allgemeinen für die Hoch- wie auch Niedertarifzeiten erfasst. Durch diese gängige Unterteilung wurde in der Stromwirtschaft seit langem das Angebot-Nachfrage Prinzip für die Kunden umgesetzt. Da am Tage durch eingefahrenen Lebensgewohnheiten der gewerbliche und industrielle Energiebedarf größer ist als in der Nacht, spiegelt sich dies auch in den Strompreisen wider. Am Tage liegen diese höher als in den Nachtstunden.
- 96 Berechnungsgrundlage für die kumulierten Arbeitskosten bildet der zeitlich monetär gewichtete Strombezug. In Relation zum Gesamtbezug ( $W_{\text{ges.}}$ ) wird der einzelne Anteil bestimmt (Gleichung 4-2). Aus dessen Multiplikation mit dem zugehörigen Arbeitspreis lassen sich die tarifzeitabhängigen Arbeitskosten bestimmen, welche aufsummiert die gesamten Arbeitskosten darstellen (Gleichung 4-3). Dieser lineare Zusammenhang zwischen Kosten und Arbeitsbezug wird aus der mathematischen Herleitung der einzelnen Funktionen deutlich.

*Gleichung 4-2: Bestimmung der Anteile der tarifzeitabhängigen Stromerzeugung*

$$W_{\text{ges.}} = \sum_{i \in I} W_i = W_{\text{HT}} + W_{\text{NT}} \quad \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \right];$$

$$f_{\text{HT}} = \frac{W_{\text{HT}}}{W_{\text{ges}}} ; \quad f_{\text{NT}} = \frac{W_{\text{NT}}}{W_{\text{ges}}} \quad [-]$$



Gleichung 4-3: Bestimmung der tarifzeitabhängigen Arbeitskosten

$$K_{AP} = \sum_{i \in I} (AP_i \cdot W_i)$$

$$= W_{\text{ges.}} \cdot \sum_{i \in I} (AP_i \cdot f_i) \quad \left[ \frac{\text{DM}}{\text{a}} \right]$$

$$K_{HT/NT} = AP_{HT} \cdot W_{HT} + AP_{NT} \cdot W_{NT}$$

$$= W_{\text{ges.}} \cdot (f_{HT} AP_{HT} + f_{NT} AP_{NT}) \quad \left[ \frac{\text{DM}}{\text{a}} \right]$$

### 4.2.3 Leistungskosten

Die bezogene elektrische Leistung wird durch Leistungszähler im all- 97  
gemeinen unabhängig von der Tarifzeit erfasst. Auf ein viertel- bis  
halbstündliches Zeitraster wird der Netzbezug gemittelt und als Ta-  
gesmaxima archiviert. Für die Quantifizierung der jährlichen Leis-  
tungskosten ( $K_P$ ) wird der Mittelwert ( $P_{\text{max}}$ ) aus zwei bzw. drei dieser  
gemessenen Lastspitzen gebildet und mit dem festgelegten Leis-  
tungspreis (LP) multipliziert (Gleichung 4-4).

Gleichung 4-4: Bestimmung der jährlichen Leistungskosten

$$K_P = P_{\text{max}} \cdot LP \quad [\text{DM/a}]$$

Anteilmäßig können die Leistungskosten je nach Bedarfsstruktur ein- 98  
nen geringen oder hohen Anteil der jährlichen Strombezugskosten  
einnehmen. Das Überschreiten von mit dem Energieversorger festge-  
legten Grenzlasterwerten sollte dabei im Rahmen durch geeignete  
Maßnahmen (Abschalten entsprechender Verbraucher, Maximierung  
der Eigenstromerzeugung) vermieden werden, da nicht bestellte Re-  
serven zusätzliche Kosten verursachen.

Da diese Größe durch eine Reihe von externen und betreiberseitigen 99  
Parametern (Wetter, Außentemperatur, Produktion, Bedienerfüh-  
rung) geprägt wird, ist dieses Management sehr sorgfältig zu pflegen.

### 4.2.4 Brennstoffbezugskosten

Die Bestimmung der fossilen Brennstoffbezugskosten ( $K_{ET}$ ) ergibt 100  
sich aus der Energiebilanz von KWK-Anlagen, welche in Abbildung  
9 hergeleitet wird.

- 101** Ausgehend von der Definition der elektrischen [1] und thermischen [2] Wirkungsgrade als dem Quotienten aus den jeweiligen Nennleistungen sowie dem Brennstoffbezug, ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad [3]. Bezieht man die Stromkennzahl [4] sowie die jährlich produzierte Eigenstrommenge [5] in die Kostendefinition ein, so lassen sich die notwendigen Brennstoffbezugskosten einfach mit Gleichung [6] oder [7] quantifizieren.
- 102** Als Produkt aus der notwendigen Brennstoffmenge ( $m \cdot H_U$ ) sowie den spezifischen Bezugskosten ( $k_{ET}$ ) wird durch die Einbeziehung beschriebener anlagentechnischer Kennzahlen der Zusammenhang zwischen Kosten und Anlage deutlich. Der mathematische Ausdruck in [7] aus der Summe des Reziproken der Stromkennzahl und eins, multipliziert mit dem Brennstoffpreis ( $k_{ET}$ ) sowie der installierten BHKW-Leistung ( $P_{BHKW-in}$ ), dividiert mit dem Anlagenwirkungsgrad (Brennstoffausnutzung) stellt rein mathematisch gesehen den **Anstieg** einer **Kostengeraden** dar. Durch Multiplikation mit der jährlichen Ausnutzungsdauer des BHKW ( $t_{BHKW}$ ) werden die gesamten Brennstoffkosten quantifiziert.

<u>Energie:</u>	
[1] $\eta_{El} = \frac{P_{BHKW-in}}{\dot{m}H_U}$ ;	[2] $\eta_{therm.} = \frac{\dot{Q}_{BHKW}}{\dot{m}H_U}$ ;      [%]
[3] $\eta_{ges.} = \eta_{El} + \eta_{therm.} = \frac{P_{BHKW-in} + \dot{Q}_{BHKW}}{\dot{m}H_U}$ ;      [%]	
[4] $\sigma = \frac{P_{BHKW-in}}{\dot{Q}_{BHKW}}$ ; [-]	[5] $W_{BHKW} = P_{BHKW-in} \cdot \tau_{BHKW}$ $\left[ \frac{kWh}{a} \right]$ ;
<u>Kosten:</u>	
[6] $K_{E-Bezug} = k_{ET} \dot{m}H_U = k_{ET} \frac{(P_{BHKW-in} + \dot{Q}_{BHKW}) \tau_{BHKW}}{\eta_{ges.}}$ $\left[ \frac{DM}{a} \right]$ ;	
[7] $K_{E-Bezug} = k_{ET} \frac{P_{BHKW-in} \cdot (1 + \sigma^{-1}) \tau_{BHKW}}{\eta_{ges.}} = k_{ET} \frac{\dot{Q}_{BHKW} \cdot (1 + \sigma) \tau_{BHKW}}{\eta_{ges.}}$ $\left[ \frac{DM}{a} \right]$ ;	

Abb. 9: Energie- und Kostenrelationen im Blockheizkraftwerk [BHKW]

### 4.3 Kostengutschrift

Neben dem Verkauf von Elektroenergie bildet die Kostengutschrift durch die **Substitution von Fremdenergie** (Strom, Brennstoff) aufgrund der Eigenerzeugung eine wichtige Säule der Wirtschaftlichkeit. Diese setzen sich für Elektroenergie aus den eingesparten elektrischen Leistungs-, Arbeitskosten sowie dem fossilen Energiebezug, bei Einsatz eines regenerativen Brennstoffes, zusammen. Eine Berechnungsvorschrift laut VDI-Richtlinie kann Tabelle 2 entnommen werden. 103

Analog den mathematisch beschriebenen Kostenzusammenhängen zwischen Arbeits- und Leistungskosten (Gleichung 3–11) lassen sich **interne Gutschriften für die Stromerzeugung** aus BHKW erstellen. 104

#### 4.3.1 Gutschrift aus der Substitution von elektrischer Leistung

So verringert sich durch den Einsatz elektrischer Eigenleistung die notwendige netzbezogene mittlere wie auch maximale und somit kostenrelevante Leistungsgröße. Die damit einhergehende Kostenverringerung durch **Substitution von Netzleistung** wird in Gleichung 4–5 beschrieben. 105

*Gleichung 4–5: Quantifizierung der vermiedenen Leistungskosten*

$$K_{\text{vm-p}} = LP \cdot P_{\text{BHKW-bl}} \quad [\text{DM/a}]$$

Neben einem geringen Leistungspreis wirkt die BHKW-Leistung kostendämpfend, welche dem kostenrelevanten elektrischen Leistungsbedarf entgegenwirkt. Die Höhe ist abhängig von der Fahrweise der gesamten BHKW-Anlage. Wird unabhängig von der Tarifzeit eine kontinuierliche Eigenverstromung betrieben, so entspricht  $P_{\text{BHKW-bl}}$  einer Grundlast, was sich auf die Höhe der vermiedenen Leistungskosten auswirkt. Sie entspricht einem Sockelbetrag. 106

Eine **Maximierung** wird dann erreicht, wenn die stochastisch auftretenden Leistungsspitzen um die maximale BHKW-Leistung reduziert werden. In diesem Fall entspricht der Term  $P_{\text{BHKW-bl}}$  der gesamten installierten BHKW-Leistung. 107

### 4.3.2 Gutschrift aus der Substitution von elektrischer Arbeit

- 108 Neben der genannten Leistungskosteneinsparung ist die Berechnung der Einsparung von Netzbezugskosten (Arbeit) ein signifikantes Maß zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der Eigenerzeugung. Unter Einbeziehung der installierten BHKW-Leistung und dessen jährlicher Ausnutzungsdauer wird analog Gleichung 4-3 die ersetzte Arbeit approximiert (Gleichung 4-6).

*Gleichung 4-6: Quantifizierung des vermiedenen Netzbezuges*

$$\begin{aligned}
 W_{\text{ges-BHKW}} &= \sum_{i \in I} (P_i \tau_i) \\
 &= P_{\text{BHKW-in}} \cdot \tau_{\text{BHKW}} \quad \text{[kWh / a]} \\
 f_{\text{BHKW-HT}} &= \frac{W_{\text{BHKW-HT}}}{P_{\text{BHKW-in}} \cdot \tau_{\text{BHKW-HT}}}; f_{\text{BHKW-NT}} = \frac{W_{\text{BHKW-NT}}}{P_{\text{BHKW-in}} \cdot \tau_{\text{BHKW-NT}}}; \quad [-]
 \end{aligned}$$

- 109 Die damit im Zusammenhang stehenden vermiedenen Kosten bzw. Kostengutschriften hängen neben der jährlich produzierten Energiemenge vor allem vom Zeitpunkt der Eigenerzeugung und den dazugehörigen spezifischen Arbeitspreisen ab (Gleichung 4-7).

*Gleichung 4-7: Berechnung vermiedener Arbeitskosten*

$$\begin{aligned}
 K_{\text{vm-w}} &= P_{\text{BHKW-in}} \cdot \tau_{\text{BHKW}} \sum_{i \in I} (f_i \cdot AP_i) \\
 &= P_{\text{BHKW-in}} \cdot \tau_{\text{BHKW}} (f_{\text{BHKW-HT}} \cdot AP_{\text{HT}} + f_{\text{BHKW-NT}} \cdot AP_{\text{NT}}) \quad \left[ \frac{\text{DM}}{\text{a}} \right];
 \end{aligned}$$

### 4.3.3 Gesamtgutschrift aus der Substitution von Fremdstrom

- 110 Aus der Summation der eingesparten Leistungs- als auch Arbeitskosten lässt sich eine vollständige Kostengutschrift aus der Eigenstromerzeugung berechnen (Gleichung 4-8).

Gleichung 4-8: Vollständige Kostengutschrift aus Eigenstromerzeugung

$$\begin{aligned}
 K_{\text{vm-ges.}} &= K_{\text{vm-w}} + K_{\text{vm-p}} && \left[ \frac{\text{DM}}{\text{a}} \right] \\
 K_{\text{vm-ges.}} &= P_{\text{BHKW-in}} \cdot \tau_{\text{BHKW}} \sum_{i \in I} (f_i \cdot AP_i) + P_{\text{BHKW-bl}} LP \\
 &= \underbrace{P_{\text{BHKW-in}} \cdot \tau_{\text{BHKW}} (f_{\text{BHKW-HT}} \cdot AP_{\text{HT}} + f_{\text{BHKW-NT}} \cdot AP_{\text{NT}})}_{\text{ARBEITSKOMPONETE}} \\
 &\quad + \underbrace{P_{\text{BHKW-bl}} LP}_{\text{LEISTUNGSKOMPONETE}} && \left[ \frac{\text{DM}}{\text{a}} \right]
 \end{aligned}$$

Es wird deutlich, dass die Leistungskomponente unabhängig von der jährlichen BHKW-Ausnutzungsdauer ist, obwohl natürlich dessen Betrieb eine Voraussetzung für diese Kostengutschrift darstellt. Im Gegensatz hierzu wird die Abhängigkeit der Arbeitsgutschrift von der jährlichen Laufzeit der BHKW-Module aus der mathematischen Definition klar. 111

#### 4.3.4 Gutschrift aus Brennstoffeinsparung

Neben dem bezogenen Brennstoff können innerbetriebliche Reststoffe (Holz) oder ein Gasanfall (Deponie-, Faul-, Grubengas) zur Deckung des Eigenenergiebedarfes genutzt. Regel ist der Einsatz in Heizkessel zur Wärmebedarfsdeckung. Der Einsatz von Anfallgasen in Blockheizkraftwerken ist vor allem nach wirtschaftlichen Kriterien zu entscheiden. Deshalb ist eine ökonomische Gewichtung dieses zusätzlich zur Verfügung stehenden Energieträgers notwendig. 112

##### 4.3.4.1 Methodiken

Die wirtschaftliche Bewertung des Einsatzes von Anfallenergie ist eine Notwendigkeit, um diese in die Optimierung einzubinden. Die Frage „Wie teuer Anfallenergie wirklich ist?“ kann dabei rational mit folgenden zwei Optionen gelöst werden. 113

1. Option: Kostenrechnung

2. Option: Substitutionsprinzip

Für die Kalkulation mittels einer **Kostenrechnung** muss die Anfallenergie produktorientiert bilanziert werden. Dies bedeutet, dass Produktionsfaktoren wie Personal-, Betriebs-, Energie-, und Kapitalkos- 114

ten aus der Sicht des innerbetrieblichen Energieträgers zu quantifizieren sind. Diesem möglichen Verfahren steht die Frage nach dem Aufwand/Nutzen Verhältnis, sowie einer stringenten Abgrenzung gegenüber verschiedenen anderen Produktionsflüssen im Sinne der Aufgabenstellung gegenüber. Somit werden personelle Kapazitäten gebunden, welche durch die notwendige Definition von Kostenstellen eine Basis für die Kostenträgerrechnung schaffen müssen. Dies ist im Normalfall schwierig, wie auch die **Ergebnisinterpretation** bei den Ergebnissen erschwerend hinzukommt.

- 115** So wird der berechnete spezifische Anfallenergiepreis unwillkürlich mit den Energiepreisen anderer fossiler Rohstoffe (Erdöl, Erdgas) gegenübergestellt. Im Worst Case, Anfallenergie ist „teurer“ als bezogene Primärenergie, stellt sich in der Konsequenz die energetische Anfallverwertung in Frage. Im Best Case, Anfallenergie ist preiswerter als fossile Brennstoffe, wird diese wirtschaftlich auch für andere Zwecke (Verkauf → Erlös) interessant. Diese Entwicklung führt meist zu Konfrontationen mit der existierenden Richtlinien und Verordnungen, das sich zu einem zusätzlichen Arbeitsfeld entwickeln kann.
- 116** **Objektiver** ist es, den Beitrag der Anfallenergie als Kompensation von Energiebezugskosten in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einzubeziehen. Somit wird für die Modellierung das **Substitutionsprinzip** angewandt. Die Annahme, dass der Anfallenergie selbst keine unmittelbar durch die Produktion entstandenen Kosten zugeordnet werden, führt zur Gleichsetzung mit den aktuellen Brennstoffpreisen (Gleichung 4–9).
- 117** Bei Einsatz von anfallendem Biogas zur Verstromung werden Kosten vermieden, die sonst durch den Bezug eines fossilen Energieträgers ( $k_{ET}$ ) entstehen. Dies schlägt sich in der Wirtschaftlichkeit nieder. Das Substitutionsprinzip, Ersatz eines kostenintensiven Brennstoffes durch Anfallenergie ( $k_{AG}$ ), führt aufgrund der gegensätzlichen Wirkungsrichtungen mathematisch zu entgegengesetzten Vorzeichen. In der zeitlichen Betrachtung führt dies zu jährlichen Brennstoffkosteneinsparungen (Gleichung 4–10).

*Gleichung 4–9: Spezifische Kosten von Anfallenergie und eines fossilen Energieträgers Substitutionsprinzip*

$$|k_{AG}| = k_{ET} \text{ bzw. } k_{ET} - |k_{AG}| = 0 \quad [DM/kWh]$$

Gleichung 4-10: Absolute Brennstoffkosten in der Heizzentrale

$$|\dot{m}_{AG} H_{U-AG} k_{AG}| = \dot{m}_{ET} H_{U-ET} k_{ET} \quad [\text{DM/a}]$$

Somit erhöht bzw. fällt der spezifische Preis der alternativ einzusetzenden Anfallenergie (meist Biogas) mit den konventionellen Brennstoffbezugskosten. Für die Betrachtung der Fahrweise der BHKW-Anlage anhand der folgenden Kostenmodelle stellt dies eine wichtige Voraussetzung dar. 118

#### 4.3.4.2 Beispiel

Eine Bewertungsmöglichkeit innerbetrieblich anfallender und somit regenerativer Energieträger erfolgt durch Brennstoffäquivalente, welche in Tabelle 7 beispielhaft als kalorische Umrechnung der Brennstoffe leichtes Heizöl sowie Erdgas in Faulgasäquivalente dargestellt sind [10]. 119

Tab. 7: Beispiel der Umrechnung fossiler Energieträger in äquivalente Faulgas-einheiten

	Erdgas	leichtes Heizöl
Heizwert	10,42 kWh/m <sup>3</sup> <sub>EG</sub>	10,08 kWh/l <sub>HEL</sub>
<b>Faulgasäquivalent (H<sub>U</sub> = 6–7 kWh/m<sup>3</sup><sub>FG</sub>)</b>	<b>(1,5–1,7) m<sup>3</sup><sub>FG</sub>/ m<sup>3</sup><sub>EG</sub> –</b>	<b>(1,4–1,7) m<sup>3</sup><sub>FG</sub>/l<sub>HEL</sub></b>
aktuelles Preisbeispiel.	0,05 DM/kWh	0,50 DM/l = 0,05 DM/kWh
1 Einheit ET entsprechen = k <sub>AG</sub>	(0,3–0,34) DM/ m <sup>3</sup> <sub>FG</sub>	0,29–0,36 (DM/m <sup>3</sup> <sub>FG</sub> )

Aus der Herleitung wird deutlich, dass mit den momentanen fossilen Brennstoffpreisen pro m<sup>3</sup> Faulgas ca. 0,30 DM bis 0,36 DM Energiebezugskosten ersetzt werden. Somit lassen sich die indirekten Vergütungen für den Anfallenergieeinsatz nach Gleichung 4–11 ermitteln. 120

Gleichung 4-11: Berechnung der Kostenvergütung durch innerbetrieblichen Anfallenergieeinsatz im BHKW

$$K_{AG-VM} = k_{ET} \cdot \dot{m}_{AG} H_{U-AG} \quad [\text{DM/a}]$$

#### 4.3.4.3 Zusammenfassung

Aus dieser Vereinfachung wird die Modellbildung unter Verwendung vorangegangener mathematischer Beziehungen möglich. Schließlich 121

spiegelt sich der Einsatz von anfallendem Gas anteilmäßig in den BHKW-Laufzeiten wider. Die Gesamtlaufzeit der BHKW-Module setzt sich somit aus mindestens zwei brennstoffabhängigen Teillaufzeiten zusammen. Sollte die Einsatzmöglichkeit weiterer Brennstoffe in dem BHKW existieren, so ist dies bei der Kostenbilanz zu berücksichtigen.

- 122 Zur Vereinfachung wird der relative Anteil der energieträgerspezifischen Ausnutzungsdauer analog der tariflichen Energiemengenanteile bestimmt (Gleichung 4-12).

*Gleichung 4-12: Splitting der BHKW-Ausnutzungsdauer auf verschiedene Energieträger*

$$\tau_{\text{BHKW}} = \sum_{i \in I} \tau_i = \tau_{\text{BHKW-AG}} + \tau_{\text{BHKW-ET}} \left[ \frac{\text{h}}{\text{a}} \right]$$

$$f_{\text{ET}} = \frac{\tau_{\text{BHKW-ET}}}{\tau_{\text{BHKW}}} \text{ bzw. } f_{\text{AG}} = \frac{\tau_{\text{BHKW-AG}}}{\tau_{\text{BHKW}}} \quad [-]$$

*Gleichung 4-13: Jährlich bereitgestellte Gesamtarbeit des BHKW*

$$W_{\text{ges-BHKW}} = P_{\text{BHKW-in}} \sum_{i \in I} \tau_i = P_{\text{BHKW-in}} \cdot \tau_{\text{BHKW}} (f_{\text{ET}} + f_{\text{AG}}) \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \right]$$

- 123 Mit Gleichung 4-13 erfolgt eine Differenzierung der jährlichen Eigenverstromung in unterschiedliche Energieträger. Die monetäre Bilanzierung erfolgt mit Gleichung 4-14. Der Vorzeichenwechsel innerhalb der Klammer, welche die brennstoffspezifischen Laufzeitanteile beschreibt, ist dabei Ergebnis der in Gleichung 4-9 getroffenen Annahme, dass die vermiedenen Fremdbezugskosten äquivalent dem spezifischen Anfallenergiepreis sind.

*Gleichung 4-14: Energiebezugskosten bei Einsatz von Faulgas und eines weiteren Energieträgers*

$$K_{\text{ET}} = \frac{P_{\text{BHKW-in}} (1 + \sigma^{-1})}{\eta_{\text{ges}}} \cdot \tau_{\text{BHKW}} (f_{\text{ET}} \cdot k_{\text{ET}} + f_{\text{AG}} \cdot k_{\text{AG}}) \left[ \frac{\text{DM}}{\text{a}} \right]$$

$$K_{\text{ET}} = \frac{P_{\text{BHKW-in}} (1 + \sigma^{-1})}{\eta_{\text{ges}}} \cdot \tau_{\text{BHKW}} \cdot k_{\text{ET}} (f_{\text{ET}} - f_{\text{FG}}) \left[ \frac{\text{DM}}{\text{a}} \right]$$



Aus der Vereinfachung von Gleichung 4–14 wird deutlich, dass bei 124

1.  $f_{ET} > f_{AG} \rightarrow$  **die  $K_{ET} > 0$ ,**
2.  $f_{ET} = f_{AG} \rightarrow$  **die  $K_{ET} = 0$ ,**
3.  $f_{ET} < f_{AG} \rightarrow$  **die  $K_{ET} < 0$  betragen.**

Diese drei Ergebnisse spiegeln nichts anderes als einen Vergleich verschiedener Brennstoffeinsätze in der KWK-Anlage wider. Übersteigt die kalorische Einsatzmenge des Anfallgases die des bezogenen Brennstoffes, so schlägt sich dies in „negativen Kosten“ nieder. Dies entspricht einer Kosteneinsparung, welche für die Bewertung der Eigenstromerzeugung wichtig ist. 125

Übersteigen die Einsatzzeiten des BHKW mit fossilen Brennstoffen dem Anfallgas, so müssen für die Eigenverstromung in der Heizzentrale Energiebezugskosten quantifiziert werden. Bei Gleichheit des jeweiligen Brennstoffeinsatzes neutralisieren sich die Kosten, wie im zweiten Fall dargestellt. 126

Aus der Betrachtung der brennstoffabhängigen BHKW-Laufzeiten in Gleichung 4–14 lassen sich zwei kostenrelevante Grenzwerte für den Brennstoffeinsatz definieren. 127

- bei  $f_{ET} = 0$  und  $t_{BHKW-AG} = \tau_{BHKW}$ ,  $K_{ET} \ll 0 \rightarrow$  **maximale Kostengutschrift**
- bei  $f_{AG} = 0$  und  $t_{BHKW-ET} = \tau_{BHKW}$ ,  $K_{ET} \gg 0 \rightarrow$  **keine Kostengutschrift**

Die **höchste Gutschrift** der vermiedenen Kosten im Sinne des Substitutionsprinzips liegt beim uneingeschränktem Einsatz von anfallendem Gas im BHKW vor. Dies erfordert ein entsprechendes Anfallpotential, welcher den Bezug anderer Energieträger ausschließt, was nur in Ausnahmefällen (Bsp. Kläranlagen) gegeben sein dürfte. 128

#### 4.4 Modellanforderungen

Unter diesen vertraglichen Randbedingungen ergeben sich für eine kostenorientierte Betriebsführung der BHKW-Anlage folgende Fragestellungen. 129

- Mit welcher Betriebsweise der BHKW-Module lassen sich die Energiebezugskosten minimieren? 130

- Wie wirkt sich der Einsatz eines fossilen Energieträgers im BHKW auch unabhängig von der regenerativen Brennstoffnutzung auf die Wirtschaftlichkeit aus?
- Anhand welcher Kennzahlen ist die Betriebsführung nach wirtschaftlichen Maßstäben messbar?

131 Dieser Komplex soll anhand nachfolgender Modellansätze beantwortet werden.

1. Variable Kostenbetrachtung durch die **Grenzlauftzeit** der BHKW-Module
2. Betriebliche Kostenbetrachtung durch den **Deckungsbeitrag** der Eigenverstromung

#### 4.5 Grenzlauftzeit

132 Nach einer vereinfachten Aussage der Produktionstheorie beginnt mit dem Erreichen des **Break – Even – Punktes** die Gewinnzone bei der Herstellung eines Gutes. Unter Beachtung aller Kosten und der Einbeziehung des spezifischen Verkaufserlöses lässt sich somit leicht die kritische Herstellmenge definieren, welche eine wirtschaftliche Fabrikation ermöglicht.

133 Übertragen auf die Energieversorgung mit einer KWK-Anlage trennt dieser Punkt die effiziente und uneffiziente Eigenstromerzeugung. Im Unterschied zur Produktmenge ist in der Energieversorgung als Bezugsgröße die **jährliche Ausnutzungsdauer** gebräuchlich. Sie wird für eine Energieversorgungseinrichtung (ein bzw. mehrere BHKW) definiert als Quotient aus der jährlich erzeugten Energiemenge und deren installierter Leistung. Die objektiven **Grenzen** bewegen sich somit zwischen Null und 8760h/a.

134 Auf dieser Basis lassen sich für BHKW-Anlagen die Kosten brennstoffabhängig unter den beschriebenen tariflichen Ausgangsbedingungen bilanzieren. Der teilweise praktizierte duale Brennstoffeinsatz (anfallender, bezogener Brennstoff) wird dabei in folgenden zwei Varianten berücksichtigt:

- reiner Brennstoffbezug,
- Nutzung innerbetrieblicher Anfallenergie.

Beide Varianten werden nachstehend am Break – Even – Punkt beschrieben. 135

#### 4.5.1.1 Grenzlaufzeit ohne Anfallenergie

Eine exakte Bestimmung der BHKW-Grenzlaufzeit ist durch Gleichsetzen von Gleichung 4–8 und den in Abbildung 9 dargestellten Zusammenhängen möglich (Gleichung 4–15). Mathematisch stellt sie den Quotienten aus dem eingesparten Leistungskostenanteil und der Differenz des Energiebezugskostenanteiles mit der zeitlich differenzierten Elektroenergiebereitstellung dar. 136

- Bestimmung Grenzlaufzeit:  $K_{vm-ges} = K_{E-Bezug}$

*Gleichung 4-15: Bestimmung der Grenzlaufzeit bei Nutzung eines fossilen Energieträgers*

$$\tau_{BP} = \frac{P_{BHKW-bl} \cdot LP}{P_{BHKW-in} \cdot \left( \frac{k_{ET} (1 + \sigma^{-1})}{\eta_{Ges}} - f_{BHKW-HT} AP_{HT} - f_{BHKW-NT} AP_{NT} \right)} \quad [h/a]$$

Für den Betreiber sollte es Ziel sein, die Grenzlaufzeit mindestens in die Nähe der praktikablen Ausnutzungsdauer zu rücken. Bedingt durch notwendige Wartungen und Reparaturen betragen diese für BHKW-Module zwischen 5000 und 7000h/a. Die maximal mögliche Jahreslaufzeit von 8760h/a ist deshalb mehr als ein theoretischer Wert anzusehen. 137

Aus dieser rein mathematischen Betrachtung existieren eine Reihe von Varianten, die Grenzlaufzeit zu beeinflussen. Gelingt es, die im Zähler auftauchende leistungsrelevante betriebliche BHKW-Leistung der installierten BHKW-Leistung anzunähern, vergrößert sich der Break-Even-Punkt der Ausnutzungsdauer ( $\tau_{BP}$ ). Der gleiche Effekt wird auch erreicht, wenn sich die Differenz aus dem Energiebezugskostenanteil des BHKW und der tarifrelevanten Kostenkomponente ( $f_i \cdot Ap_i$ ) verkleinert und gegen Null verläuft. 138

#### 4.5.1.2 Grenzwertbetrachtung ohne Anfallenergie

In einer Grenzwertbetrachtung mit dem Ziel der Maximierung des Break – Even – Punktes lassen sich diese Überlegungen wie folgt veranschaulichen. 139

- $P_{BHKW-bl}/P_{BHKW-in} \rightarrow 1$  (**Leistungskomponente**)

$$\bullet \left( \frac{k_{ET}(1+\sigma^{-1})}{\eta_{ges}} - f_{BHKW-HT} AP_{HT} - f_{BHKW-NT} AP_{NT} \right) \rightarrow 0 \text{ (Arbeitskomponente)}$$

- 140** Der Bediener kann dabei auf beide Szenarien unmittelbar einwirken. Die Leistungskomponente wird entscheidend durch die Kappung kurzfristiger Lastspitzen mit der gesamten BHKW-Leistung wirtschaftlich positiv beeinflusst. Aus Kenntnis der Zeitpunkte möglicher Lastspitzen ist dies möglich. Im Vergleich dazu sind bei der Arbeitskomponente sowohl tarifliche ( $k_{ET}$ , AP) Gegebenheiten als auch die langfristige Einsatzplanung ( $f_i$ ) der BHKW-Module im Gegensatz zu anlagenrelevanten ( $\eta_{ges}$ ,  $\sigma$ ) Bedingungen nicht fixiert. Während der erste Punkt auf bilateraler Ebene einen Konsens zwischen Betreiber und Energieversorger erfordert, liegt die In- und Außerbetriebnahme des BHKW in alleiniger Verantwortung des Betreibers. Auf der Basis des Energiebedarfsprofils sollte dabei die optimale Einsatzkonstellation betrieben werden.
- 141** Eine Besonderheit liegt vor, wenn der in Klammern stehende Nenner negativ wird. Die daraus resultierende negative Ausnutzungsdauer kann technisch nicht interpretiert werden. Entscheidend ist, dass die Energiegutschrift aus der Fremdstromsubstitution über den Brennstoffkosten liegt und somit unabhängig von der BHKW-Laufzeit zur Wirtschaftlichkeit der Fahrweise beiträgt.

#### 4.5.1.3 Grenzlaufzeit mit Anfallenergie

- 142** Die Einbeziehung von Anfallgas, welches monetär dem alternativen Energieträger gleichgestellt wird, erlaubt eine detailliertere Bilanzierung. Analog der Bilanzierung bei reinem Brennstoffbezug ergibt sich in der Gesamtbetrachtung für die Bestimmung der kritischen Ausnutzungsdauer bzw. Grenzlaufzeit die Gleichung 4–16.
- 143** Im Unterschied zur reinen Brennstoffbezugsvariante aus Gleichung 4–15 findet hier wirtschaftlich die Anfallgasnutzung im Nenner Berücksichtigung. Ist das im BHKW eingesetzte anfallende Gas eine bestimmende Einsatzgröße, so verschiebt sich die Grenzlaufzeit zur maximalen Ausnutzungsdauer von 8760h/a. Wird der Nenner aufgrund der tariflichen und brennstoffanteiligen Rahmenbedingungen negativ, so übersteigen die eingesparten Netzbezugskosten die Energiebezugskosten. Die Eigenverstromung ist damit im Vergleich zum Fremdbezug wirtschaftlich.

Gleichung 4-16: Bestimmung des Break – Even unter Berücksichtigung des Anfallenergieeinsatzes im BHKW

$$\tau_{BP} = \frac{P_{BHKW-bl} \cdot LP}{P_{BHKW-in} \left( \frac{k_{ET}(1 + \sigma^{-1}) \left( \sum_{i \in I} (f_{ET}) \right) - f_{AG}}{\eta_{ges}} - \sum_{i \in I} AP_i f_i \right)}$$

$$= \frac{P_{BHKW-bl} \cdot LP}{P_{BHKW-in} \left( \frac{k_{ET}(1 + \sigma^{-1})(f_{ET} - f_{AG})}{\eta_{ges}} - (AP_{HT} f_{BHKW-HT} + AP_{NT} f_{BHKW-NT}) \right)} \quad \left[ \frac{h}{a} \right]$$

#### 4.5.1.4 Grenzwertbetrachtung mit Anfallenergie

Die Frage, wie hoch der anfallspezifische Teil an der Gesamterzeugung sein muss, damit kostendeckend Fremdstrom substituiert wird, kann durch einfache Umstellung von Gleichung 4-16 berechnet werden (Gleichung 4-17). 144

Gleichung 4-17: Berechnung des notwendigen Anfallenergieanteils an der Eigenverstromung

$$(f_{ET} - f_{AG}) = \frac{\eta_{ges}}{k_{ET}(1 + \sigma^{-1})} \left( \frac{P_{BHKW-bl} \cdot LP}{P_{BHKW-in} \cdot 8760h/a} + (f_{BHKW-HT} AP_{HT} + f_{BHKW-NT} AP_{NT}) \right) \quad [-];$$

Auf der rechten Seite der Gleichung wird der eigenerzeugte Mischpreis, welcher sich im einzelnen aus den jeweiligen Anteilen der Leistungs- und Arbeitskosten zusammensetzt, mit dem Reziproken des bei Brennstoffbezug bilanzierten Strompreises multipliziert. Ist das Ergebnis eins, kann unter Beachtung der definierten Randbedingungen davon ausgegangen werden, dass sich die Eigenverstromung bei alleinigem Brennstoffbezug rechnet. Geht das Ergebnis gegen Null, so signalisiert dies eine notwendige Erhöhung des regenerativen Anteils an der Eigenstromerzeugung. 145

Auf dieser Basis lassen sich relativ einfach Anfallenergiemengen berechnen, welche für eine Grenzlaufzeit von 8760h/a notwendig sind. Dabei muss jedoch sowohl die anteilige Eigenstromerzeugung während der beiden Tarifzeiten wie auch die Senkung der Lastspitzen ansatzweise bekannt sein. Während sich das Verhältnis der kontinuierlichen 146

lich eingesetzten betrieblichen zur installierten BHKW-Leistung einfach ermitteln lässt, ist die Verteilung der anteiligen Eigenstromerzeugung aus den einzelnen Tarifzonen und der betriebenen BHKW-Leistungen auf das Jahr zu skalieren.

#### 4.5.1.5 Grafische Bestimmung der Grenzlaufzeit

- 147 Die fiskalische Gleichsetzung von Brennstoffkosten und Gutschrift ergibt einen Schnittpunkt (Break-even), der die BHKW-Laufzeiten in verlust- und erlösbringende trennt. Die genaue grafische Bestimmung der Grenzlaufzeit wird aus Abbildung 10 ersichtlich. Vermiedene Netzbezugskosten (Leistung  $K_{vm-p}$  + Arbeit  $K_{vm-w}$ ) sowie für den Betrieb notwendige Brennstoffkosten ( $K_{E-Bezug}$ ) sind auf der Ordinate in Abhängigkeit der Ausnutzungsdauer aufgetragen.
- 148 Da die vermiedenen Leistungskosten eine, im jährlichen Verlauf gesehen, statische bzw. laufzeitunabhängige Kostengröße sind, liegt sie parallel zur Abszisse. Vermiedene Arbeits- wie auch Energiebezugs-kosten sind dagegen von der Einsatzdauer der BHKW-Anlage abhängig und verlaufen somit ausgehend vom Nullpunkt linear bis maximal 8760h/a. Die Summe aus vermiedenen Arbeits- und Leistungskosten ergibt die kumulierte Kostengutschrift, welche mit den Brennstoffaufwendungen in Beziehung gesetzt wird. Je teurer der

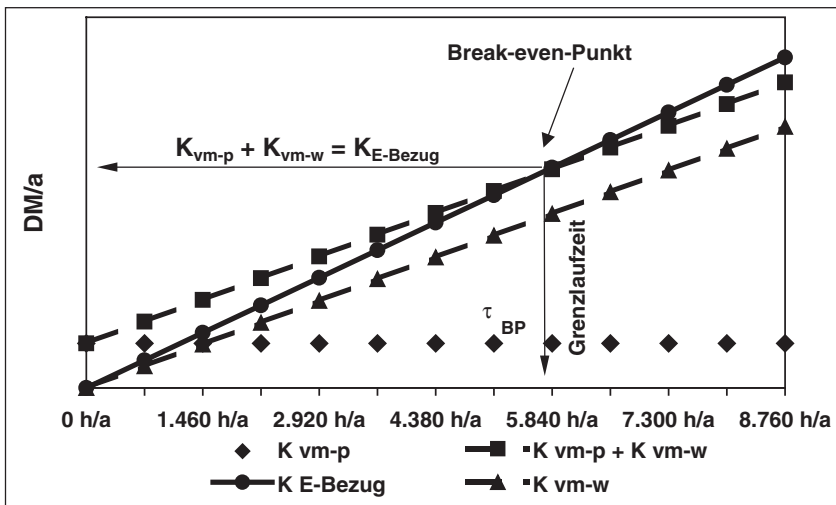


Abb. 10: Bestimmung Break-Even-Punkt

Brennstoff ist, umso größer ist der Anstieg der Kostengeraden. Für den Betrieb des BHKW bedeutet dies, dass der Punkt, an dem die eingesparten Strombezugskosten die Brennstoffbezugskosten schneiden, schneller erreicht wird.

**Fazit:** Der wirtschaftliche Erfolg des BHKW-Einsatzes bei Nutzung eines fossilen Energieträgers lässt sich somit zwischen  $0 < \tau_{\text{BHKW}} \leq \tau_{\text{grenz-BP}}$  definieren. In diesem Fall liegen die Kosteneinsparungen über der Energiegutschrift aus dem Netzbezug. Aus dieser Sichtweise ist durch die Bewertung der Eigenstromerzeugung bei einer theoretisch ermittelten Grenzlaufzeit die jenseits der technischen Grenze von 8760h/a liegt eine Brennstoffkostenkompensation immer gegeben. **149**

#### 4.5.1.6 Zusammenfassung

Für die Fahrweise des BHKW wird daraus folgendes deutlich. **150**

- $0 = \tau_{\text{BHKW}} \leq \tau_{\text{BP}}$ ; Erlös aus Eigenerzeugung > Brennstoffkosten  $\rightarrow$  Fahrweise erlösbringend,
- $\tau_{\text{BHKW}} = \tau_{\text{BP}}$ ; Erlös aus Eigenerzeugung = Brennstoffkosten,
- $\tau_{\text{BHKW}} \geq \tau_{\text{BP}}$ ; Erlös aus Eigenerzeugung < Brennstoffkosten  $\rightarrow$  Fahrweise verlustbringend.

Grundlegende Aussagen bezüglich der wirtschaftlichen Auswirkungen der Leistungskomponente wurden aus der Grenzwertbetrachtung deutlich. Die Voraussetzungen, dieses optimale Szenario praktisch umzusetzen, werden innerhalb des Lastmanagements gegeben. Vordringend soll deshalb die Arbeitskomponente untersucht werden. **151**

Aus der mathematischen Definition der Arbeitskomponente lassen sich für die BHKW-Fahrweise drei wirtschaftliche Bereiche ableiten, die wie folgt gekennzeichnet sind: **152**

**1. Bereich:**  $k_{\text{ET}} (1 + \sigma^{-1}) / \eta_{\text{ges}} > (f_{\text{BHKW-HT}} \cdot \text{AP}_{\text{HT}} + f_{\text{BHKW-NT}} \cdot \text{AP}_{\text{NT}}),$

**Grenzbereich:**  $k_{\text{ET}} (1 + \sigma^{-1}) / \eta_{\text{ges}} = (f_{\text{BHKW-HT}} \cdot \text{AP}_{\text{HT}} + f_{\text{BHKW-NT}} \cdot \text{AP}_{\text{NT}}),$

**3. Bereich:**  $k_{\text{ET}} (1 + \sigma^{-1}) / \eta_{\text{ges}} < (f_{\text{BHKW-HT}} \cdot \text{AP}_{\text{HT}} + f_{\text{BHKW-NT}} \cdot \text{AP}_{\text{NT}}).$

- 153 Der erste Bereich ist durch höhere Eigenverstromungskosten im Vergleich zur Kostengutschrift aus der Netzeinsparung gekennzeichnet. Die Lage des Break-Even ist in diesem Fall abhängig von der Leistungssubstitution. Eine genaue Quantifizierung der Grenzlaufzeit ist für die wirtschaftliche Beurteilung der Eigenerzeugung durch den Betreiber unbedingt notwendig.
- 154 Im Grenzbereich sowie dem dritten Bereich wird eine Kompensation der Brennstoffkosten durch die Einsparung von Fremdstrom erreicht. Die zeitliche Aufteilung der Eigenverstromung durch das BHKW ist unter den gegebenen Rahmenbedingungen wirtschaftlich, wobei die Frage nach dem Optimum aus dieser Betrachtung offen bleibt.

#### 4.5.1.7 Beispiel

- 155 Die Unterscheidung in erlös- bzw. verlustbringenden Betrieb des BHKW kann somit beispielhaft in einem Kennfeld dargestellt werden. In Abbildung 11 ist die Arbeitskomponente als Differenz zwischen Erzeugungskosten und Netzeinsparung unter definierten Tarifbedingungen abgebildet. Als Variablen dienen der tarifzeitliche Anteil der Eigenstromversorgung im Hochtarif sowie die spezifischen Brennstoffkosten.

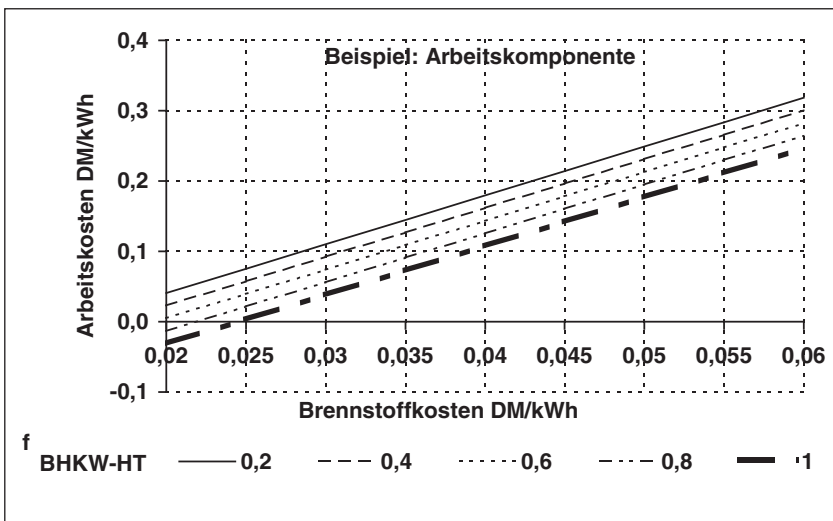


Abb. 11: Beispiel: Arbeitskomponente (HT = 0,17 DM/kWh, NT = 0,08 DM/kWh, Stromkennzahl = 0,7)



Unter den getroffenen Annahmen ist folgendes Ergebnis ablesbar. Ab Brennstoffkosten größer 0,025 DM/kWh kann selbst durch Maximierung der Eigenerzeugung in der Hochtarifzeit ( $f_{\text{BHKW-HT}} = 1$ ) die Eigenverstromung den notwendigen Brennstoffbezug nicht kompensieren. In diesem ersten Bereich ist somit eine genaue Quantifizierung der Grenzlaufzeit unbedingt notwendig, um wirtschaftliche Verwerfungen durch den Eigenbetrieb zu vermeiden. Bei Brennstoffbezugskosten kleiner bzw. gleich 0,025 DM/kWh ist die interne BHKW-Verstromung adäquat der Netzsubstitution. Die Kompensation führt aus dieser Bilanz zu negativen Arbeitskosten, die als interne Erlöse interpretiert werden können. 156

Mit diesen Kennfeldern lassen sich die Wirkungen bei Änderungen der Tarif- und Erzeugungsstrukturen auf die internen Arbeitskosten plausibel machen. Die linearen Kennlinien verdeutlichen, dass zwischen Energiebezugskosten, internen Kosteneinsparungen und dem BHKW-Einsatz feste ökonomische Strukturen existieren, die in zwei wesentliche wirtschaftliche Ergebnisse zusammengefasst werden können. 157

1. Eine lastorientierte Fahrweise der BHKW führt zur Maximierung des Verhältnisses betriebener BHKW-Leistung zur installierten BHKW-Leistung. Der Break-Even verschiebt sich in Richtung der jährlich maximalen Ausnutzungsdauer. 158

2. Eine Steigerung des Hochtarifanteils ( $f_{\text{BHKW-HT}} \gg f_{\text{BHKW-NT}}$ ) der eigenen Stromerzeugung führt zur Senkung der Energiebezugskosten. 159

#### 4.5.2 Zusammenfassung

Stellt man die Betrachtungen mit und ohne Anfallenergie gegenüber, so wird deutlich, dass die **Break-Even-Analyse** der **BHKW-Ausnutzungsdauer** eine sinnvolle Darstellung energiewirtschaftlicher Zusammenhänge der Stromerzeugung in BHKW-Anlagen ist. In Abhängigkeit des jeweiligen Brennstoffeinsatzes und ohne Berücksichtigung weiterer kapital- und betriebsgebundener Kosten ergibt sich eine wirtschaftliche Zweiteilung der BHKW-Ausnutzungsdauer, welche durch den Schnittpunkt der internen Erlösfunktion (= vermiedene Bezugskosten) und Kostenfunktion (= Brennstoffbezug) definiert wird. 160

## 4.6 Deckungsbeitrag

- 161** Die Wirtschaftlichkeit der BHKW-Module wird entscheidend von der Fahrweise der Anlage bestimmt. Der Nachweis wurde im vorangegangenen Abschnitt erbracht, wobei die Beantwortung der Frage nach dem betrieblichen Optimum aus der Betrachtung der kritischen Ausnutzungsdauer nicht möglich ist.
- 162** Eine monetäre Größe, welche für den Betreiber den Zusammenhang zwischen Bezugskosten und internen Erlösen durch Eigenstromnutzung deutlich werden lässt, ist der **Deckungsbeitrag**. Er ist analog dem Break – Even – Ansatz der Produktionstheorie entlehnt und ist definiert als Differenz aus Erlösen und variable Kosten. Bei einem **positiven Betrag** leistet die Eigenstromerzeugung ihren Beitrag zur Deckung der Fixkosten. Ein **negativer Deckungsbeitrag** belastet das wirtschaftliche Gesamtgefüge und ist somit zu vermeiden.
- 163** Im Sinne der Aufgabenstellung, die Energiebezugskosten durch die innerbetriebliche Fahrweise der BHKW-Anlage zu minimieren, werden **Erlöse** als Gutschriften aus der Substitution von Fremdstrom und Brennstoff definiert. **Variable Kosten** sind die gesamten Energiebezugskosten, welche sich aus den Strom- und Brennstoffbezugskosten zusammensetzen. Grundlage der Umsetzung bildet die Betrachtung des Modells vermiedener Kosten mit und ohne Anfallnutzung.
- 164** In dieser einfachen mathematischen Funktion spiegeln sich sowohl die erzielten Kostengutschriften (Arbeit + Leistung + Anfallenergie) als ErlösKomponente wie auch die notwendigen Energiebezugskosten (Arbeit + Leistung + Brennstoff) für den BHKW-Betrieb wider. Die Differenz zwischen beiden Termen erlaubt die Bestimmung des Deckungsbeitrages (Gleichung 4–18). Er dient als innerbetriebliches Maß für die Wirtschaftlichkeit der Energiezentrale.

*Gleichung 4-18: Zielfunktion zur Maximierung des Deckungsbeitrages des BHKW-Betriebs*

$$K_{DB} = K_{vm-ges} - K_{EB} = K_{vm-w} + K_{vm-p} + K_{vm-ET} - K_w - K_p - K_{ET} \quad [DM/a]$$

*Gleichung 4-19: Spezifischer Deckungsbeitrag auf Basis der Eigenstromproduktion*

$$k_{DB} = \frac{K_{DB}}{P_{BHKW-in} \cdot \tau_{BHKW}} \quad [DM/kWh];$$

Wird der erzielte Deckungsbeitrag auf die elektrische Eigenerzeugung bezogen, ergibt sich der spezifische Deckungsbeitrag der BHKW-Verstromung (Gleichung 4–19). Die Maximierung dieser Kennzahl wird durch Minimierung des Fremdbezuges von Elektroenergie und fossilen Brennstoffen und gleichzeitige Erhöhung der Kostengutschrift aus der Eigenstromerzeugung erreicht. 165

Bei einem **negativen Deckungsbeitrag** wird der wirtschaftliche Betrieb der Heizzentrale in Frage gestellt. Da die fixen Kosten unabhängig davon anfallen, wäre die **ökonomische Konsequenz** eine **Stillelegung** der BHKW-Anlage und somit ein 100% Energiebezug von Strom. 166

Aus diesem Grund ist die Erfassung des Deckungsbeitrages durch den Betreiber für die Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage immens wichtig. Auch lassen sich hiermit Vergleiche verschiedener BHKW-Anlagen darstellen, inwieweit die Eigenverstromung im Rahmen der jeweiligen Tarifbedingungen ihren Beitrag zur Senkung der betriebsgebundenen Kosten leistet. 167

#### 4.7 Kostenresümee

In Tabelle 8 sind die Vor- und Nachteile der betrachteten Untersuchungen einander gegenübergestellt. Im Vergleich der hier betrachteten Kostenmodelle lassen sich folgende **Gemeinsamkeiten** ableiten. Sowohl die Bestimmung der Grenzlaufzeit (Break – Even) als auch des Deckungsbeitrages ermöglichen dem Betreiber wirtschaftliche Untersuchungen der eigenen Elektroenergieversorgung. Dabei wird in unterschiedlicher Weise die Wirkung externer Randbedingungen untersucht. Sowohl Energiebedarf, Stromliefervertrag, Anfallenergie-nutzung und Brennstoffkosten als auch verschiedene Kostenfaktoren werden in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einbezogen. 168

Wichtige Parameter dieser Kostenbetrachtung für die Ermittlung der Grenzlaufzeit und der Kostenziffer waren der zeitlich differenzierte Netzbezug bzw. dessen Kompensation durch die Eigenverstromung. Auch das Lastverhalten und die Höhe der Anfallenergie spiegelt sich in beiden Modellen explizit wieder. Diese Faktoren sind dabei unmittelbar durch den Betreiber zu beeinflussen. 169

Tab. 8: Vor- und Nachteile beschriebener Kostenmodelle

	Grenzlaufzeit	Deckungsbeitrag
Vorteil	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Optimierung BHKW-Einsatz nach Laufzeit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Einbeziehung der Energiebezugskosten</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kostentransparenz durch Kennzahlen</li> <li>• Aussage über Wirtschaftlichkeit der Eigenverstromung</li> <li>• Mathematisch eindeutige Beschreibung</li> <li>• Auch ohne Anfallgasnutzung → wirtschaftliche Aussage möglich</li> </ul>	
Nachteil	<ul style="list-style-type: none"> <li>• mathematisch aufwendig</li> <li>• kapitalgebundene Kosten unberücksichtigt</li> </ul>	

**170** **Unterschiede** werden vor allem in der Aussage deutlich. Zeugt ein positiver Deckungsbeitrag von höheren Erlösen bei der Eigenstromerzeugung als der alternative Energiebezug, ermöglicht die Ermittlung der Grenzlaufzeit die lang- wie auch kurzfristige strategische Einsatzplanung der BHKW-Module. In beiden Fällen wurde die Investitionsentscheidung schon getroffen und es gilt zu überprüfen, ob diese unter den aktuellen Randbedingungen noch im Vergleich zum reinen Strombezug wirtschaftlich ist.

## 5 Optimierung der Energieversorgung

**171** „Unter Optimierung versteht man die Planung einer Entscheidungsfragestellung in der Weise, dass eine bezüglich der gewählten Zielsetzung optimale (beste) Alternative aus einer Reihe von möglichen Alternativen bestimmt wird.“[11]. Diese treffende Beschreibung der betrachteten Problemstellung, aus einer Reihe von Energieversorgungsvarianten unter Einbeziehung der eigenen BHKW-Module die wirtschaftlich optimale auszuwählen, soll im folgenden Abschnitt an Beispielen quantifiziert werden.

**172** Auf Basis der in den vorangegangenen Abschnitten geschaffenen methodischen Bewertungsgrundlagen werden anhand **zweier** grundsätzlich unterschiedlicher **Fahrweisen** der Energiezentrale in einer Kläranlage mit Faulgasanfall die jeweiligen Kosten und Kennzahlen gegenübergestellt. Damit sind sowohl durch die biologische Reinigung wie auch thermische Schlammbehandlung die für KWK-Anlagen notwendigen elektrischen und thermischen Abnahmepotentiale gegeben.

In der Gegenüberstellung ist somit neben dem Status der Bezugskonditionen, die BHKW-Ausnutzungsdauer, der Energiebedarf wie auch der Energieanfall äquivalent. Insgesamt können drei BHKW-Module eingesetzt werden. Aus Sicht des Betreibers wichtiger Einfluss im Sinne der Optimierung hat somit die zeitliche Eigenstromerzeugung und somit der konkrete BHKW-Einsatz sowie die Anfallenergienutzung. 173

## 5.1 Randbedingungen

Im Vorfeld einer Optimierung der Energieversorgung müssen wichtige Randbedingungen definiert werden, die sich aus der primären Aufgabenstellung ableiten. So stellt die kontinuierliche und qualitative Gewährleistung der thermischen bzw. elektrischen Energiebedarfs die entscheidende Randbedingung dar. Eine zeitliche Verschiebung des Elektroenergiebedarfes ist im Unterschied zur Wärmebedarfsdeckung nicht möglich. Daraus ergeben sich einfache Randbedingungen, die mathematisch in den Gleichungen 5.1 bis 5.4 beschrieben sind. 174

Während zwischen Strombedarf und -bereitstellung die einleuchtende Vorgabe existiert, dass eine Einspeisung erst erfolgt, wenn der eigene Bedarf gedeckt wird (Gleichung 5-1), ist dies für die Wärmeerzeugung nicht unbedingt erforderlich. Durch die geringe wirtschaftliche Bedeutung der Wärmekosten im Verhältnis zu den Elektroenergiekosten ist diese Randbedingung hinreichend plausibel (Gleichung 5-3). 175

Da gleichzeitig die gesamte thermische Leistung in Spitzenzeiten (Winter) nicht allein über die KWK-Anlagen bereitgestellt werden kann, ist aus sicherheitstechnischen Aspekten (Ausfall BHKW-Module) eine Erzeugungsredundanz erforderlich. Aus diesem Zusammenhang ist die Vorhaltung einer zusätzlichen thermischen Leistung in Heizkesseln notwendig (Gleichung 5-4). 176

*Gleichung 5-1: Deckung des gesamten Strombedarfes aus Einzelkomponenten*

$$P_{\text{ges.}} = P_{\text{Netz}} + \sum_{i \in 1}^n P_{\text{BHKW}i} \quad [\text{KW}]$$

Gleichung 5-2: Randbedingung maximaler elektrischer Leistung

$$P_{\max} \geq \sum_{i \in I} P_{\text{BHKW}_i} \quad [\text{KW}]$$

Gleichung 5-3: Deckung des gesamten Wärmebedarfes

$$\dot{Q}_{\text{ges.}} \leq \sum_{i \in I} \dot{Q}_{\text{HK}_i} + \sum_{i \in I} \dot{Q}_{\text{BHKW}_i} \quad [\text{KW}]$$

Gleichung 5-4: Randbedingung maximaler Wärmeleistung

$$\dot{Q}_{\max} \leq \sum_{i \in I} \dot{Q}_{\text{HK}_i} \quad [\text{KW}]$$

- 177 Des weiteren ergibt sich aus den wirtschaftlichen Grundvoraussetzungen des Kraft-Wärme-Kopplung-Einsatzes eine kleinere installierte elektrische BHKW-Leistung als der maximale Leistungsbedarf (Gleichung 5-2). Hohe Ausnutzungsdauern und die Einhaltung emissionsbedingter Verbrennungsgrenzwerte sind mit der derzeitigen Anlagentechnik ökonomisch nur durch stationäre Fahrweisen möglich. Dynamische Lastverläufe lassen sich durch das BHKW nicht mit den selben hohen Wirkungsgraden abfahren.

## 5.2 Fahrweisen (Beispiel)

- 178 Die Fahrweise der BHKW-Module entscheidet über den Deckungsbeitrag, den die Eigenstromerzeugung durch die Substitution von Fremdstrom zur Deckung fixer Kosten leistet. Da in Abhängigkeit der BHKW-Modulanzahl, dem Energiebedarf und dem Energieanfall eine kombinatorische Vielfalt von Energieversorgungsvarianten existiert, werden für das Beispiel zwei grundlegenden Fahrstrategien bilanziert.
- 179 **1. Grundlast-Fahrweise:** Mit diesem Fahrregime werden zwei BHKW-Module in Grundlast sowohl während der HT als auch NT-Zeit betrieben. Ein Modul dient als Reserve. Energieträger sind sowohl Faulgas als auch der Brennstoffbezug.

**2. Hochpreis (HP)-Fahrweise:** Die gesamte elektrische Eigenerzeugung konzentriert sich auf die Hochpreiszeit, in welcher der Bezug am teuersten ist. 180

In Abbildung 12 sind die näher untersuchten Einsatzstrategien dargestellt. Aus der Grafik wird deutlich, dass die jeweils täglich erzeugte Energiemenge beider Fahrweisen, definiert als Integral des Leistungseinsatzes über der Laufzeit, konstant bleibt. Mit dem Grundlastbetrieb werden in diesem Beispiel ca. 25% des maximalen Leistungsbedarfes gedeckt. 181

Im Unterschied zu dieser kontinuierlichen Betriebsweise werden in der HP-Fahrweise sämtliche BHKW-Leistungen eingesetzt. Der Leistungsanteil der Eigenverstromung am elektrischen Gesamtbedarf beträgt in diesem Beispiel ca. 40% und liegt weit unter dem durchschnittlichen elektrischen Eigenbedarf von 60% bis 70%. Der differierende Elektroenergieanteil muss somit weiterhin über das Netz bezogen werden. 182

Eine detailliertere Untersetzung beider Szenarien der Elektroenergieversorgung ist in Tabelle 9 dargestellt. In ihr wird die konkrete Anlagenkonfiguration deutlich, welche sich im betrachteten Beispiel aus drei BHKW-Modulen und zwei Heizkesseln zusammensetzt. Mit 183

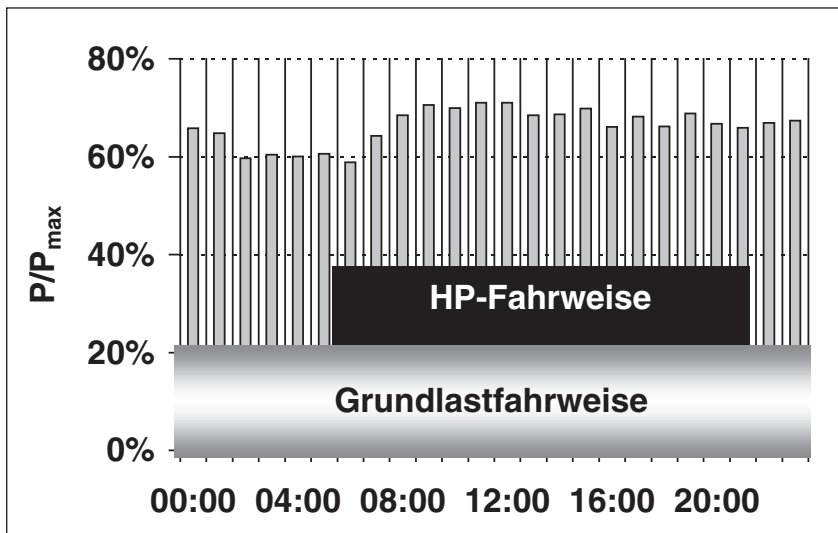


Abb. 12: Einsatzstrategien der BHKW-Module

beiden stromgeführten Einsatzstrategien werden adäquate Nutzungsdauern erreicht (5.840h/a), was die monetäre Vergleichbarkeit durch paritätische Wartungs- und Instandhaltungsaufgaben ermöglicht. Auf eine explizite Betrachtung von An- und Abfahrverlusten kann somit verzichtet werden.

Tab. 9: Gegenüberstellung der analysierten Fahrweisen

Deckung Strombedarf	Grundlast	HP-Einsatz
Hochpreis	Zwei BHKW-Module + Fremdbezug	Drei BHKW-Module + Fremdbezug
Niedertarif		Fremdbezug
Deckung Wärmebedarf	Grundlast	HP-Einsatz
Hochtarif	Zwei BHKW-Module + Heizkessel	Drei BHKW-Module + Heizkessel
Niedertarif		Heizkessel
Eigenerzeugung an Strom	$W_{el} = \frac{2}{3} \cdot P_{max} \cdot 24 \frac{h}{d} \cdot 365 \frac{d}{a}$ $W_{el} = 5840 \frac{h}{a} \cdot P_{max}$	$W_{el} = P_{max} \cdot 16 \frac{h}{d} \cdot 365 \frac{d}{a}$ $W_{el} = 5840 \frac{h}{a} \cdot P_{max}$
<b>Laufzeit- BHKW-Module</b>	5840h/a	5840h/a

184 Neben der Elektroenergieversorgung wird in dieser Tabelle eine Aussage zur Wärmeversorgung getroffen. Diese übernehmen in beiden Fahrweisen partiell die installierten Heizkessel. Während sie in der Grundlastfahrweise nur den Spitzenbereich abdecken müssen, wird mit ihnen während der HP-Fahrweise der gesamte Wärmebedarf in der Niedertarifzeit gedeckt.

Tab. 10: Differenzierter Vergleich der analysierten Fahrweisen

Fahrweise	Grundlast	HP-Fahrweise
Variable	Zeitliche Elektroenergiebereitstellung	
Konstante	Arbeits-, Leistungs-, Brennstoffpreis, Energiebedarf, Anfallenergienutzung Bsp. Faulgas = 201/(EW · d), BHKW-Laufzeit	
Kennzahlen	Deckungsbeitrag, Grenzlaufzeit	



Eine konkrete Beispielrechnung wird mit den in Tabelle 10 dargestellten Parametern durchgeführt. Konstante für alle Szenarien sind Leistungs- und die zeitabhängigen Arbeitspreise, der Energiebedarf (thermisch, elektrisch) und Anfall sowie die zu erreichenden BHKW-Laufzeiten. Alleinige Variable ist der Zeitpunkt der BHKW-Eigenverstromung, wie er in Abbildung 12 für beide Fahrweisen dargestellt ist.

185

### 4.3 Ergebnisse

Eine ausführliche mathematische Berechnung vermiedener sowie bezogener Energiekosten ist in der betrachteten Szenarien sind in Tabelle 12 und Tabelle 14 wiedergegeben. Dabei wird differenziert nach Leistung, Arbeit sowie Brennstoff, was die Berechnung der Kennzahlen erst möglich macht.

186

Aus beiden Tabellen lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen. In den beiden Szenarien wird durch die Gutschrift aus Eigenstrom- und Faulgasnutzung für beide Fahrweisen ein durchgehend positiver Deckungsbeitrag erzielt (Tabelle 11), wobei große quantitative Differenzen bestehen. Die gezielte HT-Eigenverstromung (DB = 507 206 DM/a) von Faulgas führt im Vergleich zum Grundlastbetrieb (DB = 319 072 DM/a) zu einem zusätzlichen internen Erlös von knapp 200 000 DM. Diese Überlegenheit der HP-Fahrweise setzt sich auch in den folgenden Kostenkennzahlen fort. Der Mischpreis, als Quotient aus den Energiebezugskosten und dem Netzbezug, liegt in der Grundlastfahrweise (0,3 DM/kWh) um ca. 0,06 DM/kWh höher als bei der HT-Fahrweise (0,24 DM/kWh). Ein analoges Bild ergibt sich in der Gegenüberstellung der klärwerksspezifischen Energiekosten. Auch hier liegen die Vorteile eindeutig auf Seiten der konzentrierten Eigenverstromung während der Hochtarifzeit.

187

Tab. 11: Wirtschaftlichkeitsparameter in Abhängigkeit von der BHKW-Fahrweise

Fahrweise	Grundlast	HT-Fahrweise
Deckungsbeitrag [DM/a]	1319 072	507 206
Mischpreis [DM/kWh]	10,3	0,24
Energiekosten (ohne Erdgas) DM/(EW · a)	12,82	2,3
Energiekosten (mit Erdgas) DM/(EW · a)	12,85	2,32
Grenzlauzeit h/a	-523	-730

Tab. 12: Detaillierte Berechnung der Fahrweise GRUNDLAST

Tarif	Inst.BHKW-Leistg.	Spezifisch	Absolut
Arbeitspreis HT	0,18 DM/kWh	ELT	2,7 W/EW
Arbeitspreis NT	0,12 DM/kWh	Thermisch	4,4 W/EW
L-Preis	220 DM/kW a	Sigma	0,6
EG-Preis	0,04 DM/kWh	elektr. Wirk-grad	35%
tariflich vereinbarte L-spitze	1.400 kW	Gesamtwirkungsgrad	85%
		Laufzeit nach Hersteller	5.840 h/a
<b>Bedarf</b>	Spezifisch	Absolut	
Strombedarf	25 kWh/(EW a)	4.500.000 kWh/a	
Wärmebedarf	25 kWh/(EW a)	4.500.000 kWh/a	
HT-Bedarf	0,65	2.925.000 kWh/a	
NT-Bedarf	0,35	1.575.000 kWh/a	
<b>Faulgasanfall</b>	Spezifisch	Absolut	
Heizwert (Hu)		6 kWh/m <sup>3</sup>	
täglich	20 l/(EW d)	1.314.000 m <sup>3</sup> /a	
jährlich	44 kWh/(EW a)	7.884.000 kWh/a	
Verstromung aus FG	15 kWh/(EW a)	2.759.400 kWh/a	
<b>1. Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen für B HKW</b>			
Berechnung BHKW-Laufzeit	f EG/FG	Absolut	
Laufzeit aus FG-nutzung	98,4%	5.749 h/a	
Laufzeit aus EG-nutzung	1,6%	91 h/a	
<b>Energieversorgung aus</b>	Eigenversorg.-grad	<b>Faulgas</b>	<b>Erdgas</b>
Elt	61%	2.759.400 kWh/a	43.800 kWh/a
Thermisch	102%	4.599.000 kWh/a	73.000 kWh/a
<b>BHKW-Gesamt</b>	Eigenversorg.-grad	<b>Gesamt</b>	
Elt	62%	2.803.200 kWh/a	
Thermisch	104%	4.672.000 kWh/a	
<b>Energiebezug</b>			
Elt	38%	1.696.800 kWh/a	
Thermisch	Wärmeüberschuß	-172.000 kWh/a	
Erdgas		125.143 kWh/a	
<b>Grundlastfahrweise</b>	Spezifisch	BHKW-Erzeugung	Absolut-Bezug
HT-Bezug	65%	1.822.080 kWh/a	1.102.920 kWh/a
NT-Bezug	35%	981.120 kWh/a	593.880 kWh/a
BHKW-Elt	66,7%	320 kW	1.080 kW
<b>Ergebnis</b>	<b>Vermiedene Kosten</b>		<b>Energiebezugskosten</b>
AP-HT	327.974 DM/a		AP-HT 198.526 DM/a
AP-NT	117.734 DM/a		AP-NT 71.266 DM/a
P	70.400 DM/a		P 237.600 DM/a
<b>Bewertung Eigenstromerz.</b>	<b>516.109 DM/a</b>		<b>Netzbezug 507.391 DM/a</b>
Bewertung Faulgaseinsatz	315.360 DM/a		Erdgasbezug 5.006 DM/a
<b>Bewertung Kostengutschrift</b>	<b>831.469 DM/a</b>		<b>Gesamtkosten 512.397 DM/a</b>

188 Eine negative Grenzlaufzeit deutet in beiden Szenarien darauf hin, dass die Einsparungen durch die Eigenstromerzeugung über den Bezugs-kosten liegen. Somit leistet die Faulgasverstromung in Verbindung mit der Einsparung von Fremdstrom unter den gegebenen Rahmenbedingungen ihren wirtschaftlichen Beitrag. Der Break – Even muss in diesem exemplarischen Fall durch den Betreiber primär nicht beachtet werden.

Tab. 13: Detaillierte Berechnung der Fahrweise HP-Einsatz

Tarif		Inst.BHKW-Leistg.	Spezifisch	Absolut
Arbeitspreis HT	0,18 DM/kWh	ELT	2,7 W/EW	480 kW
Arbeitspreis NT	0,12 DM/kWh	Thermisch	4,4 W/EW	800 kW
L-Preis	220 DM/kW a	Sigma		0,6
EG-Preis	0,04 DM/kWh	elektr. Wirk-grad		35%
tariflich vereinbarte L-spitze	1.400 kW	Gesamtwirkungsgrad		85%
		Laufzeit nach Hersteller		5.840 h/a
<b>Bedarf</b>		Spezifisch	Absolut	
Strombedarf	25 kWh/(EW a)		4.500.000 kWh/a	
Wärmebedarf	25 kWh/(EW a)		4.500.000 kWh/a	
HT-Bedarf	0,65		2.925.000 kWh/a	
NT-Bedarf	0,35		1.575.000 kWh/a	
<b>Faulgasanfall</b>		Spezifisch	Absolut	
Heizwert (Hu)			6 kWh/m³	
täglich	20 l/(EW d)		1.314.000 m³/a	
jährlich	44 kWh/(EW a)		7.884.000 kWh/a	
Verstromung aus FG	15 kWh/(EW a)		2.759.400 kWh/a	
<b>1. Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen für BHKW</b>				
Berechnung BHKW-Laufzeit		f EG/FG	Absolut	
Laufzeit aus FG-nutzung	98,4%		5.749 h/a	
Laufzeit aus EG-nutzung	1,6%		91 h/a	
<b>Energieversorgung aus FG</b>		Eigenversorg.-grad	<b>Faulgas</b>	<b>Erdgas</b>
Elt	61%		2.759.400 kWh/a	43.800 kWh/a
Thermisch	102%		4.599.000 kWh/a	73.000 kWh/a
<b>BHKW-Gesamt</b>		Eigenversorg.-grad	<b>Gesamt</b>	
Elt	62%		2.803.200 kWh/a	
Thermisch	104%		4.672.000 kWh/a	
<b>Energiebezug</b>				
Elt	38%		1.696.800 kWh/a	
Thermisch	Wärmeüberschuß		-172.000 kWh/a	
Erdgas			125.143 kWh/a	
<b>HT-Fahrweise</b>		Spezifisch	BHKW-Erzeugung	Absolut-Bezug
HT-Bezug	<b>100%</b>		2.803.200 kWh/a	121.800 kWh/a
NT-Bezug	<b>0%</b>		kWh/a	1.575.000 kWh/a
BHKW-Elt	<b>100%</b>		480 kW	920 kW
		<b>Vermiedene Kosten</b>	<b>Energiebezugskosten</b>	
AP-HT		504.576 DM/a	AP-HT	21.924 DM/a
AP-NT		DM/a	AP-NT	189.000 DM/a
P		105.600 DM/a	P	202.400 DM/a
Bewertung Eigenstromerz.		<b>610.176 DM/a</b>	Netzbezug	<b>413.324 DM/a</b>
Bewertung Faulgaseinsatz		315.360 DM/a	Erdgasbezug	5.006 DM/a
Bewertung Kostengutschrift		<b>925.536 DM/a</b>	Gesamtkosten	<b>418.330 DM/a</b>

Fazit: Aus dem wirtschaftlichen Vergleich verschiedener BHKW-Anlagenfahrweisen werden für den Betreiber – anhand der Information beschriebener Kennziffern – in Abhängigkeit der jeweiligen Randbedingungen (Anzahl Module, Energiebedarf, Energieanfall) die monetären Vor- und Nachteile verständlich.

## 6 Zusammenfassung

Ausgangspunkt der für die Zielstellung notwendigen Kostenbetrachtung bildet die Bilanzierung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Dabei werden im Abschnitt 2 unter Berücksichtigung der Besonderheiten von Koppelproduktionen grundlegende Zusammenhänge dargestellt. Da in diesen Energieumwandlungsanlagen durch die Verbrennung eines Brennstoffes zwei Produkte (Strom, Wärme) entstehen, ist die mathematische Aufteilung der Kosten anhand verschiedener Methodiken (Restwertverfahren, exergetische Betrachtung) möglich. Für die Gesamtwirtschaftlichkeit der Anlage spielt die Bewertung der Elektroenergie eine wichtige Rolle.

Im Abschnitt 3 wird die Rolle der gesetzlichen Rahmenbedingungen und des Netzzuganges für BHKW-Anlagen im liberalisierten Energiemarkt eingehend erläutert. Neben steuerlichen Anreizen des Gesetzgebers existieren durch die Verbändevereinbarung II Strom Kostenvorteile beim Betrieb von KWK-Anlagen.

Die darauf basierende konkrete wirtschaftliche Umsetzung und Monetarisierung der BHKW-Eigenstromerzeugung wird im Kapitel 4 an verschiedenen theoretischen Modellen dargestellt. Aus den mathematischen Funktionen werden die entscheidenden Freiheitsgrade bezüglich der Energiekosten deutlich, die aus Arbeitspreisen einzelner Tarifzeiten, Zeitgang der Eigenverstromung, Anfallenergieeinsatz, Brennstoffbezug sowie dem Elektroenergiebezug bestehen. Durch die Einführung von Kennzahlen als Ergebnis dieser mathematischen Betrachtung werden für den Betreiber Einflussmöglichkeiten durch innerbetriebliche Maßnahmen oder auch Veränderungen an der Energieversorgungsstruktur monetär sichtbar.

Die praktische Umsetzung des Modells in Kapitel 5 erfolgt unter Einbeziehung. Dabei werden für die beispielhaft untersuchte Kläranlage im Rahmen eines Wirtschaftlichkeitsvergleiches zwei BHKW-Fahrweisen gegenübergestellt, welche auf der Modellbasis wesentliche wirtschaftliche Unterschiede aufzeigt.

## 7 Literatur

- [1] *Fratzscher, W.*: Energiewirtschaft für Verfahrenstechniker. Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie Leipzig 1989, 34–58.
- [2] *Eyerer, P.*: Ganzheitliche Bilanzierung, Springer Verlag 1996, 103.
- [3] VDI-Handbuch Heizungstechnik, Richtlinie 2067, Dezember 1988.
- [4] *Schaefer, H., et. al.*: Zur Problematik der Bewertung von Energieträgern und Energieumwandlungsprozessen, BWK Bd. 46 (1994) Nr. 10, 413–436.
- [5] *Klose, E./Heschel, W.*: Energiewirtschaft verfahrenstechnischer Systeme, zweiter Lehrbrief, wissenschaftliches Informationszentrum der Bergakademie Freiberg, 1981, 6.
- [6] *Klose, E./Heschel, W.*: Zur Berechnung der Exergie bei verfahrenstechnischen Prozessen unter Berücksichtigung der Belange der Brennstofftechnik, DDR-Energietechnik 30 (1980), 471–474.
- [7] Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 24. 04. 1998, Bundesgesetzblatt Nr. 23 vom 28. 04. 1998
- [8] Entwurf eines Gesetzes zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie zur Änderung des Mineralölsteuer-Gesetzes (EEG) 1. Lesung am 16. 12. 1999
- [9] Verbändevereinbarung zum Netzzugang zwischen dem VIK, dem VDEW und dem BDI
- [10] *Recknagel/Sprenger/Schramek*: Taschenbuch für Heizung + Klimatechnik, R. Oldenbourg Verlag München Wien, 1997.
- [11] *Littger, K.*: Optimierung, Springer Verlag, 1.





# Wertorientiertes Energiemanagement

Frank Figge und Stefan Schaltegger

## Inhaltsverzeichnis

	Rn.		Rn.
1	Einleitung	1–7	
2	Rentabilität von Energieeffizienzinvestitionen	7–21	
2.1	Berücksichtigung des Risikos	10–15	
2.2	Berücksichtigung von Eigenkapitalkosten und Finanzierung	16–18	
2.3	Eigenkapital- statt Gesamtkapitalrentabilitätsbetrachtung	19–20	
2.4	Berücksichtigung der Opportunitätskosten		21
3	Wertorientiertes Management von Energieinvestitionen		22–30
4	Chancen und Grenzen wertorientierten Energiemanagements		31–33

## Schlagwortübersicht

	Rn.		Rn.
Chancen	31f.	Instrumentalisten	3
<i>economic value added</i>	26	<i>leverage effect</i>	20
Eigenkapitalkosten	16	Ökoeffizienz	5
Energieeffizienzinvestitionen	8f.	Operative Kosten	25
Energieeinsparung	4	Opportunitätskosten	21
Energiekosten	25	Rentabilitätskennzahlen	22ff.
Energiesparmaßnahmen	6	Risiko	10ff.
Finanzierungsalternativen	17	<i>shareholder value</i>	26
Fremdkapital	18	Unternehmenswertbeitrag	30
Fundamentalisten	2	<i>value spread</i>	28f.
Gesamtkapitalrentabilität	19f.	<i>weighted average cost of capital</i>	27
Grenzen	33		



## 1 Einleitung

- 1 Der Einsatz kohlenstoffhaltiger Energieträger gilt seit einigen Jahren als der bedeutendste Beitrag zum sogenannten Treibhauseffekt (vgl. z. B. Bauer 1993). Dass Kohlendioxidemissionen reduziert werden sollten, wird heute allgemein anerkannt (BUND & Misor 1996). Wie hierbei genau vorgegangen werden sollte, ist allerdings umstritten. Sieht man einmal von der Möglichkeit einer Verringerung der wirtschaftlichen Aktivität ab, gibt es grundsätzlich *zwei Strategien: Substitution und Effizienzsteigerung*. Im ersten Fall werden kohlenstoffhaltige Energieträger durch kohlenstofffreie oder -arme Energieträger ersetzt. Die Bestrebung, neue, regenerative Energieträger (z. B. Biomasse, Photovoltaik) zu erschließen, ist ein Beispiel für Aktivitäten in diesem Bereich. Im zweiten Fall wird die Effizienz des Energieeinsatzes erhöht. Die seit Jahren anhaltende Energiespardiskussion ist ein Teil dieser zweiten Strategie. Im Rahmen der Effizienzsteigerungsanliegen kann zwischen zwei typischen Lagern unterschieden werden, die wir als Fundamentalisten und Instrumentalisten bezeichnen.
- 2 Die erste Gruppe, die *Fundamentalisten*, argumentiert, dass der Rückgang des Energieverbrauchs ein eigenständiges Ziel sei, das nicht näher gerechtfertigt werden müsse. Energie muss gespart werden, da es *a priori sinnvoll* ist. Stand erst die Sorge um Energie als knappe Ressource im Vordergrund, so werden heute im wesentlichen die ökologischen Folgen des Energieeinsatzes diskutiert. Energiesparen ist für diese Gruppe ein fundamentales Ziel.
- 3 Die zweite Gruppe, die *Instrumentalisten*, argumentiert hingegen, dass Energie in den Fällen gespart werden sollte, wo es dem Erreichen eines übergeordneten, fundamentalen Ziels dient. Ein solches fundamentales Ziel hat häufig einen ökonomischen Charakter. Energie soll aus dieser Perspektive beispielsweise gespart werden, da es die Rentabilität der Unternehmung stärkt.
- 4 Auf die Argumente beider Lager soll hier nicht näher eingegangen werden. Wie die in Abbildung 1 wiedergegebene Konsensmatrix zeigt, kann allerdings davon ausgegangen werden, dass nur Energieeinsparungen, die sowohl den Ansprüchen der Fundamentalisten als auch der Instrumentalisten genügen, das heißt also dem Ziel der Öko-Effizienz dienen, konsensfähig sind.

		Rentabilität	
		tief	hoch
Energiesparwirkung	hoch	Akzeptanz bei Fundamentalisten	Akzeptanz bei Fundamentalisten und Instrumentalisten
	tief	Ablehnung bei Fundamentalisten und Instrumentalisten	Akzeptanz bei Instrumentalisten

Abb. 1: Konsensmatrix

Sie müssen also einerseits zu einer Netto­reduktion der Umweltbelastungen führen. Dies ist gegeben, wenn die Reduktion der Umweltbelastungen durch geringeren Energieverbrauch die durch die Maßnahmen verursachten Umwelteinwirkungen überkompensieren (Schaltegger et al. 1996, 209ff.). Andererseits müssen sie die Profitabilität von Unternehmungen erhöhen. Eine notwendige Bedingung dafür, dass sie sowohl für die beschriebenen Instrumentalisten, wie auch die Fundamentalisten konsensfähig sind, ist daher, dass die Maßnahmen öko-effizient (Schaltegger & Sturm 1992/94, Schmidheiny 1993, WBCSD 1997) sind. 5

Hierbei handelt es sich in erster Linie um Energieeinsparungen, die gleichzeitig zu Kosteneinsparungen führen und somit die Rentabilität erhöhen. Entsprechende Energiesparmaßnahmen können als „No-regret“-Energiesparmaßnahmen bezeichnet werden. 6

Die Rentabilität von Energieeffizienzinvestitionen wird immer wieder propagiert (vgl. z. B. Hawken et al. 1999). Dabei werden verschiedene Indikatoren verwendet, die diese Rentabilität belegen sollen (vgl. z. B. DIW & ISI 1999). Im folgenden Kapitel wird gezeigt, wie in der Praxis heute die Rentabilität von Energieeffizienzinvestitionen ermittelt wird und was deren wesentliche Schwächen sind. Das dritte Kapitel zeigt, wie der ökonomische Wert von Energieeffizienzinvestitionen ermittelt werden sollte. 7

## 2 Rentabilität von Energieeffizienzinvestitionen

- 8 Die Rentabilität von Energieeffizienzmaßnahmen wird in der Regel berechnet, indem der (ökonomische) Nutzen der Maßnahme mit seinen Kosten verglichen wird. Der Nutzen einer Maßnahme besteht aus dem mit ihr erzielten Nettoertrag. Die Kosten einer Maßnahme bestehen aus dem für sie notwendigen Mitteleinsatz, das heißt ihrer Investition. Die Rentabilität von Energiesparmaßnahmen wird daher in der Regel in Form einer Kapitalrentabilität berechnet. Eine Maßnahme, die einen Nettoertrag von 20 € bei einem Kapitaleinsatz von 100 € aufweist, hätte beispielsweise eine Kapitalrentabilität von 20%. Am Beispiel hoher Kapitalrentabilitäten wird nun häufig argumentiert, dass eine Energiesparmaßnahme ökonomisch vorteilhaft sei.
- 9 Wie im folgenden anhand einiger typischer Fehler gezeigt werden wird, ist eine solche Analyse allerdings als unzureichend einzustufen. Zur richtigen Berechnung der Rentabilität und der Öko-Effizienz von Energiesparmaßnahmen sind folgende Aspekte mit zu berücksichtigen: Risiko der Investition, Eigenkapitalkosten der Finanzierung und Opportunitätskosten der Maßnahme.

### 2.1 Berücksichtigung des Risikos

- 10 Alle Investitionsentscheidungen werden unter Risiko getroffen. Ein Risiko liegt immer dann vor, wenn Nutzen und/oder Kosten einer Investition nicht mit Sicherheit vorausgesagt werden können. Gerade bei Energieeffizienzmaßnahmen dürfte dies die Regel und nicht die Ausnahme darstellen. Die errechnete Rentabilität einer Energiesparmaßnahme muss daher um ihre Risikohaftigkeit adjustiert werden. Risikoreichere Maßnahmen müssen eine höhere Rentabilität aufweisen als risikoärmere Maßnahmen. Auf diese Weise entschädigen sie Investoren für das übernommene Risiko.
- 11 In diesem Zusammenhang muss zwischen zwei Risikoarten unterschieden werden. *Unsystematische Risiken* können durch Zusammenfassung vieler Risiken in einem Portfolio wegdiversifiziert werden. Ein unsystematisches Risiko liegt immer dann vor, wenn durch den Eintritt eines Risikos der Eintritt eines anderen Risikos nicht wahrscheinlicher wird.

- Die Sanierung von Heizungen von Wohnhäusern dürfte beispielsweise einem solchen unsystematischen Risiko unterliegen. Es ist bekannt, dass die Sanierung von Heizungen im Durchschnitt ein sehr profitables und öko-effizientes Investment ist (vgl. z. B. Bretschger et al. 1993). Problematisch ist, dass der erzielte Nutzen stark schwanken kann. Bei manchen Heizungen bzw. Häusern mag die Einsparung sehr hoch sein, während bei anderen Häusern nur geringe Einsparungen erzielt werden. Das Risiko einer geringen Einsparung wird durch die Chance hoher Einsparungen ausgeglichen. Es reicht, ausreichend viele Häuser in einem Portfolio zusammenzufassen, um insgesamt eine recht sichere, hohe Rentabilität zu erreichen. **12**
- Dem stehen *systematische Risiken* gegenüber. Systematische Risiken lassen sich – im Gegensatz zu unsystematischen Risiken – nicht wegdiversifizieren. Tritt ein (systematisches) Risiko ein, so steigt auch die Wahrscheinlichkeit, dass ein weiteres (systematisches) Risiko eintritt. Dies ist i. d. R. darauf zurückzuführen, dass der Eintritt der einzelnen Risiken von einem gemeinsamen Aspekt abhängt. So hängt beispielsweise die Rentabilität von Energiesparmaßnahmen von der Entwicklung der Energiepreise ab. Hohe (tiefe) Energiepreise stützen (senken) die Rentabilität von Energiesparmaßnahmen. Stellt sich eine Energiesparmaßnahme als wenig rentabel heraus, da die Energiepreise tief sind, so sind davon in der Regel alle Energiesparmaßnahmen in proportionalem Maße betroffen. Dies kann auch die Zusammenfassung vieler individueller Risiken in einem Portefeuille nicht ändern. **13**
- Rein systematische bzw. unsystematische Risiken sind in der Praxis selten. Risiken beinhalten meist eine systematische und eine unsystematische Komponente. **14**
- Ob nun das gesamte Risiko, das heißt der systematische und der unsystematische Teil, berücksichtigt werden muss, hängt von der individuellen Situation des jeweiligen Investors ab. Ist es einem Investor möglich, den unsystematischen Teil des Risikos wegzudiversifizieren, so kann er sich auf eine Berücksichtigung des systematischen Teils beschränken. Ist eine solche Portefeuillebildung nicht möglich, und dies dürfte beispielsweise für den Hausbesitzer, der seine Heizung sanieren möchte, die Regel sein, so muss das gesamte Risiko berücksichtigt werden. Innovative Contracting-Modelle, die eine Pool-Bildung von **15**

Energiesparmaßnahmen erlauben, können hier einen erheblichen Beitrag zur Reduktion des unsystematischen Investitionsrisikos leisten.

### 2.2 Berücksichtigung von Eigenkapitalkosten und Finanzierung

- 16 Der traditionelle, buchhalterische Gewinn ist immer noch einer der beliebtesten Größen zur Berechnung der Rentabilität. Es wird vielfach nicht beachtet, dass er dafür nur beschränkt geeignet ist. So berücksichtigt der buchhalterische Gewinn nicht die Kosten, die mit der Zurverfügungstellung von Eigenkapital verbunden sind. Der buchhalterische Gewinn ist nicht anderes als eine Residualgröße *vor Berücksichtigung* der Ansprüche der Eigenkapitalgeber. Ein finanzieller Wert entsteht immer nur, wenn der Nutzen die gesamten Kosten übersteigt. Hierzu gehören auch die Eigenkapitalkosten. Der buchhalterische Gewinn muss daher durch die Berücksichtigung der Eigenkapitalkosten in einem ökonomischen Gewinn überführt werden. Nur wenn nach Berücksichtigung der Eigenkapitalkosten ein positiver Residualwert besteht, ist auch ein Wert geschaffen worden.
- 17 Tabelle 1 zeigt den Einfluss, den dies auf die Bewertung der Rentabilität von Energiesparmaßnahmen haben kann. In unserem Beispiel benötigen Alternativen A und B jeweils eine Investitionssumme von 1000 €. Beide Alternativen führen insgesamt zu eingesparten Energiekosten von insgesamt 500 € und rufen operative Kosten von 100 € hervor. Die beiden Alternativen unterscheiden sich durch ihre unterschiedliche Finanzierung. Während Alternative A weitgehend fremdfinanziert wird (90%), wird für Alternative B in erster Linie Eigenkapital (90%) hinzugezogen. Die Fremdkapitalzinsen werden vor der Ermittlung des buchhalterischen Gewinns berücksichtigt. Auf der Basis dieses Gewinns würde Alternative A vorgezogen werden, da es – bei gleicher Investitionssumme – einen höheren Gewinn aufweist (390 € für A im Vergleich zu 310 € für B).

Tab. 1: Wirkung berücksichtigter Eigenkapitalkosten (in €)

	Maßnahme A	Maßnahme B
Investitionssumme	1000	1000
Operative Kosten (ohne Kapitalkosten)	100	100
Eingesparte Energiekosten	500	500
Finanzierung durch Eigenkapital (15%)	900	100
Finanzierung durch Fremdkapital (10%)	100	900
Fremdkapitalkosten	10	90
Buchhalterischer Gewinn	390	310
Eigenkapitalkosten	135	15
Ökonomischer Gewinn	255	295

Das Bild ändert sich völlig, wenn die Eigenkapitalkosten mit berücksichtigt werden. Die im Vergleich zum Fremdkapital höheren Eigenkapitalkosten – und dies stellt i. d. R. eine realistische Annahme dar – führen dazu, dass sich nach Berücksichtigung aller Kosten plötzlich Alternative B als rentabler herausstellt (295 € für B im Vergleich zu 255 € für A). 18

### 2.3 Eigenkapital- statt Gesamtkapitalrentabilitätsbetrachtung

Die Rentabilität von Energieeffizienzinvestitionen wird häufig auf die gesamte Investitionssumme bezogen. Dies mag gerade aus einer volkswirtschaftliche Perspektive von großer Relevanz sein. Gesamtkapitalrentabilitäten können zeigen, in welche Bereiche mehr Ressourcen, unabhängig von der Art ihrer Finanzierung, gelenkt werden können. Aus der Perspektive des individuellen Investors ist allerdings in erster Linie die Eigenkapitalrentabilität von Interesse. 19

Die Höhe der Eigenkapitalrentabilität hängt entscheidend von der Art der Finanzierung ab. Durch den vermehrten Einsatz von Fremdkapital kann die Eigenkapitalrentabilität „gehebelt“, also verstärkt werden (leverage effect). Es wird nun gerade von der Seite der Wissenschaft argumentiert, dass der positive Rentabilitätsbeitrag eines vermehrten Fremdkapitaleinsatzes durch das steigende Eigenkapitalrisiko kompensiert würde (vgl. Modigliani/Miller 1958). Zweifellos steigt das 20

Eigenkapitalrisiko bei vermehrtem Einsatz von Fremdkapital an. Die Frage, ob dies unter Praxisbedingungen wirklich zu einer vollständigen Kompensation des Rentabilitätsbeitrags führt, kann hier nicht abschließend diskutiert werden. An der Annahme der Irrelevanz der Finanzierung sind unter Praxisbedingungen allerdings Zweifel geboten. Es gilt außerdem zu beachten, dass es gerade im Bereich der Energiesparinvestitionen in vielen Ländern Investitionsbeihilfen gibt. Liegen solche Beihilfen vor, kann die Wahl der richtigen Finanzierung zur merklichen Reduktion der Kapitalkosten führen und sehr wohl einen Einfluss nicht nur auf die Rentabilität der Energiesparmaßnahme, sondern auch auf den gesamten Unternehmenswert haben.

### 2.4 Berücksichtigung der Opportunitätskosten

- 21 Unternehmen führen i. d. R. nicht nur einige wenige, sondern eine große Anzahl von Investitionen durch. Energieeffizienzinvestitionen sind nur ein Teil dieser Investitionen. Sie konkurrieren, wie alle anderen Investitionen, um knappe Ressourcen (besonders Personal, Managementzeit, verfügbares Kapital udgl.). Es reicht daher nicht, dass eine Investition nach Berücksichtigung aller Kosten einen Gewinn erwirtschaftet. Die Investition muss, für ein gegebenes Risiko, auch profitabler sein als eine beliebige andere zur Wahl stehende Investition. Der Nutzen anderer zur Wahl stehender Investitionen stellt daher die Opportunitätskosten einer Energieeffizienzmaßnahme dar. Neben internen Investitionsmöglichkeiten sind bei der Ermittlung der Opportunitätskosten allerdings auch „artfremde“ Investitionsmöglichkeiten zu berücksichtigen. Hierzu gehören beispielsweise Investitionen in gut diversifizierte Aktienportefeuilles. Kann bei einem vergleichbaren Risiko durch ein Aktienengagement eine höhere Rendite erzielt werden, so ist diese Investition aus finanziellen Überlegungen vorzuziehen.

## 3 Wertorientiertes Management von Energieinvestitionen

- 22 Wie das letzte Kapitel gezeigt hat, greift die Berechnung der Gesamtkapitalrentabilität zur Erfassung der Rentabilität von Energieeffizienzinvestitionen zu kurz. Sie favorisiert stark eigenfinanzierte und risikohafte Investitionen. Solche Investitionen riskieren, sich als „risikohafte

Kapitalfresser“ herauszustellen. Sie entziehen anderen, unter Umständen profitableren Investitionen notwendige Ressourcen und schmälern somit den Unternehmenswert.

Tabelle 2 gibt eine Übersicht über verschiedene Kennzahlen zur Bestimmung der Kapitalrentabilität von Energieeffizienzinvestitionen. 23  
 Gemeinsam ist den Kennzahlen, dass sie eine Aussage über die Rentabilität der Energieeffizienzinvestitionen machen. Sie nehmen allerdings verschiedene Perspektiven ein. Es ist von fundamentaler Bedeutung, dass zu jeder Entscheidung die jeweils passende Kennzahl ziel- und adressatenorientiert hinzugezogen wird.

Die Kennzahl „eingesparte Energiekosten/Gesamtkapital“ gibt die Effizienz der Energiekostenreduktion wieder. Sie zeigt, wie viel Energiekosten pro eingesetzter Kapitaleinheit reduziert werden. Diese Kennzahl berücksichtigt unter anderem nicht die zusätzlichen operativen Kosten oder Nutzen, die mit der Maßnahme verbunden sein können. Es ist – gerade bei Energieeffizienzinvestitionen – möglich, dass nicht zusätzliche operative Kosten, sondern ein zusätzlicher operativer Nutzen entsteht (vgl. z. B. Bretschger et al. 1993). In diesem Fall übersteigt die operative Kapitalrentabilität sogar die Bruttorentabilität. 24

Tab. 2: Kapitalrentabilitäten von Energieeffizienzmaßnahmen

Zähler	Nenner	Aussage
Eingesparte Energiekosten (Brutto)	Gesamtkapital	Bruttorentabilität
Eingesparte Energiekosten (Brutto) • zusätzliche Operative Kosten	Gesamtkapital	Operative Kapitalrentabilität
Eingesparte Energiekosten • zusätzliche Operative Kosten • Fremdkapitalkosten	Eigenkapital	Eigenkapitalrentabilität
Eingesparte Energiekosten • zusätzliche Operative Kosten • Fremdkapitalkosten • Eigenkapitalkosten	Gesamtkapital	Unternehmenswertbeitragsrentabilität des Gesamtkapitals
Eingesparte Energiekosten • zusätzliche Operative Kosten • Fremdkapitalkosten • Eigenkapitalkosten	Eigenkapital	Unternehmenswertbeitragsrentabilität des Eigenkapitals



- 25 Werden diese zusätzlichen operativen Kosten (oder zusätzlichen Nutzen) von den eingesparten Energiekosten abgezogen (bzw. dazu addiert) und das Ergebnis mit dem Gesamtkapital ins Verhältnis gesetzt, ergibt sich die operative Kapitalrentabilität. Sie zeigt, wie viele Kosten durch die Investition vor Berücksichtigung der Finanzierung eingespart werden. In der Praxis werden häufig noch die Kapitalkosten des Fremdkapitals abgezogen. Ein häufig anzutreffender Fehler ist, die verbleibende Größe mit dem Gesamtkapital ins Verhältnis zu setzen. Da die Ansprüche der Fremdkapitalgeber bereits im Zähler berücksichtigt wurden, sollte diese Größe nur mit dem Eigenkapital verglichen werden. Zusätzlich zu den Ansprüchen der Fremdkapitalgeber müssen außerdem die Eigenkapitalkosten mit einbezogen werden. Die verbleibende Größe kann als der Unternehmenswertbeitrag der Maßnahme bezeichnet werden. Nur wenn ein positiver Unternehmenswertbeitrag existiert, die Erträge also alle Kosten übersteigen, ist ein Wert geschaffen worden. Diese Größe kann sowohl mit dem eingesetzten Gesamt- wie auch dem Eigenkapital verglichen werden. Die Unternehmenswertbeitragsrentabilität des Gesamtkapitals ist vor allem aus einer volkswirtschaftlichen Perspektive, die Unternehmenswertbeitragsrentabilität des Eigenkapitals aus einer Investorenperspektive von Interesse. Aus der Perspektive des wertorientierten Managements sollte die Unternehmenswertbeitragsrentabilität maximiert werden.
- 26 Eine wertorientierte Analyse von Energieeffizienzinvestitionen muss daher den Beitrag zum Unternehmenswert erfassen. Es bietet sich in diesem Zusammenhang an, sich an bewährten Unternehmensbewertungsverfahren wie den *Shareholder Value* (vgl. Copeland et al. 1993, Rappaport 1995) bzw. *Economic Value Added* – (Stern & Stewart 1991) anzulehnen. Diese Verfahren berücksichtigen sowohl Opportunitätskosten – als auch Risiko- und Finanzierungsüberlegungen.
- 27 Als Ausgangspunkt kann die operative Kapitalrentabilität dienen. Die Finanzierung wird berücksichtigt, indem von dieser Kenngröße die Kapitalkosten abgezogen werden. Die Kapitalkosten bestehen aus den gewogenen Eigen- und Fremdkapitalkosten (WACC – Weighted Average Cost of Capital). Die Kapitalkosten spiegeln die Risikohaftigkeit der Investition wider. Die angesetzten Kapitalkosten müssen den wirklich erzielbaren Kapitalkosten entsprechen. Ist beispielsweise Fremdkapital nur zu ungünstigen Konditionen erhältlich, da die Ren-

tabilität der Investition von den Fremdkapitalgebern nicht erkannt wird, so sind diese hohen Fremdkapitalzinsen anzusetzen.

Aus der Subtraktion von operativer Kapitalrentabilität und den gewogenen Kapitalkosten resultiert ein sogenannter *Value Spread*. Nur wenn dieser Value Spread positiv ist, wird Unternehmenswert geschaffen. Investitionen mit einem negativen Value Spread sollten grundsätzlich nicht durchgeführt werden – sie vernichten Unternehmenswert. Ein positiver Value Spread ist eine notwendige, nicht aber eine hinreichende Bedingung zur Realisierung finanziell attraktiver Energieeffizienzinvestitionen. Es müssen zusätzlich noch Opportunitätskostenüberlegungen angestellt werden. Hierzu werden die Value Spreads der verschiedenen zur Wahl stehenden Investitionen miteinander verglichen. Es sollten zuerst die Investitionen mit den höchsten Value Spreads durchgeführt werden. Werden Investitionen mit einem zwar positiven aber unter dem Value Spread alternativer Investitionen liegenden Value Spread vorgezogen, wird realisierbare Wertsteigerung ignoriert. 28

Der Value Spread gibt Auskunft über den relativen Wert einer Energieeffizienzinvestition. Er zeigt, wieviel Wert pro investierter Kapitaleinheit geschaffen wird. Um den absoluten Wert zu ermitteln, muss dieser Wert daher mit der Investitionssumme multipliziert werden. Es resultiert der absolute Unternehmenswertbeitrag. 29

Zusammengefasst kann der Unternehmenswertbeitrag wie folgt berechnet werden (Abb. 2): 30

$$\text{Unternehmenswertbeitrag} = (\text{Operative Kapitalrentabilität} - \text{WACC}) * \text{Investitionssumme}$$

$\left( \frac{\text{Eingesparte Energiekosten} - \text{operative Kosten}}{\text{Gesamtkapital}} - \text{WACC} \right) * \text{Investitionssumme} = \text{Unternehmenswertbeitrag}$				
<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 45%; text-align: center; padding: 5px;"><i>Operatives Management</i></td> <td style="width: 15%; text-align: center; padding: 5px;"><i>Finanzierung</i></td> <td style="width: 15%; text-align: center; padding: 5px;"><i>Investition</i></td> <td style="width: 25%; text-align: center; padding: 5px;"><i>Geschaffener Wert</i></td> </tr> </table>	<i>Operatives Management</i>	<i>Finanzierung</i>	<i>Investition</i>	<i>Geschaffener Wert</i>
<i>Operatives Management</i>	<i>Finanzierung</i>	<i>Investition</i>	<i>Geschaffener Wert</i>	

Abb. 2: Berechnung des Unternehmenswertbeitrags durch Energiesparmaßnahmen

## **4 Chancen und Grenzen wertorientierten Energiemanagements**

- 31** Unternehmenswertorientiertes Energiemanagement bietet eine Reihe interessanter Chancen. Wertorientiertes Energiemanagement kann sich in dem Maße auf einen breiten Konsens stützen, in dem es sowohl zu Energieeinsparungen als auch zu einer Verbesserung der Rentabilität führt. Solange solche Energieeffizienzmaßnahmen nicht in Konflikt mit anderen fundamentalen Zielen stehen, kann damit gerechnet werden, dass sie allgemein als vorteilhaft anerkannt werden. Als „No-regret“-Lösungen stellen sie, umgangssprachlich ausgedrückt, einen „Free Lunch“ dar. Da solche Maßnahmen selbst tragend sind, ist auch nicht zu erwarten, dass ihre Finanzierung Verteilungskämpfen zum Opfer fällt. Dies zeigt noch einmal die Bedeutung einer Berücksichtigung der Opportunitätskosten auf. Werden nämlich Investitionen durchgeführt, die zwar einen positiven Value Spread aufweisen, allerdings weniger Wert kreieren als andere zur Wahl stehende Investitionen, so sind Verteilungskämpfe um das (knappe) Kapital zu erwarten.
- 32** Von unternehmenswertsteigernden Investitionen gehen auch interessante Impulse auf den Markt und damit die Konkurrenten aus. Unternehmenswertsteigernde Energieeffizienzinvestitionen stärken die Wettbewerbsposition und setzen damit andere Unternehmen unter Druck, vergleichbare Investitionen durchzuführen.
- 33** Die Grenzen des wertorientierten Energiemanagements liegen vor allem in den Bereichen, in denen Disparitäten zwischen einzel- und gesamtwirtschaftlicher Rationalität liegen. So führt wertorientiertes Energiemanagement zu keinen weitreichenderen Energieeinsparungen, als es die rechtlichen, politischen und marktlichen Rahmenbedingungen zulassen. Ist Energie zu „billig“, deckt der Preis also nicht die internen und externen Kosten, so ist es auch einzelwirtschaftlich rational, gesamtwirtschaftlich sinnvolle Einsparinvestitionen nicht durchzuführen. Vergleichbares gilt für den Umgang mit Risiken. So werden grundsätzlich nur ökonomische Risiken berücksichtigt. Rein ökologische, das heißt nicht internalisierte Risiken bleiben hingegen unberücksichtigt. Solange das Energieeinsparpotential von „No-regret“-Maßnahmen jedoch noch nicht ausgeschöpft ist, sind diese mit erster Priorität zu realisieren.

## Literatur

- Bauer, Antoine* (1993), *Der Treibhauseffekt*, Tübingen: Mohr
- Bretschger, Lucas/Buse, Ingo/Mäder, Stefan/Schleiniger, Reto/Schelbert, Heidi* (1993), *Saubere Luft im Kanton Zürich*, Zürich: Zürcher Kantonalbank
- BUND & Miesor (1996), *Zukunftsfähiges Deutschland. Ein Beitrag zu einer nachhaltigen Entwicklung*, Basel/Boston: Birkhäuser
- Copeland, Tom/Koller, T./Murrin, J.* (1993), *Unternehmenswert. Methoden und Strategien für eine wertorientierte Unternehmensführung*, Frankfurt: Campus
- DIW & ISI (1999), *Energie-Effizienz-Indikatoren*. Berlin: Physica
- Figge, Frank* (1998), *Systematisierung ökonomischer Risiken durch globale Umweltprobleme – Gefahr für die Finanzmärkte?*, WWZ-Studie Nr. 56, Basel:WWZ
- Hawken, Paul/Lovins, Amory/Lovins, Hunter L.* (1999), *Natural Capitalism*, Boston: Little, Brown and Company
- Modigliani, F./Miller, M. H.* (1958), „The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment“ in: *American Economic Review*, No. 48, S. 261–297, June 1958
- Rappaport, Alfred* (1995), *Shareholder Value. Wertsteigerung als Maßstab für die Unternehmensführung*, Stuttgart: Schäffer-Poeschel
- Schaltegger, Stefan/Figge, Frank* (1997), *Umwelt und Shareholder Value*, Basel: WWZ/Sarasin, 12. Auflage
- Schaltegger, Stefan/Sturm, Andreas* (1992/94), *Ökologieorientierte Entscheidungen in Unternehmen*, Bern/Stuttgart: Haupt
- Schaltegger, Stefan/Müller Kaspar/Hindrichsen, Henriette* (1996), *Corporate Environmental Accounting*, New York: Wiley
- Schmidheiny, Stefan* (1993), *Kurswechsel*, Frankfurt a. M.: Artemis & Winkler
- Stern, G. Bennett/Stewart, Joel M.* (1991), *The Quest for Value: The Eva Tm Management Guide*, New York: HarperBusiness

WBSCD (World Business Council for Sustainable Development) (1997), Environmental Performance and Shareholder's Value, Geneva: WBSCD

# Kooperationsformen auf dem Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung des Anlagen-Contracting

*Heike Y. Schenk-Mathes und Magdalena Pogoda-Urbanski*

*Im Zuge der Liberalisierung der Energiemärkte wurden die Versorgungs- und Dienstleistungsunternehmen dazu veranlasst ihre Wettbewerbsfähigkeit zu verbessern, sei es durch verstärktes Kostenmanagement, Kundenfokussierung oder Eröffnung neuer strategischer Geschäftsfelder. Auch das Erschließen von Synergien durch Eingehen verschiedener Kooperationen zählt zu den wichtigsten Auswirkungen des immer noch fortdauernden Liberalisierungsprozesses. Der vorliegende Artikel stellt verschiedene kooperative Beziehungen zwischen den Akteuren des Nutzenergiemarktes dar, wobei der Schwerpunkt auf das Anlagen-Contracting gelegt wird. Die Gestaltung dieser Betreiber-Nutzer-Kooperation, die auf die Verbesserung der Energieeffizienz entlang der Energieumwandlungskette abzielt, wird im Folgenden unter Einbeziehung verschiedener Rahmenbedingungen einer ökonomischen Analyse unterzogen.*

## Inhaltsübersicht

	Rn		Rn
1	1	4.1	36
2	2–26	4.2	37–42
2.1	2–4	4.3	43–49
2.2	5–12	4.4	50–51
2.3	13–26	4.5	52–53
2.3.1	13–22	5	54–83
2.3.2	23–26	5.1	54–58
3	27–35	5.2	59–64
4	36–57	5.2.1	60–62
		5.2.2	63–64

	Rn		Rn	
5.3	Beurteilung von Contractingprojekten bei unterschiedlichen Rahmenbedingungen	65–83	5.3.3 Strategien zur Sicherung der Position der Kooperationsparteien	79–83
5.3.1	Strategien zur Bewältigung der Unsicherheit	65–71	6	Literatur
5.3.2	Strategien zur asymmetrischen Informationsverteilung	72–78	7	Zitierte Rechtsvorschriften

## 1 Einleitung: Wandel der Kooperationsformen auf dem Energiemarkt

- Die nationale Umsetzung der europäischen Beschleunigungsrichtlinien über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitäts- bzw. den Erdgasbinnenmarkt bezüglich der Entflechtungs- und Netzzugangsregelungen erfolgte in Deutschland mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Juli 2005. Die mit dem fortschreitenden Liberalisierungsprozess einhergehenden Veränderungen der Marktbedingungen, das Streben nach einer sicheren, effizienten und umweltverträglichen Energieversorgung sowie die besonderen Eigenschaften des Gutes Energie haben vielen Energieversorgungsunternehmen (EVU) einen Impuls für die Generierung von Synergiepotenzialen u. a. durch Eingehen verschiedener Kooperationen gegeben. Diese Marktstrukturänderungen, unterstützt durch gesetzliche Regelungen wie das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) oder das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG), haben die Entwicklung von umweltfreundlichen Technologien und innovativen Dienstleistungen für die Steigerung der Energieeffizienz sowohl auf der Angebots- als auch der Nachfrageseite zur Folge. Der wachsende Markt für Energiedienstleistungen mit einem steigenden Einsatz dezentraler Erzeugungsanlagen wird nach wie vor den Wandel der Kooperationsformen auf dem Energiemarkt entscheidend prägen. Vor diesem Hintergrund stellt die Kooperationsart des Contracting eine attraktive Möglichkeit der Zusammenarbeit für die Teilnehmer auf dem Energiemarkt dar.
- In diesem Beitrag wird zunächst das Spektrum der ausgewählten, theoretisch möglichen Kooperationsarten vorgestellt (Kapitel 2), dabei wird auf die Ausprägungen der Kooperationsmerkmale auf dem Energiemarkt sowie auf die potenziellen Kooperationspartner dieses

Marktes eingegangen. Wie kooperative Beziehungen zwischen den Energiemarktteilnehmer zustande kommen, lässt sich anhand der Phasen des Kooperationsmanagements darstellen (Kapitel 3). Die Rahmenbedingungen, die den Kooperationserfolg entscheidend beeinflussen und daher bei der Gestaltung von Kooperationen Beachtung finden sollten, werden im Kapitel 4 erörtert. Als Beispiel für die Kooperationsformen auf dem Energiemarkt wird das Anlagen-Contracting ausgewählt und einer ökonomischen Analyse vor dem Hintergrund der dargestellten Rahmenbedingungen unterzogen (Kap. 5).

## 2 Spektrum der Kooperationsarten

### 2.1 Begriffsdefinition und Kooperationsmotive

In der Literatur findet man eine Vielzahl von Definitionen für den Begriff der „zwischenbetrieblichen Kooperation“<sup>1</sup>, von denen hier eine herausgegriffen sei: „Unter Kooperation versteht man allgemein die (freiwillige) Zusammenarbeit selbständiger Unternehmen mit dem Ziel, bei grundsätzlicher Aufrechterhaltung ihrer wirtschaftlichen Selbständigkeit gewisse Vorteile aus der Zusammenarbeit zu ziehen.“<sup>2</sup>

3

Der Begriff der zwischenbetrieblichen Kooperation enthält somit mehrere Elemente:

- (a) An einer zwischenbetrieblichen Kooperation nehmen mindestens zwei Unternehmen teil: Unternehmen sind hierbei wirtschaftlich selbständige Entscheidungseinheiten. Durch die Koordination des Verhaltens der Unternehmen schränken diese im Kooperationsbereich zwar ihre ökonomische Unabhängigkeit ein. Da die Unternehmen jedoch autonom über die Bildung oder die Auflösung einer Kooperation entscheiden können, bleibt deren ökonomische Selbständigkeit grundsätzlich erhalten.
- (b) Die Unternehmen arbeiten zusammen. Die Zusammenarbeit wird i.d.R. vertraglich in schriftlicher und/oder mündlicher Form vereinbart. Die Art der Zusammenarbeit kann sehr weit gefasst wer-

1 Vgl. hierzu u. a. Fleischer, 1997, S. 10-11, Killich, 2005, S. 13ff, Woratschek/Roth, 2005, S. 143 f.

2 Schierenbeck, 2000, S. 49.



den. Es ist durchaus möglich, dass die einzelnen Kooperationspartner lediglich Entscheidungen gemeinsam treffen, um daran anschließend ihren Beitrag zur Kooperation getrennt zu erfüllen.

(c) Die Unternehmen verfolgen das Ziel, gewisse Vorteile aus der Kooperation zu ziehen: Die Zielerfüllung kann dabei mittels des Kooperationserfolgs gemessen werden. Dieser ist aus Sicht eines Unternehmens die Differenz zwischen dem jeweiligen Erfolg bei gemeinschaftlicher und dem Erfolg bei individueller Aufgabenerfüllung vermindert um die Kooperationskosten, welche vor allem aus der Koordination der Handlungen der Kooperationspartner entstehen.

4 Die in Punkt (c) definierte Zielerfüllung bezieht sich auf *ökonomische Ziele* einer Kooperation. Eine höhere Zielerreichung durch die Kooperation begründet sich u. a. in folgenden *Kooperationsmotiven*:

- Nutzung von Potenzialen zur Risikoreduktion durch Diversifikation oder Senkung der Kosten des Risikos durch Übertragung des Risikos an einen weniger risikoaversen Kooperationspartner;
- Nutzung von Mengenvorteilen bei Vorliegen von steigenden Skalenerträgen. Steigende Skalenerträge oder Economies of Scale liegen dann vor, wenn die Produktionsmenge eines Gutes bei Vervielfachung aller Faktormengen überproportional steigt;
- Realisierung von Economies of Scope. Economies of Scope liegen dann vor, wenn Vorteile bei gemeinsamer Produktion mehrerer Güter gegenüber der getrennten Produktion dieser Güter in einzelnen Unternehmen gegeben sind.<sup>3</sup> Dieser Verbundvorteil mag auch zur Steigerung der unternehmerischen Flexibilität bezüglich der Reaktion auf sich ständig ändernde Umfeldbedingungen beitragen;
- Steigerung der Marktmacht. Unternehmen können durch gemeinsames Auftreten am Markt u. U. eine stärkere Position einnehmen als durch getrenntes Auftreten;
- Nutzung von Komplementaritäten: Besitzt beispielsweise ein Unternehmen das technologische Know-how und die Produktionsstätten zur Erstellung eines neuen Gutes, fehlt ihm jedoch das geeignete Vertriebsnetz zur Markteinführung des Produktes, so kann

3 Vgl. Milgrom/Roberts, 1992, S. 107.

eine Kooperation mit einem anderen Unternehmen entstehen, welches über das benötigte Vertriebsnetz verfügt.<sup>4</sup> Die Kooperation mag zum beiderseitigen Vorteil sein, da das erste Unternehmen kein neues Vertriebsnetz aufbauen muss und das zweite Unternehmen seine Vertriebskapazitäten u. U. besser ausnutzen, d. h. wiederum Mengenvorteile realisieren kann.

- Internalisierung positiver externer Effekte: Positive externe Effekte liegen dann vor, wenn die Aktionen eines Unternehmens den Erfolg eines anderen Unternehmens positiv beeinflussen, ohne dass eine Kompensation für das agierende Unternehmen über beispielsweise Preise erfolgt.<sup>5</sup> Zunächst scheint nur ein einseitiges Interesse an der Kooperation zu bestehen, führt jedoch die Internalisierung positiver externer Effekte zu einer Steigerung der Summe der Erfolge, kann hier ein Kooperationsmotiv für beide Seiten gegeben sein;
- Internalisierung negativer externer Effekte: Negative externe Effekte liegen dann vor, wenn die Aktionen eines Unternehmens den Erfolg anderer Unternehmen negativ beeinflussen, ohne dass eine Kompensation für diese Erfolgsänderung erfolgt. Sind die Kosten der Vermeidung des externen Effektes kleiner als die damit verbundenen Erfolgssteigerungen, kann eine Kooperation bei entsprechender Aufteilung des zusätzlichen Erfolges zum Vorteil der Beteiligten gebildet werden.

Neben ökonomischen Zielen einer Kooperation können natürlich auch *gemeinwohlorientierte Ziele*, wie beispielsweise ökologische Ziele, verfolgt werden. Je nachdem, welche Kooperationsmotive verfolgt werden, lassen sich zahlreiche Formen von zwischenbetrieblicher Zusammenarbeit unterscheiden.<sup>6</sup> Dabei ist zu beachten, dass bei vielen Gestaltungsmöglichkeiten keine einheitliche Definition oder strikte Abgrenzung anhand konkreter Kriterien vorliegt. Vor diesem Hintergrund wird im Folgenden auf die wichtigsten Merkmale für die Beschreibung einer Kooperation sowie auf mögliche Ausprägungen eingegangen.

5

4 Vgl. Collis/Montgomery, 1997, S. 95.

5 Vgl. Milgrom/Roberts, 1992, S. 75.

6 Vgl. Zu den unterschiedlichen Kooperationsformen Killich, 2005, S. 13 ff, Jakubowski/Pauly, 2005, S. 619 ff, Morschett, 2005, S. 379 ff.

## 2.2 Kooperationsmerkmale

- 6 Zu den wichtigsten Merkmalen, anhand derer eine Kooperation klassifiziert werden kann, zählen u. a. Kooperationsrichtung, Verbindlichkeit, Zeitdauer, Anzahl der Kooperationspartner sowie Ausdehnung. Die *Kooperationsrichtung* bezieht sich auf die Wertschöpfungsstufen und die Wirtschaftszweige der zusammenarbeitenden Unternehmen. Man unterscheidet zwischen horizontalen, vertikalen sowie diagonalen bzw. lateralen Kooperationsbeziehungen.
- 7 Eine horizontale Kooperationsbeziehung umfasst alle Varianten der Zusammenarbeit zwischen Unternehmen der gleichen Wertschöpfungsstufe und der gleichen Branche.<sup>7</sup> Die an der Kooperation beteiligten Unternehmen können durchaus in einigen Bereichen miteinander im Wettbewerb stehen, im Bereich der Kooperationsbeziehung selbst wird der Wettbewerb jedoch aufgehoben.
- 8 Unter vertikaler Kooperationsbeziehung wird die Zusammenarbeit von Unternehmen vor- und nachgelagerter Wertschöpfungsstufen bezeichnet. In der Literatur wird in diesem Zusammenhang oft auf die klassische Zulieferer-Abnehmer-Beziehung verwiesen. Im Rahmen einer diagonalen bzw. lateralen Kooperationsbeziehung erfolgt eine branchenübergreifende Zusammenarbeit. Meistens stehen hier die Betätigungsfelder der kooperierenden Unternehmen in keinem unmittelbaren Zusammenhang.<sup>8</sup>
- 9 Die *Verbindlichkeit*, d. h. die Form bzw. die Intensität der Zusammenarbeit der kooperierenden Unternehmen, kann von einer formlosen Absprache (im Rahmen einer nicht-vertraglichen Bindung) über eine vertragliche Regelung bis hin zu gegenseitigen Kapitalbeteiligungen zwecks Sicherung von Mitspracherechten oder gar der Ausgliederung der betroffenen Unternehmensbereiche und deren Zusammenführung als rechtlich selbständiges Unternehmen reichen.
- 10 Die *Zeitdauer* einer Kooperation wird im Grunde von zwei Größen beeinflusst: dem Zeitraum des Aufbaus und der Laufzeit der Kooperation.<sup>9</sup> Es kann generell zwischen befristeten (temporären) und unbefristeten Kooperationen unterschieden werden.

7 Vgl. Killich, 2005, S. 18.

8 Vgl. Bruhn, 2005, S. 1291.

9 Vgl. Friese, 1998, S. 144 sowie dort angegebene Literatur.

Als weiteres Merkmal zur Konfiguration von Kooperationen kann die *Anzahl der Kooperationspartner* genannt werden. In der Literatur wird zwischen bilateralen (zwei Partner) und multilateralen (drei oder mehr Partner) Beziehungen unterschieden. Dabei gilt, dass die Vorteile aus einer direkten Koordination und hohen Reaktionsgeschwindigkeit auf die Aktionen der anderen Partei tendenziell mit der Anzahl der Partner abnehmen. 11

Hinsichtlich des geografischen Geltungsbereiches einer kooperativen Beziehung wird oft von lokaler, regionaler, nationaler oder globaler *Ausdehnung* gesprochen.<sup>10</sup> Internationale Zusammenschlüsse gewinnen im Zuge des zunehmenden Globalisierungs- und Liberalisierungsprozesses vor allem in den letzten Jahren immer mehr an Bedeutung. Der damit verbundene steigende Wettbewerbsdruck zwingt auch die lokal bzw. regional agierenden Akteure dazu, nach Synergiepotenzialen zu suchen, z. B. in Form einer gemeinsamen Nutzung von standortgebundenen Ressourcen. Diese Entwicklung wird gerade auch auf den Energiemärkten deutlich. 12

Vor diesem Hintergrund wird im Folgenden der Frage nachgegangen, welche potentiellen Kooperationspartner es auf dem Energiemarkt gibt und welche möglichen Kooperationsbeziehungen sich den Akteuren für den Aufbau und die Sicherung von Wettbewerbsvorteilen bieten. 13

## 2.3 Kooperationen auf dem Energiemarkt

### 2.3.1 Kooperationspartner

Bei den potenziellen Kooperationspartnern auf dem Energiemarkt handelt es sich um die *Energieanbieter*, *-nachfrager* und *-nutzer*, wobei die Zuordnung dieser Begriffe zu den jeweiligen Marktteilnehmern von der Form bzw. der Verarbeitung des Vertragsgegenstandes „Energie“ abhängig ist. *Energieangebot und -nachfrage* können sich auf die Primärenergie (Energieinhalt der fossilen, nuklearen oder regenerierbaren Energieträger), die Sekundärenergie (Energieinhalt von sekundären Energieträgern, z. B. Elektrizität, die durch Umwandlung aus Primärenergie gewonnen wurde), die Endenergie (beim Verbraucher 14

10 Siehe hierzu u.a. Friese, 1998, S. 148f., Killich, 2005, S. 18f.

ankommende Sekundärenergie nach Abzug der Transportverluste), die Nutzenergie (alle technischen Formen der Energie, welche der Verbraucher benötigt, beispielsweise Wärme oder Licht) oder letztendlich die Energiedienstleistung (Kombination von End- bzw. Nutzenergie mit anderen Produktionsfaktoren wie beispielsweise Kapital- und Arbeitseinsatz für Wärmedämmung oder für Schulungen für Energienutzer zum energiesparenden Verhalten) beziehen.<sup>11</sup> Die *Energienutzer* fragen dagegen entweder die Endenergie, die Nutzenergie oder Energiedienstleistungen für den eigenen Verbrauch nach.

- 15 In Abbildung 2.1 sind die wichtigsten Akteure auf dem Nutzenergiemarkt sowie die möglichen vertraglichen Beziehungen zwischen ihnen aufgeführt. Es wird bei dieser Darstellung jedoch kein Anspruch auf Vollständigkeit erhoben.

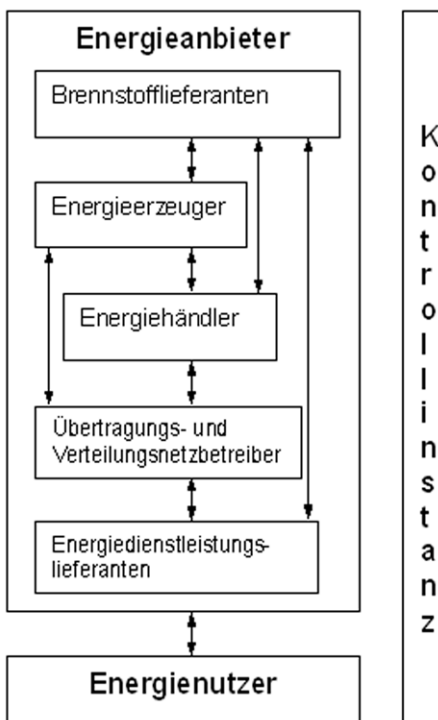


Abb. 2.1: Kooperationspartner auf dem Nutzenergiemarkt

11 Siehe zu den einzelnen Energieformen Schiffer, 2005, S. 23 ff.

Auf der Energieangebotsseite stellen die *Brennstofflieferanten* das der Energieerzeugung vorgelagerte Glied der Wertschöpfungskette Nutzenergie dar. Bei den Brennstoffen kann es sich sowohl um fossile, wie Kohle oder Öl, als auch um regenerierbare Energieträger wie Biomasse handeln. Somit treten neben den „traditionellen“ Brennstofflieferanten auch Forst- und Landwirte oder Sägewerksbetreiber als mögliche Zulieferer auf. **16**

Bei den *Energieerzeugern* handelt es sich um Energieversorgungsunternehmen (EVU), wie Verbundunternehmen, Regionalversorger, die oft als Töchter oder Beteiligungsgesellschaften der Verbundunternehmen agieren, und die lokalen Unternehmen (Stadtwerke), die meist im Eigentum der zu versorgenden Gemeinde stehen. Darüber hinaus gibt es auch unabhängige Erzeuger, sogenannte Independent Power Producer (IPP), die kein eigenes Netz für die Energieverteilung besitzen. Dies sind z. B. die Betreiber von sogenannten dezentralen Energieerzeugungsanlagen. Bei dieser Erzeugungsart von Endenergie, die in räumlicher Nähe zum Verbraucher erfolgt, handelt es sich um Energiesysteme in Form von Kraft-Wärme-Kopplung oder auf Basis erneuerbarer Energien, die an das Niederspannungsnetz angeschlossen werden können, jedoch nicht in die Kraftwerkseinsatzplanung integriert sind.<sup>12</sup> **17**

Als *Energiehändler* können sich EVU betätigen, die ihre Kompetenzen auf den Handel mit physischer Energie oder mit derivativen Instrumenten ausdehnen möchten. Darüber hinaus treten weitere Akteure im Energiehandel auf, die über keine eigene Erzeugungskapazität oder eigenen Netze verfügen, wie beispielsweise „reine“ Energiehändler, Broker, Portfoliomanager oder Finanzdienstleister.<sup>13</sup> Der „reine“ *Energiehändler*, dessen primäres Ziel ausschließlich der Handel und nicht die Endversorgung von Kunden ist, trifft Entscheidungen im eigenen Namen und auf eigene Rechnung und generiert seine Gewinne aus den ausgehandelten unterschiedlichen Energiepreisen. Der *Broker* tritt dagegen „lediglich“ als Vermittler zwischen Energieverkäufer und -einkäufer auf und trägt für die finanzielle Geschäftsabwicklung seiner Kunden keine Verantwortung. Somit resultiert sein **18**

12 Vgl. auch zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen: Weber et al., 2006, S. 30 ff.

13 Vgl. zu den Akteuren im Stromhandel Schiffer, 2005, S. 230.

Erlös nicht aus Handelsspannen, sondern aus einer Dienstleistungsgebühr. Der *Portfoliomanager* stellt im Grunde eine spezielle Form des Brokers dar.<sup>14</sup> Aufgabe des Portfoliomanagers ist nicht nur die Vermittlung zwischen den Marktteilnehmern, sondern auch die umfassende Beratung dieser hinsichtlich Energieeinkauf und Risikomanagement. Ein Portfoliomanager muss deshalb neben Informationen über den Energiemarkt und dessen Entwicklung auch Informationen über die Nutzungsstruktur seiner Kunden akquirieren.

- 19 Die *Netzbetreiber* stellen die Netzdienstleistung für den Austausch von Energie<sup>15</sup> bereit. Sowohl die Übertragungsnetze (Transport von Energie über große Entfernungen) als auch die Verteilnetze (lokale Energieverteilung an die Endverbraucher) bilden aufgrund ihrer subadditiven Kostenstruktur die sogenannten natürlichen Monopole. Diese sind dadurch gekennzeichnet, dass es zu ihnen keine volkswirtschaftlich effiziente Alternative existiert. Die Entflechtung des Netzbetriebes von den vor- und nachgelagerten Bereichen (Erzeugung und Vertrieb) eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens ist ein zentraler Bestandteil des Energiewirtschaftsgesetzes. Mit den im Sommer 2003 verabschiedeten Beschleunigungsrichtlinien Strom und Gas (RL 2003/54/EG, RL 2003/55/EG) wurden die Entflechtungsregelungen deutlich verschärft. Damit sollte Unabhängigkeit und Transparenz des Netzbetriebes als Voraussetzung für einen effizienten und diskriminierungsfreien Netzzugang sowie die Verhinderung von verdeckten Quersubventionen gewährleistet werden.<sup>16</sup>
- 20 Diese Richtlinien legen neben den Umsetzungsfristen für das sogenannte Unbundling der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber von vertikal integrierten Unternehmen auch die obligatorische Einrichtung unabhängiger Regulierungsbehörden fest. Damit soll unter anderem auch die Möglichkeit geschaffen werden, Obergrenzen für Netzerlöse einzuführen, die sich an den Kosten effizienter Netzbetreiber orientieren und damit für das einzelne Unternehmen unabhängig von der eigenen Kostensituation zu beachten sind. Mit einem solchen

---

14 Vgl. Ellwanger/Dudenhausen, 1998, S. 501.

15 Dabei handelt es sich hier um die leitungsgebundenen Energieträger wie Strom, Erdgas oder Fernwärme.

16 Vgl. §§ 6-7 EnWG.

Regulierungsmodell wird beabsichtigt, auf Unternehmensebene Anreize zur Effizienzsteigerung zu setzen.

Die nächste Teilnehmergruppe auf dem Energiemarkt, die sich im Zuge der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte „auf dem Weg zum Kunden“ herauskristallisiert hat, besteht aus sogenannten *Energiedienstleistungslieferanten*. Sie leisten Dienste für ihre Kunden (Energienutzer), die nicht am Energieeinsatz, sondern direkt an dem daraus erreichbaren Nutzen interessiert sind. Die hierfür benötigten energetischen Funktionen wie entsprechend temperierte oder beleuchtete Räume, ein bestimmter Druck von Prozessdampf, Kommunikation usw. stellen häufig genannte Beispiele für die Energiedienstleistungen dar.<sup>17</sup> Der Begriff Energiedienstleistung wird als „der physikalische Nutzeffekt [...] oder die Vorteile als Ergebnis der Kombination von Energie mit energieeffizienter Technologie und/oder mit Maßnahmen, die die erforderlichen Betriebs-, Instandhaltungs- und Kontrollaktivitäten zur Erbringung der Dienstleistung beinhalten können“<sup>18</sup> definiert. Zu der Gruppe der Energiedienstleistungslieferanten gehören im Wesentlichen Anlagenspezialisten, Handwerksbetriebe, Energieagenturen oder Ingenieurbüros. Anlagenspezialisten und Handwerksbetriebe können als Dienstleistung die Planung, Errichtung, Instandhaltung und auch den Betrieb von Energieerzeugungsanlagen, wie z. B. Blockheizkraftwerken oder Gasturbinen, zum Teil oder vollständig übernehmen. Die Energieagenturen treten hauptsächlich als Informationsgeber auf und leisten Hilfestellungen zum sparsamen Energieeinsatz. Die planenden Ingenieurbüros setzen ihr branchenbezogenes technisches Know-how u. a. bei der Begutachtung und der Optimierung von Energieerzeugungsanlagen oder bei Energiekosteneinsparanalysen ein.<sup>19</sup> Neben diesen Akteuren agieren auf dem Energiemarkt auch *spezialisierte Energiedienstleistungsunternehmen*. Ihre Angebotspalette kann neben den oben aufgeführten Dienstleistungen auch die Finanzierung der durchzuführenden Maßnahmen oder die kaufmännische Betriebsführung umfassen. Neben den hier genannten Energiedienstleistungslieferanten können auch die in der Abbildung 2.1 dargestellten Akteure der Angebotsseite des Nutzenergiemarktes verschiedene Energiedienstleistungen anbieten.

21

17 Vgl. Schiffer, 2005, S. 23 ff.

18 RL 2006/32/EG, 5.04.2006, Art. 3 e.

19 Vgl. Bemann/Schädlich (Hrsg.), 2003, S.13.



- 22 Bei dem *Energienutzer* erfolgt i. d. R. eine unmittelbare Umwandlung der Endenergie in die Nutzenergie durch den Einsatz eines entsprechenden Wandelaggregates im Augenblick seines Bedarfs. Durch die individuell gestaltete Kombination von Nutzenergie mit anderen Produktionsfaktoren, wie Kapital oder Arbeit, kann der Energienutzer seinen Bedarf an Energiedienstleistungen befriedigen.
- 23 Sollen mögliche Kooperationen zwischen einzelnen Akteuren auf dem Energiemarkt untersucht werden, so muss auch eine Kontrollinstanz als weitere Partei, die die Durchsetzung der getroffenen Vereinbarungen zur Aufgabe hat, berücksichtigt werden. Solch eine Kontrollinstanz kann Voraussetzung für das Vorliegen von Anreizen zur vereinbarungsgemäßen Leistungserbringung der einzelnen Kooperationsparteien sein.

### 2.3.2 Kooperationsausprägungen

- 24 Je nach verfolgter Zielsetzung einer angestrebten Partnerschaft lassen sich, ausgehend von der Kooperationsrichtung durch Kombination mit anderen Merkmalen, verschiedene Kooperationsausprägungen auf dem Energiemarkt charakterisieren und klassifizieren. Sollte das Motiv einer kooperativen Beziehung Aufbau und Erhaltung von Wettbewerbsvorteilen in einem bestimmten Geschäftsfeld sein, beispielsweise die Ausschöpfung von Größensynergien im Beschaffungsbereich, werden Partnerschaften horizontaler Art eingegangen. Unter diese fallen auf dem Energiemarkt z. B. Einkaufskooperationen zwischen Energie nachfragenden Unternehmen, Kooperationen zwischen Energieerzeugern zwecks gemeinsamen Aufbaus von Kraftwerkskapazitäten oder Zusammenschlüsse zwischen Energiehändlern im Bereich der Handelsabwicklung. Solche horizontalen Partnerschaften können je nach der Ausprägung der weiteren Konfigurationsmerkmale ( wie Verbindlichkeit oder Zeitdauer) unterschiedlicher Natur sein, z. B. in Form eines Joint Ventures durch Gründung einer gemeinsamen Netzbetriebsführungsgesellschaft zwischen zwei oder mehreren Netzbetreibern oder in Form einer horizontalen Allianz als vertraglich fixierte Kooperation zwischen zwei Stadtwerken im Energievertrieb.<sup>20</sup>

---

20 Siehe zu den einzelnen Kooperationsformen u. a. Morschett, 2005, S. 379ff., Bruhn, 2005, S. 1289f, Killich, 2005, S. 13 ff.

Für Akteure des Energiemarktes, die sich auf ihre spezifischen Kernkompetenzen entlang der Wertschöpfungskette Nutzenergie konzentrieren möchten, bietet sich das Eingehen von vertikalen Kooperationen an. Wertschöpfungsaktivitäten, die nicht zum Kerngeschäft gehören, werden ausgelagert und durch andere spezialisierte Akteure sichergestellt. Als Beispiel kann eine Partnerschaft zwischen Stadtwerken, die ihre Kernkompetenzen im Bereich Customer Relationship Management aufgebaut haben, mit den Verbundunternehmen, die beispielsweise über spezifisches Know-how (z. B. im Bereich des Netzmanagement) oder über speziellen Service verfügen, genannt werden. Durch das Eingehen derartiger Kooperation profitieren die Stadtwerke von den spezifischen Ressourcen der Energiekonzerne, die wiederum ihren Absatzmarkt sichern. Auch Kooperationen zwischen den Energienutzern (z. B. energieintensive Großabnehmer) und den Energieerzeugern stellen keine Seltenheit auf dem Energiemarkt dar. Bei den hier genannten Beispielen handelt es sich um bilaterale vertikale Kooperationsbeziehungen. Denkbar sind auch Kooperationen über mehr als zwei Wertschöpfungsstufen hinweg, in denen ein Mittler zwischen zwei größeren Gruppen existiert, z. B. ein Energiehändler zwischen mehreren Ökostromerzeugern und einer Vielzahl umweltbewusster Kunden. Der Händler bündelt das Angebot an Strom aus erneuerbaren Energien, um die Nachfrage der ökologieorientierten Kunden zu befriedigen.

25

Die Bereitstellung der auf den Kundenwunsch zugeschnittenen Energiedienstleistungen setzt oft eine branchenübergreifende Verbindung mehrerer Akteure voraus. In diesem Zusammenhang wird häufig von „Konsequenzen der Liberalisierung“ gesprochen. Der damit verbundene Paradigmenwechsel bezieht sich u. a. auf die Aufhebung der klassischen energiewirtschaftlichen Arbeitsteilung, bei der die EVU für die Energieversorgung und die Verbraucher für die Umwandlungstechnologie verantwortlich waren. Nun sind die Marktteilnehmer daran interessiert, ihre Kompetenzen durch Erschließung neuer strategischer Geschäftsfelder zu erweitern. Dies können sie durch Eingehen von lateralen Kooperationen erreichen. Somit lassen sich Economies of Scope durch gezielte Zusatzangebote des Partners im Sinne ergänzender Produkte oder Dienstleistungen erreichen. Als Beispiel kann hier eine Partnerschaft zwischen einem lokalen EVU und einem Kreditinstitut zwecks Ermöglichung eines Vertragsab-

26

schluss mit einem Energienutzer über eine bestimmte Energiedienstleistung (beispielsweise Nutzenergiebereitstellung in Verbindung mit der Nutzung einer hocheffizienten Umwandlungsanlage) genannt werden.

- 27 In Antwort auf die aktuelle Entwicklung des Nutzenergiemarktes sind in der letzten Zeit branchenübergreifende Netzwerke in Form von virtuellen Unternehmen sehr attraktiv geworden. Dabei wird unter einem virtuellem Unternehmen ein temporärer Zusammenschluss von dezentral agierenden Akteuren auf der Grundlage eines gemeinsamen Geschäftsverständnisses verstanden. Durch die Projektbezogenheit verzichtet man auf die Institutionalisierung des Gemeinschaftsunternehmens, womit ein hoher Grad an Flexibilität und eine hohe Reaktionsgeschwindigkeit erreicht wird.<sup>21</sup> Als Beispiel für ein branchenübergreifendes virtuelles Unternehmen kann eine Partnerschaft zwischen Rohstofflieferanten, Anlagenhersteller, Ingenieurbüros, Finanzinstituten oder Versicherungen mit dem Ziel der Bereitstellung von kundenspezifischen Energiedienstleistungen dienen.<sup>22</sup>

### 3 Kooperationsmanagement: Phasen des Planungs- und Entscheidungsprozesses

- 28 Wie aus dem zweiten Kapitel hervorgeht, stellt die zwischenbetriebliche Kooperation eine Organisationsform zwischen Hierarchie und Markt mit unterschiedlichen Strukturmerkmalen dar. Diesen verschiedenen Merkmalsausprägungen liegen verschiedene Motive und strategische Überlegungen zugrunde, die einen Einfluss auf die Phasen des Kooperationsmanagements haben. Dabei beinhaltet Kooperationsmanagement, ähnlich wie das strategische Management, die Phasen der Planung, Steuerung und Kontrolle von Kooperationen sowie die eventuell später notwendige Anpassung der getroffenen Vereinbarungen.<sup>23</sup> Es ist hierbei zu beachten, dass auch bereits bestehende Beziehungen zu anderen Unternehmen und sich stets wiederholende Leistungsvereinbarungen regelmäßig hinsichtlich vorhandener Alternativen analysiert werden sollten, um Veränderungen auf

21 Vgl. hierzu Geiß, 2006, S. 300f.

22 Ebenda.

23 Siehe hierzu auch Friese, 1998, S. 85ff.

Märkten wahrzunehmen und Verbesserungen zu realisieren. Der Managementprozess von Kooperationen lässt sich anhand des in Abbildung 3.1 dargestellten Phasenschemas detaillierter erläutern.

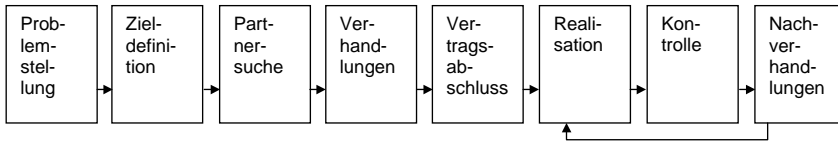


Abb. 3.1: Phasen des Kooperationsmanagements

### 1. Problemstellungsphase

29

In der Problemstellungsphase erfolgen die Beschreibung des Problems und dessen Abgrenzung von anderen Problemen. Dies geschieht im Allgemeinen durch einen Vergleich eines vorhandenen oder voraussichtlich vorhandenen Zustandes mit einem angestrebten Zustand.<sup>24</sup> Dieser Vergleich erfolgt auf der Grundlage der gegenwärtigen und prognostizierten Unternehmens- und Branchenentwicklungen.<sup>25</sup> Es ist zu beachten, dass die eindeutige Feststellung des Mehrwertes einer Kooperationslösung in dieser Phase noch nicht möglich ist. Sollten die Analysen in dieser Phase zugunsten einer Kooperation ausfallen, wird das Anforderungsprofil an diese Partnerschaft definiert.

### 2. Phase der Zieldefinition

30

In dieser Phase der Zieldefinition erfolgt die Konkretisierung des in der Problemstellungsphase ermittelten Anforderungsprofils. Jedes Ziel kann durch eine oder mehrere Zielgrößen, wie z. B. Kosten-, Mengen-, Umweltverträglichkeits- oder Qualitätsmerkmale, präzisiert werden. Solche Zielgrößen lassen sich für den Kooperationsbereich u. a. aus den langfristigen Unternehmenszielen, wie z. B. Gewinnziele, Marktmachtziele oder sozioethische Ziele ableiten.

Sollen bei der gewünschten Kooperationslösung mehrere Zielgrößen beachtet werden, so ist deren Beziehung untereinander relevant. Besonders problematisch erweist sich dabei der Fall des Zielkonfliktes. Ein Zielkonflikt ist dann gegeben, wenn Maßnahmen zur Verbesse-

31

24 Vgl. Hahn, 1993, SP 3186.

25 Siehe zu den Triebkräften des Branchenwettbewerbs: Porter, 1983, S. 25ff.

rung der einen Zielgröße die Ausprägung der anderen Zielgröße beeinträchtigen.<sup>26</sup> Ein Zielkonflikt kann auch zwischen mehreren Personen bestehen, nämlich dann, wenn die Kooperationspartner unterschiedliche Präferenzen hinsichtlich der verschiedenen Zielgrößen haben.

**32** Die Phase der Zieldefinition dient dazu, dem Weg zur Kooperation eine konkrete Richtung zu geben; sie soll zu der Entscheidung bezüglich der Kooperationskonfiguration führen. Die Ergebnisse in der Phase der Zieldefinition dienen auch als Grundlage für die spätere Kontrolle der Leistungen der Kooperationspartner.

**33** 3. Phase der Suche nach Vertragspartnern

Der eigentlichen Phase der Suche nach Vertragspartnern geht die Festlegung der Kooperationsmerkmale und somit die Abgrenzung des relevanten Marktes (ggf. mit Schnittstellen zu anderen relevanten Wirtschaftszweigen) nach sachlichen, räumlichen, zeitlichen Kriterien und Marktstufenkriterien voraus. Wird der Nutzenergiemarkt als relevanter Markt bestimmt, so lässt sich zunächst direkt aus der definierten Zielsetzung die Kooperationsrichtung ermitteln. Weiterhin verbleiben u. a. die räumlichen (regional oder überregional) und zeitlichen (kurzfristig oder langfristig) Kriterien sowie das Marktstufenkriterium (z. B. für den Energienutzer die Frage des direkten Nutzenergiebezugs von einem Energieerzeuger oder mit Einbeziehung eines Energiehändlers) zu klären. Ziel der Suchphase ist die Bestimmung einer geringen Anzahl von potenziellen Kooperationspartnern, mit denen der Verhandlungsprozess Erfolg versprechend erscheint und dementsprechend aufgenommen werden soll.

**34** 4. Verhandlungsphase

In der Verhandlungsphase werden die mit den Kooperationszielen verbundenen Aktivitäten konkretisiert. Die Kooperationspartner legen fest, welche Anforderungen unbedingt erfüllt sein müssen, und verweisen in diesem Zusammenhang auf ihre spezifischen Kompetenzen. Auch das Eingehen von Kompromissen in bestimmten Bereichen wird während dieser Phase verhandelt. Neben der Konkretisierung der Kooperationsziele müssen sich die Kooperationspartner u. a.

---

<sup>26</sup> Zum Entscheidungsproblem bei mehreren Zielgrößen vgl. Laux, 2007, S. 64 ff.

bezüglich der Spielregeln, der organisatorischen Struktur sowie der Bindungsintensität der anzustrebenden Zusammenarbeit einig sein.<sup>27</sup>

#### 5. Phase des Vertragsabschlusses

35

Das Ergebnis der erfolgreichen Verhandlungen zwischen den zukünftigen Kooperationspartnern muss vertraglich festgehalten werden. Es ist zu klären, ob der Vertrag mündlich oder schriftlich abgeschlossen werden soll und ob für jede denkbare Umweltentwicklung eine genaue Angabe darüber gemacht werden muss, welche Verpflichtungen die einzelnen Vertragsparteien haben, oder ob eine grobe Rahmenvereinbarung genügt.<sup>28</sup> Wenn im weiteren Verlauf der Kooperationsbeziehung ein unerwarteter Umweltzustand eintritt, d. h. eine Vertragslücke entdeckt wird, so sollte im Vertrag geregelt sein, wer über die weiteren vorzunehmenden Handlungen entscheidet. Durch den Vertragsabschluss entsteht ein Schuldverhältnis zwischen den Kooperationsparteien, welches in der Realisationsphase aufgelöst wird.

#### 6. Realisationsphase

36

In der Realisationsphase arbeiten die Kooperationspartner auf der Grundlage des abgeschlossenen Vertrages an der Erfüllung der Kooperationsziele. Dies setzt neben der vorausgesetzten fachlichen Kompetenz der Partner auch gute Informations- und Kommunikationskanäle voraus. Darüber hinaus müssen je nach Kooperationskonfiguration entsprechende Koordinationsmechanismen aufgebaut werden, die die Leistungserbringung der Kooperationsteilnehmer optimieren sollen. Die Erfüllung der vertraglich vereinbarten Leistungen stellt den Gegenstand der Realisationsphase dar. Die Feststellung, ob die im Vertrag vereinbarten Verpflichtungen sachgemäß erfüllt wurden und inwieweit die erbrachten Leistungen zu den festgelegten Kooperationszielen beigetragen haben, erfolgt allerdings erst in der Kontrollphase.

#### 7. Kontrollphase

37

Die Kontrolle der Leistungserbringung kann bereits während der Realisationsphase stattfinden oder knüpft direkt daran an. Wurde beispielsweise von einem energienutzenden Unternehmen eine kurzfris-

27 Vgl. hierzu Howaldt/Ellerkmann, 2005, S. 26 ff.

28 Vgl. Schenk-Mathes, 1999, S. 4.

tige vertikale Kooperationsbeziehung mit einem Energielieferanten gewählt, so erfolgt die Kontrolle der Leistungserbringung des Energielieferanten hauptsächlich durch eine Prüfung der Rechnungsstellung. Das Vorhandensein einer komplexeren Kooperationsbeziehung macht auch die Kontrolle der Leistungserbringung aufwendiger. Wird z. B. die Dienstleistung eines Energiebrokers genutzt, so sollte neben der Rechnungsstellung auch regelmäßig überprüft werden, ob tatsächlich die für das Unternehmen günstigsten Konditionen vom Energiebroker ermittelt wurden. Bei der Überprüfung der Wirtschaftlichkeit der gewählten Alternative sollten dabei nicht nur die tatsächlich eingesparten Energiekosten berücksichtigt werden, sondern auch die Kosten, die dem Unternehmen für die Kooperation mit anderen Marktteilnehmern, wie z. B. erhöhte Verwaltungskosten, entstehen.

- 38 Die Kontrolle der Zielerfüllung bezieht sich auf die Erfolgsbewertung einer kooperativen Beziehung und erfolgt anhand eines Soll-Ist-Vergleiches. Diese Kontrolle ist vor allem dann sinnvoll, wenn im Rahmen der Kooperationsbeziehung bezüglich zukünftiger Aktivitäten noch steuernd eingegriffen werden kann. Grundsätzlich ist zu beachten, dass die Messung der Zielerreichungsgrade nur unter vielen Annahmen möglich ist und dass bestimmte Ziele (wie z. B. Imagegewinn) nur indirekt mit quantitativen Kennzahlen erfasst werden können, sodass neben den quantitativen ggf. auch qualitative Beurteilungskriterien herangezogen werden sollten.

39 8. Nachverhandlungsphase

Nachverhandlungen müssen dann vorgenommen werden, wenn unvorhergesehene Ereignisse, die zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses nicht beachtet wurden, eintreten. Darüber hinaus kann es zu Nachverhandlungen kommen, wenn ein Ereignis eintritt, mit dem man zwar mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit gerechnet hat, die Entscheidungen bei Eintritt dieses Ereignisses jedoch aus Gründen der Komplexitätsreduktion nicht bis in alle Einzelheiten im Vertrag geregelt sind.

- 40 Neben Nachverhandlungen besteht für die Vertragsparteien auch die Möglichkeit, eine Schlichtungsinstanz einzusetzen, deren Aufgabe es ist, Meinungsverschiedenheiten bei Eintritt im Vertrag nicht spezifizierter Ereignisse aufzulösen. Die Rolle der Schlichtungsinstanz

sollte im Vertrag geklärt werden. Im Anschluss an die Nachverhandlungsphase erfolgt wiederum die Realisation und Kontrolle der in den Nachverhandlungen vereinbarten Leistungen.

## 4 Ökonomische Analyse von Kooperationsformen am Beispiel des Energiemarktes

### 4.1 Vorüberlegungen

Partnerschaft, Vertrauen und Teamgeist in Kooperationsbeziehungen werden in der Praxis immer wieder stark betont. Es stellt sich die Frage, wie ein solches kooperatives Verhalten zustande kommt und unter welchen Bedingungen es langfristig Bestand haben kann. Die Vermutung liegt nahe, dass soziale Präferenzen wie Fairness oder Reziprozität zwar in wirtschaftlichen Beziehungen mit Menschen als Akteuren grundsätzlich eine Rolle spielen, das kooperative Verhalten sich jedoch gerade auch auf die Gestaltung der Lieferbeziehung zurückführen lässt. In der Transaktionskostentheorie, einem Zweig der Neoinstitutionenökonomik, der sich mit der Suche nach der optimalen Governance-Struktur beschäftigt<sup>29</sup>, werden für die ökonomische Analyse von Transaktionen wie beispielsweise die Lieferung eines Gutes oder einer Dienstleistung zwei wesentliche Eigenschaften für die beteiligten Akteure unterstellt. Zum einen unterliegen die Transaktionspartner beschränkter Rationalität, d. h. Menschen sind grundsätzlich bemüht, sich rational zu verhalten, allerdings gelingt ihnen das nicht vollständig. Der wesentliche Grund hierfür besteht darin, dass die Informationsbeschaffungs- und -verarbeitungskapazitäten von Menschen beschränkt sind. Zum Zweiten wird angenommen, dass Eigennützigkeit gegeben ist. Die Transaktionspartner werden den Erfolg des eigenen Unternehmens vor Augen haben und ein aus ihrer Sicht günstiges Verhandlungsergebnis anstreben. Die erste Annahme führt dazu, dass es im Rahmen der Kooperation unmöglich ist, vollständige Verträge zu formulieren, die für alle Eventualitäten eine Regelung vorsehen. Die zweite Annahme beinhaltet, dass Zielkonflikte auftreten können, ggf. auch erst im Laufe der Vertragsbezie-

41

29 Die Transaktionskostentheorie als Governance-structure-Ansatz geht auf Williamson zurück. Vgl. Williamson, 1979.



hung, und Vertragspartner grundsätzlich versuchen werden, Vertragslücken zu ihrem eigenen Vorteil auszufüllen.

## 4.2 Formen der asymmetrischen Informationsverteilung

- 42 Gelingt der Aufbau einer Kooperationsbeziehung, werden Maßnahmen der einen Partei zu erfolgsbestimmenden Größe für die andere Partei, ohne dass Letztere unbedingt die Möglichkeit besitzt, direkt steuernd einzugreifen. Die Kooperation führt in ein mehr oder weniger starkes Abhängigkeitsverhältnis zwischen den Kooperationspartnern, das durch externe Effekte für beide Seiten geprägt ist.
- 43 Immer wenn personelle Zielkonflikte vorliegen und zudem externe Effekte gegeben sind, kann asymmetrische Informationsverteilung zum Problem werden. Asymmetrische Informationsverteilung liegt vor, wenn die Vertragsparteien über unterschiedliche Informationsstände verfügen. Die Kooperationspartner werden ggf. Informationen zurückhalten, soweit diese die Vereinbarung erschweren oder zu einem schlechteren Verhandlungsergebnis führen. Sie werden Aktionen nicht preisgeben, wenn diese den formellen oder informellen, zum Teil möglicherweise auch nicht konkret festgelegten Vereinbarungen widersprechen oder zumindest nicht im Sinne des Kooperationspartners sind.
- 44 Grundsätzlich kann man zwischen asymmetrisch verteilter Information bezüglich des Wissens und bezüglich des Verhaltens unterscheiden. Im ersten Fall liegt ein Wissensvorsprung einer Partei vor, im zweiten Fall können Maßnahmen der anderen Partei nicht überprüft werden.<sup>30</sup> Asymmetrisch verteilte Information zwischen den Vertragsparteien stellt eine der Rahmenbedingungen dar, die die Gestaltung der Kooperation wesentlich beeinflussen kann. Taktisches Verhalten in Vertragsverhandlungen ist häufig aufgrund ungleicher Informationsstände überhaupt erst nachvollziehbar.
- 45 Bei der Gestaltung von Kooperationen ist nicht nur die Analyse der Informationsstände der beteiligten Parteien interessant, sondern auch

---

30 Hierbei handelt es sich um die klassischen Situationen ‚hidden information‘ und ‚hidden action‘ aus der Neoinstitutionenökonomik. Vgl. Arrow, 1985, S. 38, oder Hart/Holmström, 1987, S. 75-106.

die Informationsbasis der Kontrollinstanz, die im Streitfall die Durchsetzung der vertraglichen Vereinbarungen zur Aufgabe hat. Im Prinzip sollten in Verträge nur solche Vereinbarungen aufgenommen werden, deren Einhaltung von einem Gericht jeweils kontrolliert werden kann. Lässt sich die Einhaltung einer Vereinbarung durch ein Gericht nicht feststellen, besteht für die betroffene Partei bei eigenützigem Verhalten ein Anreiz, von der Vereinbarung abzuweichen, sofern sie sich dadurch besser stellt als bei Ausführung der der Vereinbarung zu Grunde liegenden Maßnahmen.

Selbst wenn alle übrigen Kooperationspartner abweichendes Verhalten einer Partei bemerken würden, ist eine Vereinbarung, die der Prüfung vor einem Gericht nicht standhält, problematisch. Jedoch steht für den Abweichler Reputations- und Vertrauensverlust auf dem Spiel, dessen Relevanz wiederum gerade von den zukünftigen Aktionsmöglichkeiten wie beispielsweise Folgegeschäfte abhängt. Reputation und Vertrauen sind Größen, die letztlich jede vertragliche Absicherung überflüssig machen könnten. Es ist genau zu analysieren, wie Reputation in konkreten Fällen entsteht und welchen Anreiz Kooperationspartner in einer konkreten Kooperation haben, sich zielkonform zu verhalten, obwohl dies zu einer Verschlechterung ihrer kurzfristigen Erfolgssituation führt. Reputation kann als Investition in die Zukunft angesehen werden. Derjenige, der Reputation aufbauen möchte, ergreift Maßnahmen, die zwar die gegenwärtige Erfolgssituation verschlechtern, jedoch zu einer Imageverbesserung führen, da die übrigen oder auch andere potenzielle Kooperationspartner dieses Verhalten beobachten. Ein solcher Aufbau von Reputation kann langfristig von Vorteil sein, auch wenn zunächst Erfolgseinbußen hinzunehmen sind.<sup>31</sup>

46

Informationsasymmetrie kann also im Kreise der Kooperationspartner bestehen. Wir sprechen in diesem Fall von nicht überprüfbaren Informationen. Informationsasymmetrie kann jedoch auch zwischen den Kooperationsparteien auf der einen Seite und einer Kontrollin-

47

---

31 Reputation sollte im Übrigen nicht stets positiv im Sinne von einem ethisch verantwortlichen Handeln interpretiert werden. Reputation kann gerade auch darin bestehen, ein falsches Image aufzubauen, das Vertrauen in dieses wird dann später ausgenutzt. Spieltheoretisch sind Reputationsgleichgewichte bei endlichem Zeitraum und unvollständiger Information möglich.

stanz auf der anderen Seite vorliegen. Wenn dieser Fall gegeben ist, sprechen wir von nicht verifizierbaren Informationen.<sup>32</sup>

### 4.3 Unsicherheit

- 48 Der Erfolg einer Kooperationsbeziehung hängt von der zukünftigen mit Unsicherheit behafteten Entwicklung der relevanten Faktoren ab. Die dynamische Entwicklung auf dem Energiemarkt ist gekennzeichnet durch Konzentrationsbestrebungen und völlig neue Formen der Zusammenarbeit. Der dezentrale Einsatz kleinerer Anlagen mit kombinierten Angeboten wie die Kraft-Wärme-Kopplung ist zu einer wirtschaftlichen Alternative geworden und eröffnet neue Gestaltungsmöglichkeiten für Lieferbeziehungen gerade im Endkundengeschäft.
- 49 Die Struktur des zukünftigen Energiemarktes wird durch das allgemeine Preisniveau für Energie beeinflusst. Vertragliche Bindungen über einen gewissen Zeitraum hinweg müssen diese Preisunsicherheit beachten. Auf dem derivativen Markt dienen Termingeschäfte dazu, Preisrisiken zu reduzieren.
- 50 Auch auf der Seite der Technologieentwicklung ist mit weiteren Innovationen vor dem Hintergrund knapper Ressourcen und eines steigenden Umweltbewusstseins zu rechnen. Der Entwicklung kleinerer Energieerzeugungsanlagen für den dezentralen Einsatz ist hierbei eine besondere Rolle beizumessen.
- 51 Als weiterer Unsicherheitsfaktor sind die rechtlichen Rahmenbedingungen zu nennen. Hierzu zählen Regelungen, die den Umweltschutz betreffen. Regulatorische Unsicherheiten über die zukünftigen Abgabelasten, die Gestaltung der Primär- und Sekundärmärkte für Zertifikate oder die Komplexität der Genehmigungsverfahren für technische Anlagen sind zu berücksichtigen.
- 52 Darüber hinaus bestehen regulatorische Unsicherheiten bezüglich der Netznutzung. Die Bundesnetzagentur übernimmt in Deutschland die Aufgabe der Kontrolle und Genehmigung von Netznutzungsentgelten im Gas- und Strommarkt. Mit der Verordnung über die Entgelte

---

32 Diese Unterscheidung geht auf Hart und Holmström zurück. Sie sprechen von „observable“ und „verifiable“. Vgl. Hart, 1987, S. 134-135.

für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNEV) und der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (GasNEV) auf der Grundlage des EnWG werden die zunächst auf nichtstaatlicher Ebene festgelegten Verbändevereinbarungen durch ein rechtliches Rahmenwerk ergänzt. Zwar werden Kriterien formuliert und es existiert eine Fülle von Darstellungen mit Hinweisen zur praktischen Umsetzung, jedoch sind sowohl die Genehmigungspraxis als auch die zukünftige Entwicklung der Regelwerke mit Unsicherheit behaftet.

Schließlich ist bei Lieferverträgen über End- oder Nutzenergie die Bedarfsprognose ein Unsicherheitsfaktor, der bei der Gestaltung der Kooperation zu berücksichtigen ist. Schwankungen beim Strombedarf sind nicht exakt zu bestimmen. Auch hängt der zukünftige Wärmebedarf z. B. von unsicheren Wetterbedingungen ab. **53**

Grundsätzlich könnte man argumentieren, dass die Unsicherheit und auch die asymmetrische Informationsverteilung durch entsprechende Informationsbeschaffung abzubauen sind, bevor vertragliche Vereinbarungen getroffen werden. Die Kosten, die dabei entstehen, sind jedoch in der Regel so hoch, dass vollständige Verträge, die daraufhin überhaupt erst möglich würden, in der Praxis nicht vorkommen. Die Annahme der beschränkten Rationalität führt zur Knappheit der Resource Informationsverarbeitung. **54**

#### **4.4 Spezifität und Position der Vertragsparteien**

Die durch Investitionen geschaffene Abhängigkeitsposition ist eine weitere wesentliche Rahmenbedingung. Man kann zwischen marktspezifischen und beziehungsspezifischen Investitionen unterscheiden. Marktspezifische Investitionen werden getätigt, um überhaupt als Player auf einem Markt auftreten zu können; es handelt sich sozusagen um Investitionen für den Markteintritt, die zu versunkenen Kosten werden. Unter beziehungsspezifischen Investitionen versteht man Investitionen, die innerhalb einer konkreten Kooperationsbeziehung einen höheren Wert haben als außerhalb dieser Beziehung. Dieser zusätzliche Wert stellt die Quasi-Rente des Investors dar. Bei diesen Investitionen kann es sich um die Anschaffung einer Anlage handeln, die speziell für eine Kooperation entwickelt wurde, aber auch z. B. die Ansammlung von Know-how, das nur in einer speziellen Kooperation **55**

verwendbar ist. Diese sogenannte Faktorspezifität als wesentliche Einflussgröße von Kooperationen wurde erstmals in der Governancekostentheorie eingehend analysiert.<sup>33</sup> Die durch beziehungsspezifische Investitionen geschaffene Abhängigkeitsposition kann von den übrigen Kooperationsparteien zum Nachteil des Investors ex post ausgenutzt werden (Lock-in-Effekte), wenn nicht entsprechende vertragliche Vereinbarungen dies verhindern. Da vollständige Verträge in der Regel nicht möglich sind, können Vertragslücken auftreten, die im Zuge von Nachverhandlungen zu schließen sind. Da bereits getätigte Investitionen versunkene Kosten darstellen, sind sie in Nachverhandlungen nicht mehr relevant. Der Kooperationspartner ist damit in der Lage, sich einen Teil der Quasi-Rente des Investors anzueignen, was wiederum der Investor antizipiert und sich daher ex ante bei seinen Investitionen zurückhält. Durch die Realisation beziehungsspezifischer Investitionen ist es möglich, dass sich die Beziehung auf einem Markt der vollständigen Konkurrenz in die Marktform des bilateralen Monopols verwandelt.<sup>34</sup>

- 56 Der Aufbau eines neuen Netzes lässt sich als marktspezifische Investition interpretieren. Investitionen in kleinere dezentrale Anlagen, wie zum Beispiel im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung, mit einem vorgegebenen Kreis an potenziellen Abnehmern können als beziehungsspezifische Investitionen angesehen werden, die aufgrund der geschilderten Lock-in-Effekte einer sorgfältigen Absicherung bedürfen.

## 4.5 Zukünftiges Aktionspotenzial

- 57 Die Aussicht auf Folgegeschäfte (und damit die Häufigkeit der Lieferbeziehung) stellt ein Element der zukünftigen Aktionspotenziale dar, das für die Gestaltung von Kooperationsbeziehungen von Bedeutung ist. Je höher die Wahrscheinlichkeit dafür ist, dass eine bestehende Kooperation nach Ablauf des Vertragszeitraums verlängert wird, desto größer ist ggf. auch der Anreiz, das Verhalten an den vereinbarten Regelungen auszurichten.

---

33 Vgl. Williamson, 1985, S. 95-96.

34 Diese Entwicklung wird von Williamson als fundamentale Transformation bezeichnet. Vgl. Williamson, 1985, S. 61-63.

Eine erfolgreiche Kooperation kann auch die Ausgangssituation in weiteren Kooperationen verbessern und dient damit dem Aufbau von Reputation auf dem Markt. Diese verbesserte Ausgangssituation lässt sich als weiteres Element des zukünftigen Aktionspotenzials betrachten. **58**

## **5 Contracting: Vor- und Nachteile einer Kooperationsform auf dem Energiemarkt**

### **5.1 Begriffsklärung**

Contracting stellt eine vertraglich abgesicherte und zeitlich abgegrenzte Kooperationsform dar, bei der der Energienutzer als Contractingnehmer eine Kooperation mit einem Contractinggeber (Contractor) eingeht. Der Contractinggeber übernimmt Aufgaben der Energiebewirtschaftung im eigenen Namen und auf eigene Rechnung für Objekte des Contractingnehmers. Objekte des Contractingnehmers können Liegenschaften, einzelne Gebäude oder auch Anlagen sein.<sup>35</sup> Der Begriff Contracting wird in der Literatur uneinheitlich verwendet. Die Begriffsklärung ist zunächst sehr weit gefasst. Für die konkrete ökonomische Analyse werden wir uns auf bestimmte Contractingformen konzentrieren. **59**

Die Kooperation kann auch mehr als zwei Parteien umfassen. Contractingnehmer mag ein einzelner Energienutzer, aber auch eine Menge mehrerer Nutzer sein (z. B. in Form eines Konsortiums oder eines von mehreren Nutzern beauftragten Unternehmens). Auch auf der Energieangebotsseite sind mehrere Parteien denkbar (z. B. Zusammenarbeit zwischen Brennstofflieferanten und Energieerzeugern). **60**

Grundsätzlich kommen für die Energienutzer die folgenden Kooperationspartner, die auch bereits in Abbildung 2.1 aufgeführt sind, infrage: **61**

---

<sup>35</sup> Zur Definition des Begriffs Contracting vgl. auch Geiß, 2006, S. 271, sowie DIN 8930 Teil 5: 2003.

- Betriebsstofflieferanten
- Energieerzeuger
- Energiehändler
- Netzbetreiber
- Energiedienstleistungsunternehmen

Insbesondere Energiedienstleistungsunternehmen wie Anlagenhersteller, die über das notwendige technologische Know-how verfügen, oder Energieagenturen, die die Entwicklung auf dem Energiemarkt gut kennen, bieten Leistungen im Rahmen von Energie-Contractingprojekten an.

- 62 Hinsichtlich der Entlohnung des Contractinggebers unterscheidet man idealtypisch zwischen Anlagen-Contracting und Einspar-Contracting (bzw. Performance-Contracting).<sup>36</sup> Beim Einspar-Contracting ist das Entgelt des Contractinggebers abhängig von den Kosteneinsparungen im Energiebereich des Nutzers, wohingegen die Kosten für Errichtung, Betrieb und Verwaltung einer Anlage Grundlage für das Entgeltkalkül im Rahmen des Anlagen-Contractings sind. Beim Anlagen-Contracting sind die Investitionen auf Anlagen der Energieerzeugung und Energiewandlung ausgerichtet, während beim Einspar-Contracting Investitionen zur Verbesserung der Energieeffizienz im Mittelpunkt stehen. Im folgenden Abschnitt werden verschiedene Formen des Anlagen-Contractings in Abhängigkeit vom Aufgabenumfang definiert.
- 63 Folgende Aufgaben können Gegenstand eines Anlagen-Contractingprojektes sein:
- Planung der Anlage
  - Finanzierung
  - Errichtung
  - Betrieb
  - Instandhaltung

---

36 Nach DIN 8930 Teil 5: 2003 werden neben diesen beiden bedeutenden Contractingformen noch das Finanzierungscontracting und das Technische Anlagenmanagement genannt.

Das Vertragswerk zwischen Energienutzer, Contractinggeber und weiteren Partnern umfasst in der Regel den Rahmenvertrag, den Pachtvertrag sowie Energieliefer- und Wartungsverträge.

## 5.2 Mögliche Kooperationsstrukturen für Anlagen-Contractingprojekte

Im Folgenden werden Kooperationsstrukturen im Rahmen des Anlagen-Contracting (am Beispiel einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage<sup>37</sup>) mit dem Ziel der Optimierung der Nutzenergiebereitstellung bei einem Energienutzer dargestellt. Diese Strukturen haben sich bei der Analyse von in der Praxis durchgeführten Contractingprojekten herauskristallisiert, eine umfassende Darstellung aller möglichen Strukturen des Contracting ist nicht beabsichtigt. Bezüglich des Standortes der Anlage ist zu beachten, dass dieser aus technisch-wirtschaftlichen Gründen bei dem Energienutzer oder in dessen Nähe gewählt werden muss. Sollte der Contractinggeber Eigentümer der Anlage sein, entrichtet er in der Regel dem Contractingnehmer ein Mietentgelt für die für die Anlage zur Verfügung gestellte Fläche. Häufig verbleibt das Eigentum an der Anlage zunächst bei dem Contractinggeber, kann aber nach Vertragsende oder ab einem anderen vereinbarten Zeitpunkt auch auf den Energienutzer übergehen. Das Anlagen-Contracting lässt sich nach den zu erbringenden Dienstleistungen und somit auch nach der Grundlage für die Entlohnung des Contractinggebers unterscheiden. Erfolgt diese nur auf Basis der Investitionskosten für die Anlage, wird von Finanzierungscontracting gesprochen. Werden lediglich die erwarteten Betriebs- und Verwaltungskosten der Anlage in das Entgeltkalkül aufgenommen, so handelt es sich dabei um ein Betriebsführungscontracting. Schließlich lässt sich noch das in der Praxis gängigste Energieliefer-Contracting nennen, das neben der Brennstofflieferung auch die o. g. Contractingarten ganz oder teilweise umfasst. Weiterhin kann das Anlagen-Contracting nach der Anzahl der vertraglichen Bindungen unterschieden werden, die zur Abwicklung der Dienstleistung Nutzenergielieferung notwendig sind. Sollte seitens des Contractinggebers nur

64

37 Art der Energieumwandlung, bei der eine getrennte Erzeugung von Elektrizität und Wärme erfolgt. Zu den gängigsten Anlagen derart gehören: u.a. Blockheizkraftwerke, Gasturbinen oder GUD-Anlagen.



eine kooperative Beziehung zustande kommen, wird von einem einstufigen Contracting gesprochen. Schließt der Contractor zwei oder mehrere Kooperationen ab, dann liegt ein mehrstufiges Contracting vor.

### 5.2.1 Einstufiges Contracting

65 a) Finanzierungs-Contracting, externe Betriebsstofflieferung

Bei einem Finanzierungs-Contractingprojekt, bei dem der Energienutzer die Betriebsführung der Anlage übernimmt, sind die Aufgaben des Contractors (z. B. eines Anlagenherstellers) die Planung, die Finanzierung sowie die Errichtung der Anlage. Für diese Dienstleistung erhält der Contractor von dem Energienutzer ein Nutzungsentgelt. Zugleich bezieht der Anlagenbetreiber, das heißt der Energienutzer, gegen die Zahlung eines Entgeltes den Betriebsstoff für die Anlage von einem Lieferanten. Somit entstehen zwei vertikale Kooperationsbeziehungen: zum einen zwischen dem Contractinggeber und dem Energienutzer und zum anderen zwischen dem Betriebsstofflieferanten und dem Energienutzer. Diese Kooperationsbeziehungen sind in Abbildung 5.1 dargestellt.

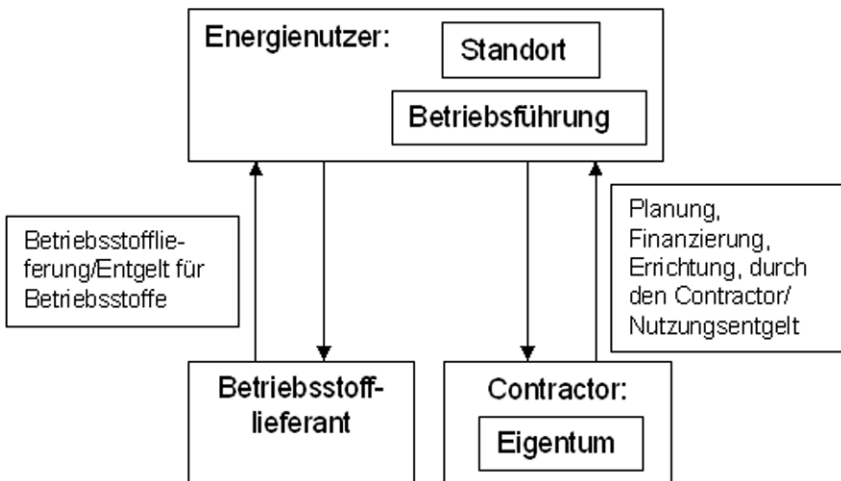


Abb. 5.1: Einstufiges Finanzierungs-Contracting, externe Betriebsstofflieferung

- b) Betriebsführung durch den Contractor, externe Betriebsstofflieferung

66

Bei einem Betriebsführungs-Contracting (siehe Abbildung 5.2) übernimmt der Contractor (z. B. ein Beratungsunternehmen) nach der Inbetriebnahme der Anlage die technische und/oder kaufmännische Betriebsführung. Bei der technischen Betriebsführung stehen die Aufgaben zur Gewährleistung der Betriebsbereitschaft der Anlage im Mittelpunkt. Darunter fallen u. a. Überwachungs-, Instandhaltungs- und Serviceleistungen. Die kaufmännische Betriebsführung bezieht sich u. a. auf die Erfassung der Betriebsdaten, die Verbrauchsüberwachung, die Aufgaben des Abrechnungs- und Versicherungswesens oder die Verhandlungen mit den Betriebsstofflieferanten. Die Leistungsvergütung des Contractors wird anhand der getätigten Aufwendungen (Personal, Material) kalkuliert.<sup>38</sup> Sollte ein Energienutzer das Betriebsführungscontracting in Anspruch nehmen und die benötigten Betriebsstoffe von einem Lieferanten beziehen, so kommen zwei Kooperationsbeziehungen zustande: eine vertikale mit dem Betriebsstofflieferanten und eine laterale mit dem Contractor.

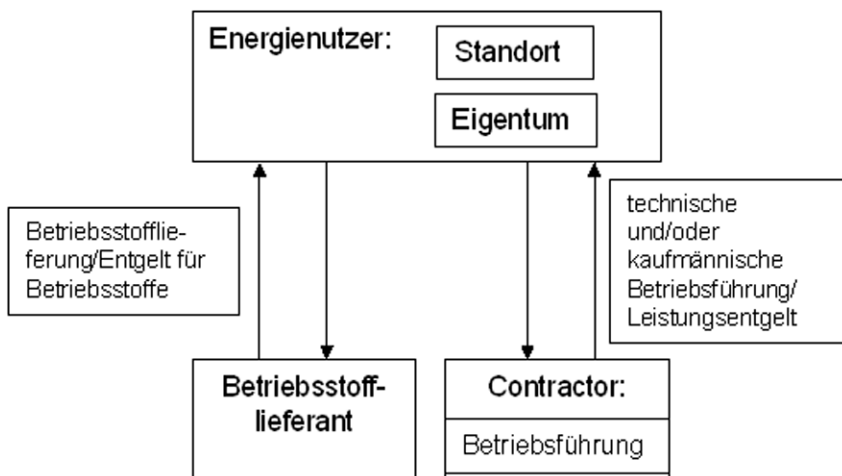


Abb. 5.2: Einstufiges Betriebsführungs-Contracting, externe Betriebsstofflieferung

<sup>38</sup> Siehe hierzu DIN 8930 Teil 5: 2003, S. 5.

## 67 c) Betriebsführung und Energielieferung durch den Contractor

Übernimmt der Contractor sowohl die Planung, Finanzierung und Errichtung als auch die Betriebsführung der Anlage und tritt zugleich auch als Betriebsstofflieferant auf, so wird vom Energieliefer-Contracting gesprochen. Der Energienutzer stellt in diesem Fall dem Contractor gegen Entgelt den Standort zur Errichtung der Anlage zur Verfügung, zahlt aber, da nicht er selbst, sondern der Contractor die Anlage betreibt, kein Nutzungsentgelt an diesen. Zwischen dem Contractor und dem Energienutzer kommt ein Liefervertrag über die Lieferung von Strom und Wärme sowie die Gegenleistung in Form einer Zahlung zustande. Der Contractor kann z. B. als ein spezialisiertes Energiedienstleistungsunternehmen auftreten. Es liegt in diesem Fall eine vertikale Kooperationsbeziehung zwischen dem Energienutzer und dem Contractor vor, welche in Abbildung 5.3 dargestellt ist:

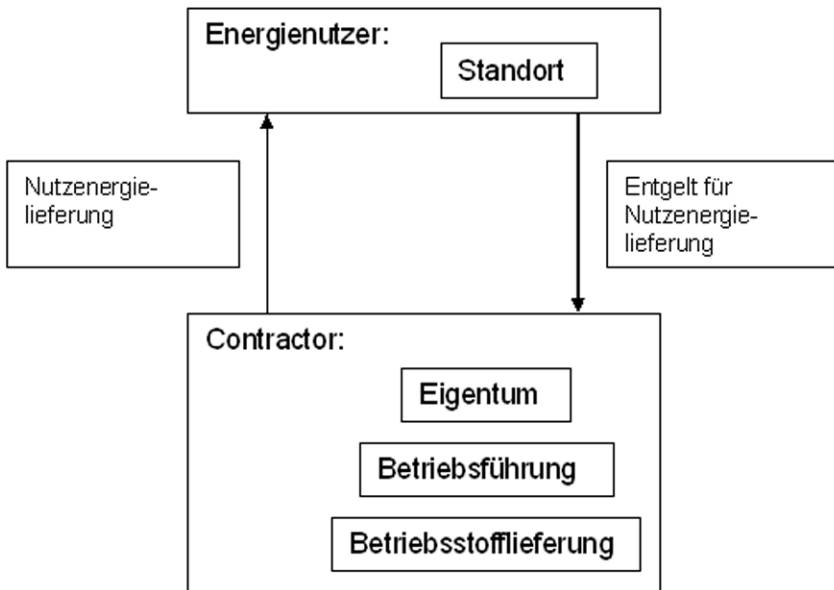


Abb. 5.3: Einstufiges Energieliefer-Contracting

### 5.2.2 Mehrstufiges Contracting

Ist der Contractor selbst kein Betriebsstofflieferant, sondern ein Anlagenspezialist, der mit einem Energienutzer eine vertikale Kooperationsbeziehung in Form einer Nutzenergielieferung eingeht, so kommt ein mehrstufiges Contracting zustande. Der Anlagenspezialist übernimmt im Bereich seiner Kompetenzen die Planung, die Errichtung, den Betrieb und die Wartung der Anlage. Somit stellt er die Umwandlungstechnologie bereit. Darüber hinaus geht er eine zweite vertikale Kooperationsbeziehung mit einem Betriebsstofflieferanten ein, um dem Energienutzer die vereinbarte Energiedienstleistung zu gewährleisten. Diese mehrstufige Kooperationsbeziehung ist in Abbildung 5.4 dargestellt.

68

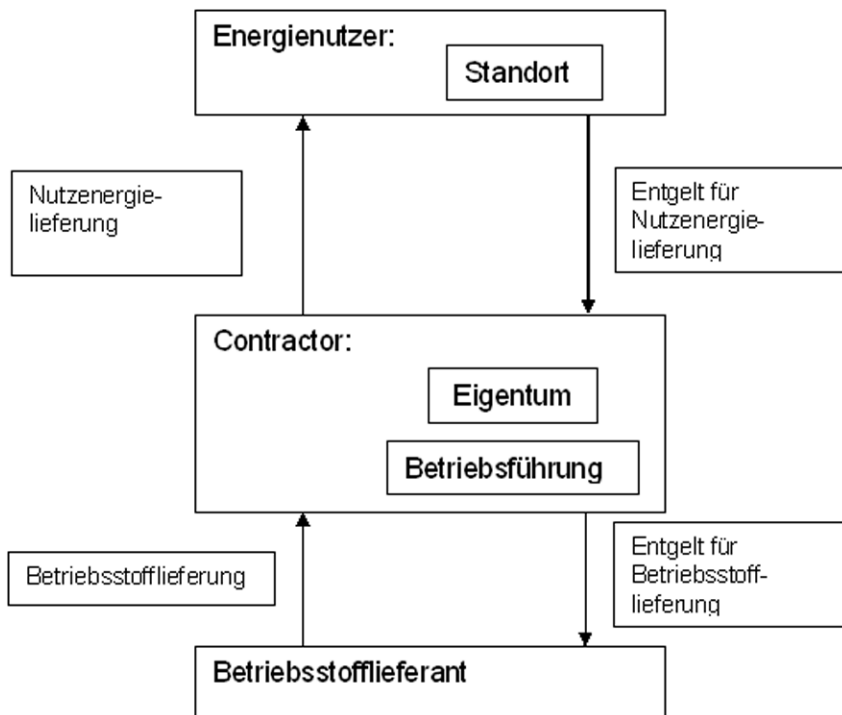


Abb. 5.4: Mehrstufiges Contracting

Die Betrachtung von Contracting-Projekten kann auf weitere Kooperationsbeziehungen ausgedehnt werden. Kooperationsbeziehungen zum Ausgleich von Stromspitzen enthalten beispielsweise wichtige

69

Elemente des Contracting. Überschussstrom bzw. Reservestrom kann über den freien Markt jeweils kurzfristig ver- bzw. gekauft werden. Denkbar sind jedoch auch bilaterale Austauschverträge zwischen dem Betreiber der Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage und einem anderen Stromerzeuger. Als dritte Möglichkeit zum Ausgleich der Stromspitzen kann ein längerfristiger Vertrag mit einem Händler oder Broker infrage kommen.

## 5.3 Beurteilung von Contractingprojekten bei unterschiedlichen Rahmenbedingungen

### 5.3.1 Strategien zur Bewältigung der Unsicherheit

- 70 Die Preisunsicherheit bei Contractingprojekten bezieht sich nicht nur auf die Lieferung von Strom und Wärme, sondern durch den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ist auch die Unsicherheit über die Entwicklung der Preise für die Betriebsstoffe der Anlage bei der Vertragsgestaltung zu berücksichtigen. Zudem ist im Rahmen der Instandhaltung der Anlage auch Preisunsicherheit bezüglich der Löhne oder Ersatzteile für die Anlage zu beachten.
- 71 Die technologische Unsicherheit bei Contractingprojekten besteht darin, dass eine Partei sich für einen recht langen Zeitraum auf eine Technologie festlegen muss, zwischenzeitlich jedoch attraktive Neuentwicklungen im Anlagenbereich erfolgen können. Die Reparaturanfälligkeit der Anlage stellt ein weiteres technologisches Risiko dar. Sowohl die rechtliche Unsicherheit als auch das Bedarfsrisiko sind schließlich auch bei Contractingprojekten wesentliche Einflüsse der Erfolgssituation. Grundsätzlich können diese Risiken je nach Vertragsgestaltung in unterschiedlichem Maße auf die beteiligten Parteien verteilt werden. Wer welche Risiken im konkreten Fall tragen sollte, hängt im Wesentlichen von zwei Faktoren ab: der Risikoeinstellung und der Fähigkeit zur Risikoreduktion.
- 72 Unter Beachtung der Risikoeinstellungen der Parteien ist eine paretoeffiziente Risikoteilung anzustreben. Zur Erläuterung, was man darunter versteht, sei das Beispiel der Zahlungen für die Betriebsführung betrachtet. Diese hängen von der Preisentwicklung für Löhne und Ersatzteile sowie von der Reparaturanfälligkeit der Anlage ab. Tätigt der Contractor die Zahlungen für die Betriebsführung (wie in den

Strukturen 5.2.1b, 5.2.1c und 5.2.2), so übernimmt er vollständig diese Risiken. Der Energienutzer auf der anderen Seite trägt kein Risiko. Andererseits könnte auch der Energienutzer die Betriebsführung übernehmen (wie in Struktur 5.2.1a), womit der Contractor zumindest hinsichtlich der Arbeiten an der Anlage während des Vertragszeitraums eine risikolose Position einnimmt. Natürlich ist es auch möglich, dass für Zahlungen im Rahmen der Betriebsführung eine Teilungsregel vertraglich vereinbart wird, so z. B. dass beide Parteien für die gesamte Laufzeit des Contractingprojektes je 50% der anfallenden Zahlungen zu leisten haben. Die vollständige Übernahme der Zahlungen (also zu 100%) durch eine Partei, wie in den dargestellten in der Praxis üblichen Contractingstrukturen, wird ebenfalls als Teilungsregel bezeichnet. Eine Teilungsregel kann auch unterschiedliche Anteile in Abhängigkeit von den möglichen Umweltzuständen vorsehen. Problematisch ist allerdings die Verifizierbarkeit der Umweltzustände durch eine Kontrollinstanz, so dass solche Teilungsregeln in der Praxis eher schwer durchzusetzen sind.

Eine Teilungsregel heißt nun pareto-effizient, wenn keine andere Teilungsregel existiert, durch die sich eine Partei besser stellen kann, ohne dass sich die andere Partei schlechter stellt. Die pareto-effiziente Teilungsregel hängt von den Risikoeinstellungen der Parteien ab. Betrachten wir beispielsweise einen extrem risikoaversen Contractor und einen risikoneutralen Energienutzer. Der Energienutzer orientiert sich am Erwartungswert der Zahlungen. Der Contractor dagegen verlangt eine Risikoprämie für die Übernahme des Risikos. Es geht nun um die Frage, wer die Zahlungen im Rahmen der Betriebsführung leisten und damit das Risiko übernehmen soll. Aus Risikogesichtspunkten ist es sinnvoll, dass der risikoneutrale Energienutzer die Zahlungen für die Betriebsführung zu 100% leistet. Möglicherweise ist der Energienutzer unter dieser Bedingung jedoch gar nicht bereit, der Kooperation beizutreten. Der Contractor kann jedoch die Zahlung fixer Beträge an den Energienutzer in jedem Jahr vorschlagen, die vorab vereinbart werden. Entsprechen diese fixen Zahlungen pro Jahr den erwarteten Zahlungen pro Jahr, so stellt die Übernahme der Zahlungen aus Sicht des risikoneutralen Energienutzers keinen Nachteil dar. Das erwartete Ergebnis ist aus seiner Sicht gleich null, das Risiko ist ein risikoneutraler Energienutzer kostenlos zu übernehmen bereit. Mit der Höhe der fixen Zahlung kann festgelegt werden,

73

wie stark der Energienutzer mit den finanziellen Konsequenzen aus der Betriebsführung tatsächlich belastet werden soll.

- 74 Offenkundig ist, dass bei dieser Regelung auf der Seite des Contractors ein Anreizproblem entsteht. Da dieser nur fixe Zahlungen als Ausgleich zu leisten hat, ist für ihn die tatsächliche Höhe der Zahlungen für die Betriebsführung nicht mehr relevant. Wenn der Contractor die Höhe dieser Zahlungen durch seine Anstrengungen beeinflussen kann (wie in den Strukturen 5.2.1b, 5.2.1c und 5.2.2, allerdings ohne fixe Ausgleichszahlung), so entfaltet die gewählte Teilungsregel keine Anreizwirkung. Der Contractor hat dann keinen Anreiz mehr, durch sorgfältige Betriebsführung die Kosten niedrig zu halten. Die geschilderten Zusammenhänge zeigen das Grundproblem in Vertragsbeziehungen bei Unsicherheit und asymmetrischer Informationsverteilung bezüglich des Verhaltens. Bei der Wahl einer Teilungsregel ist abzuwägen zwischen einer pareto-effizienten Risikoteilung und einer optimalen Anreizwirkung.
- 75 Preisgleitklauseln, die in der Praxis häufig anzutreffen sind, gehören zu den Instrumenten der Teilung des allgemeinen Preisniveaurisikos, das hierbei teilweise oder vollständig auf den Energienutzer übertragen wird. Die Teilungsregel sollte natürlich auch davon abhängen, welche Möglichkeiten zur Risikoreduktion die Vertragsparteien besitzen. Alle Formen von Preissicherungsgeschäften, so z. B. Termingeschäfte, oder stochastische Abhängigkeiten mit anderen von der entsprechenden Partei getätigten Projekten sind hier zu betrachten.
- 76 Insbesondere das Bedarfsrisiko könnte an weitere Kooperationspartner übertragen werden, wie beispielsweise reine Energiehändler, Energiebroker oder Portfoliomanager, die erstens Möglichkeiten der Risikoreduktion durch die Kombination mit vielen anderen Projekten in der Regel besser nutzen können als beispielsweise Energienutzer, deren Hauptgeschäfte in ganz anderen Branchen liegen. Zweitens besitzen sie wichtige Kenntnisse über Sicherungsgeschäfte und Börsen.

### 5.3.2 Strategien zur asymmetrischen Informationsverteilung

- 77 In Contractingprojekten besitzt typischerweise der Anlagenspezialist Informationen über den Anlagenmarkt oder über Merkmale der An-

lagen, über die die anderen Kooperationsparteien nicht verfügen. Wenn der Betrieb der Anlage in den Händen des Energienutzers liegt (wie in Struktur 5.2.1a), kennt der Contractor die Fähigkeiten des Energienutzers im Umgang mit der Anlage nicht mit Sicherheit. Es ist damit zu rechnen, dass der Energienutzer ggf. die Anlage nicht sachgemäß betreibt. Bei der Einschaltung eines Portfoliomanagers oder Energiebrokers in Contractingprojekten ist die Qualität der Leistungen vorab nicht mit Sicherheit bekannt.

Hierbei handelt es sich um Beispiele für Informationsasymmetrie bezüglich des Wissens. In der Neoinstitutionenökonomik werden für den Umgang mit dieser Form der Informationsasymmetrie z. B. Selbstwahlmechanismen oder Signaling-Aktivitäten des besser Informierten vorgeschlagen. **78**

Tritt ein erfahrener Anlagenspezialist als Contractor auf, wird durch die Existenz erfolgreicher Contractingprojekte mit anderen Energienutzern in der Vergangenheit eine hohe Qualifikation für diesen Projekttyp signalisiert. Denkbar wäre auch der Einsatz von Zertifikaten, die möglicherweise die Unsicherheit über die Fähigkeiten des Vertragspartners reduzieren helfen. **79**

Bei Selbstwahlmechanismen wird einem Vertragspartner nicht ein einziger Vertrag, sondern ein Vertragsmenü bestehend aus mehreren Verträgen beispielsweise mit unterschiedlichen Teilungsregeln angeboten. Das Angebot des Vertragsmenüs erfolgt durch die schlechter informierte Vertragspartei. Der Vertragspartner sucht sich dann selbst den aus seiner Sicht günstigsten Vertrag aus. Im Rahmen des Anlagencontracting gemäß 5.2.1c könnte das Entgelt für die Nutzenergielieferung aus einem fixen Grundpreis und einer variablen Zahlung in Abhängigkeit von der Wärme- bzw. Strommenge bestehen. Über die Auswahl eines Vertrages aus einem Menü von Verträgen mit unterschiedlichen fixen und variablen Bestandteilen durch den Energienutzer kann auf den Verbrauchstyp geschlossen werden. Kombiniert man ein hohes Fixum mit einem niedrigen Verbrauchspreis und umgekehrt, lässt sich theoretisch die Verbrauchsmenge ermitteln, bei der die Verträge äquivalent sind. Bei geschickter Modellierung des Vertragsmenüs kann über die Auswahl des Vertrages zwischen den Ver-



brauchstypen zum Vorteil des Contractinggebers differenziert werden.<sup>39</sup>

- 81 In Contractingprojekten finden sich auch Beispiele für Informationsasymmetrie bezüglich des Verhaltens. So lassen sich in der Regel die Anstrengungen bei der Betriebsführung der Anlage durch die andere Partei nicht überprüfen. Auch die Anstrengungen von Brokern, Händlern oder Portfoliomanagern können durch die Kooperationspartner nicht vollständig kontrolliert werden. Diese Anstrengungen beeinflussen jedoch das Ergebnis aus der Kooperation. Wird eine ergebnisunabhängige, also fixe Entlohnung vereinbart, so besteht kein finanzieller Anreiz, hohe Anstrengungen zu unternehmen. An dieser Stelle kann wieder die Beteiligung an den Zahlungen im Rahmen der Betriebsführung als Beispiel dienen. Aus Anreizgesichtspunkten ist es optimal, dass diejenige Vertragspartei die Zahlungen übernimmt, die diese durch ihr Aktivitätsniveau beeinflussen kann. Die anderen Parteien sollten durch fixe Zahlungen einbezogen werden. Wie bereits erörtert, mag diese Lösung allerdings aus Risikogesichtspunkten unbefriedigend sein, sodass eine Kompromisslösung zwischen der optimalen Anreizwirkung und der pareto-effizienten Risikoteilung zu suchen ist.
- 82 Wenn die Betriebsführung der Anlage durch den Contractor erfolgt (wie in den Strukturen 5.2.1b, 5.2.1c und 5.2.2), so kann eine hohe Anstrengung bei der Betriebsführung die Zahlungen, die beispielsweise aufgrund von Reparaturen der Anlage entstehen, niedrig halten. Nach Vereinbarung eines fixen Betrages als Leistungsentgelt, wie in Struktur 5.2.1b, profitiert der Contractor von einer optimierten Betriebsführung. Im Fall der vertraglichen Vereinbarung eines Entgelts für die Nutzenergielieferung (wie in den Strukturen 5.2.1c und 5.2.2), das durchaus von der Verbrauchsmenge des Energienutzers abhängen kann, führt eine optimierte Betriebsführung ebenfalls zu Vorteilen für den Contractor, sofern der Einfluss der Verbrauchsmenge auf die Zahlungen im Rahmen der Betriebsführung vernachlässigbar ist. Wird die Betriebsführung der Anlage an den Energienutzer delegiert (wie in Struktur 5.2.1a) und der Contractor erhält ein Nutzungsent-

---

39 Neben diesen Separating-Gleichgewichten kann es aus Sicht des Contractors von Vorteil sein, den gleichen Vertrag für alle Verbrauchstypen anzubieten. Es liegt dann ein sogenanntes Pooling-Gleichgewicht vor.

gelt, so ist es wieder die Partei, die die Aktivität der Betriebsführung beeinflussen kann, die auch die entsprechenden Zahlungen übernimmt. Das Anreizproblem ist also stets optimal gelöst. Jedoch müssen diese Lösungen aus Risikoteilungsgründen nicht optimal sein. In den genannten Strukturen übernimmt stets eine Partei das Risiko, es findet sich keine Teilungsregel, die beispielsweise Preisrisiken oder Risiken der Reparaturanfälligkeit, die mit der Betriebsführung verbunden sind, auf beide Parteien verteilt. In dieser Hinsicht besteht Optimierungspotenzial für die in der Praxis verwendeten Contractingverträge. Theoretisch ist mit dem Konzept des Einspar-Contracting ein Instrument gegeben, das lineare Teilungsregeln ohne vollständige Übertragung des Risikos auf eine Partei und damit eine Abwägung zwischen der Risikoteilung und der Anreizwirkung überhaupt erst zulässt.

Schließlich kann noch angemerkt werden, dass bisher nur Informationsasymmetrien zwischen den Kooperationsparteiern berücksichtigt, also nicht überprüfbar (und zugleich nicht verifizierbare) Informationen betrachtet wurden. Sind Informationen überprüfbar, jedoch nicht verifizierbar, kann durch eine Beteiligung unter Beachtung von Risikoteilungsaspekten grundsätzlich wieder ein Anreiz gesetzt werden, sich im Sinne der Kooperationspartner zu verhalten. Hinzu kommt, dass der Aufbau von Reputation möglich ist.

83

### **5.3.3 Strategien zur Sicherung der Positionen der Kooperationsparteien**

Werden Contractingprojekte untersucht, so fallen insbesondere beziehungsspezifische Investitionen des Anlagenspezialisten ins Auge. Dieser muss bereits vor Vertragsabschluss in Humankapital investieren. Um dem Energienutzer überhaupt ein Angebot unterbreiten zu können, müssen kundenspezifische Daten erhoben und ausgewertet werden, so z. B. über den Strom- und Wärmebedarf. Für den Anlagenspezialisten, der ein Contractingprojekt eingehen möchte, entstehen Kosten in der Vorbereitungsphase, die seine Verhandlungsposition schwächen, da er bei Scheitern der Kooperationsverhandlungen diese spezifischen Kosten nicht mehr rückgängig machen kann und sie in Beziehungen mit anderen Vertragspartnern einen geringeren Wert aufweisen.

84

- 85 Ein noch größeres Problem im Sinne einer Absicherung getätigter Investitionen stellt die Anlage selbst dar. Diese Investition ist in der Regel sowohl sachkapital- als auch standortspezifisch.<sup>40</sup> Die Anlage muss auf die konkreten Bedürfnisse des Energienutzers ausgerichtet sein. Außerdem würden der Abbau und der Aufbau an einem anderen Standort zu zusätzlichen Kosten und darüber hinaus voraussichtlich zu einem Wertverlust führen. Durch Tötigung der Investition begibt sich der Anlagenspezialist in ein Abhängigkeitsverhältnis, das vom Energienutzer ausgenutzt werden könnte. Nur wenn es dem Anlagenspezialisten gelingt, seine Position bereits vor Vertragsabschluss über den Zeitraum des Contractingprojekts zu sichern, wird er bereit sein, beziehungsspezifische Investitionen auf einem für die gesamte Kooperation optimalen Niveau zu tätigen.<sup>41</sup>
- 86 Um die Relevanz beziehungsspezifischer Investitionen zu diskutieren, ist zunächst von Bedeutung, ob und ggf. wann ein Eigentumswechsel vorgesehen ist. Lediglich in der Struktur 5.2.1b geht das Eigentum bereits zu Beginn des Contractingzeitraums auf den Energienutzer über. Durch die Betriebsführung, die in den Händen des Contractors liegt, wird jedoch der Wert der Anlage beeinflusst. Aufgrund der Vereinbarung fixer Leistungsentgelte ist kein direkter finanzieller Anreiz gegeben, durch eine sorgfältige Betriebsführung einen hohen Wert der Anlage auch jenseits des Contractingzeitraums zu erhalten.
- 87 Im Rahmen der Struktur 5.2.1a bleibt das Eigentum an der Anlage während des Contractingzeitraums beim Contractor. Wird im Vertrag nicht geregelt, zu welchem Preis die Anlage am Ende des Contractingzeitraums zu übernehmen ist, wird es zu Verhandlungen kommen, bei denen aufgrund der Standort- und der Sachkapitalspezifität der Contractor in der eher schwächeren Position ist. Im Prinzip gibt es für den Contractor zwei Möglichkeiten, die beziehungsspezifischen Investitionen abzusichern. Er kann den Preis, zu dem die Anlage zu übernehmen ist, bereits zu Beginn des Contractingzeitraums festlegen, oder er vereinbart Nutzungsentgelte, die den Anlagenwert zum Ende dieses Zeitraums bereits einbeziehen, in Verbindung mit

---

40 Zu den verschiedenen Arten der Faktorspezifität vgl. Williamson, 1985, S. 95-96.

41 Es handelt sich um das Problem beziehungsspezifischer Unterinvestition, das bei unvollkommener Absicherung und bei möglichen Nachverhandlungen auftreten kann. Vgl. Klein/Crawford/Alchian, 1978; Williamson, 1979.

einer kostenlosen Übertragung des Eigentums an den Energienutzer. In beiden Fällen besteht das Problem, dass der Wert der Anlage am Ende des Contractingzeitraums bereits zu Beginn dieses Zeitraums bekannt sein muss, um entsprechende vertragliche Vereinbarungen treffen zu können. Wenn die Betriebsführung dann in den Händen des Energienutzers liegt, motiviert die Vereinbarung eines fixen Betrages für den Eigentumswechsel, mit der Anlage sachgemäß und sorgfältig umzugehen.

In den Strukturen 5.2.1c und 5.2.2 ist die Betriebsführung auf der Seite des Contractors wieder mit einem Anreizproblem verbunden, wenn ein fixer Betrag für den Eigentumswechsel von vornherein im Vertrag aufgenommen wird. Finden Verhandlungen über den Anlagenwert erst am Ende des Contractingzeitraums statt, kann es neben Unterinvestitionen im Vorfeld des Contractingzeitraums auch zu einer Leistungszurückhaltung bei der Betriebsführung der Anlage im Laufe des Contractingzeitraums kommen.

88

## 6 Literatur

- [1] Arrow, Kenneth J. (1985): The Economics of Agency. In: Principals and Agents: The Structure of Business, hrsg. von Pratt, John W./Zeckhauser, Richard J., Boston, S. 37-51.
- [2] Bemann, Ulrich/Schädlich, Sylvia (Hrsg.) (2003): Contracting Handbuch 2003. Energiekosten einsparen: Strategien – Umsetzung – Praxisbeispiele, 4 Aufl., München u.a.
- [3] Bruhn, Manfred (2005): Kooperationen im Dienstleistungssektor. In: Kooperationen, Allianzen und Netzwerke. Grundlagen – Ansätze – Perspektiven, hrsg. von Zentes, Joachim/Swoboda, Bernhard/Morschett, Dirk, 2 Aufl., Wiesbaden.
- [4] Collis David J./Montgomery, Cynthia, A. (1997): Corporate Strategy – Resources and the Scope of the Firm. Chicago u.a.
- [5] Deutsches Institut für Normung e.V (2003): DIN 8930 Kälteanlagen und Wärmepumpen – Terminologie, Teil 5: Contracting. Berlin.

- [6] Ellwanger, Niels/Dudenhausen, Roman (1998): Energiehandels-Strategien für kommunale Unternehmen. In: *Energiwirtschaftliche Tagesfragen*, 48. Jg., Heft 8, S. 501–505.
- [7] Fleischer, Sonja (1997): *Strategische Kooperationen: Planung – Steuerung – Kontrolle*. Köln.
- [8] Friese, Marion (1998): *Kooperation als Wettbewerbsstrategie für Dienstleistungsunternehmen*. Wiesbaden.
- [9] Geiß, Jan (2006): *Erneuerbare-Energien-Contracting. Auf dem Weg zur solaren Weltwirtschaft – Chancen einer nachhaltigen Entwicklung durch systematische Dienstleistungen*. München.
- [10] Hahn, Dietger (1993): *Planung und Kontrolle*. In: HWB, Band1/2, hrsg. von Wittmann, Waldemar u. a., 5. Aufl., Stuttgart, SP 3185-3200.
- [11] Hart, Oliver D./Holmström, Bengt R. (1987): *The Theory of Contracts*. In: *Advances in Economic Theory: Fifth World Congress*, hrsg. von Bewley, Truman F., Cambridge, Mass., S. 71-155.
- [12] Howaldt, Jürgen/Ellerkmann, Frank (2005): *Entwicklungsphasen von Netzwerken und Unternehmenskooperationen*. In: *Netzwerkmanagement: mit Kooperation zum Unternehmenserfolg*, hrsg. von Becker, Thomas/Dammer, Ingo/Howaldt, Jürgen/Killich, Stephan/Loose, Achim, Berlin u. a.
- [13] Jakubowski, Peter/Pauly, Martina (2005): *Neue Kooperationsformen in der Stadtentwicklung – eine Effizienzanalyse im Lichte der Transaktionskostentheorie*. In: *Informationen zur Raumentwicklung*, Heft 9/10, S. 619-626.
- [14] Killich, Stephan (2005): *Kooperationsformen*. In: *Netzwerkmanagement: mit Kooperation zum Unternehmenserfolg*, hrsg. von Becker, Thomas/Dammer, Ingo/Howaldt, Jürgen/Killich, Stephan/Loose, Achim, Berlin u. a.
- [15] Klein, Benjamin/Crawford, Robert G./Alchian, Armen A. (1978): *Vertical Integration, Appropriable Rents, and the Competitive Contracting Process*. In: *Journal of Law and Economics* 21, S. 297-326.

- [16] Laux, Helmut (2007): Entscheidungstheorie. 7. Aufl., Berlin u. a.
- [17] Milgrom, Paul/Roberts, John (1992): Economics, Organization and Management. New Jersey.
- [18] Morschett, Dirk (2005): Formen von Kooperationen, Allianzen und Netzwerken. In: Kooperationen, Allianzen und Netzwerke. Grundlagen – Ansätze – Perspektiven, hrsg. von Zentes, Joachim/Swoboda, Bernhard/Morschett, Dirk, 2. Aufl., Wiesbaden.
- [19] Porter, Michael (1983): Wettbewerbsstrategie. Frankfurt am Main.
- [20] Schenk-Mathes, Heike Y. (1999): Gestaltung von Lieferbeziehungen bei Informationsasymmetrie. Wiesbaden.
- [21] Schierenbeck, Henner (2000): Grundzüge der Betriebswirtschaftslehre. 15. Aufl., München u. a.
- [22] Schiffer, Hans-Wilhelm (2005): Energiemarkt Deutschland. Köln.
- [23] Weber, Christoph/Vogel, Philip/Kleinlütke, Sandra/Malcher, Stefan (2006): Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen von aktiv gemanagten dezentralen Energieerzeugern. In: ew 105, S. 30-33.
- [24] Williamson, Oliver E. (1979): Transaction Cost Economics: The Governance of Contractual Relations. In: Journal of Law and Economics 22, S. 233-261.
- [25] Williamson, Oliver E. (1985): The Economic Institutions of Capitalism. New York.
- [26] Woratschek, Herbert/Roth, Stefan (2005): Kooperation: Erklärungsperspektive der Neuen Institutionenökonomik. In: Kooperationen, Allianzen und Netzwerke. Grundlagen – Ansätze – Perspektiven, hrsg. von Zentes, Joachim/Swoboda, Bernhard/Morschett, Dirk, 2. Aufl., Wiesbaden.

## 7 Zitierte Rechtsvorschriften

- [1] EnWG: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz) vom 7. Juli 2005 (BG sind hier zu betrachten Bl. I Nr. 42 vom 12.07.2005 S. 1970; 09.12.2006 S. 2833).
- [2] Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates (ABl. Nr. L 114 vom 27.04.2006 S. 64).

# Netzcodes

## Übersicht über TransmissionCode 2007 und DistributionCode 2007

Horst D. Kreye

*Nach der europäischen Binnenmarkttrichtlinie Elektrizität, wie auch nach dem deutschen Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), sind Netzbetreiber gehalten, technische Mindestanforderungen und Verfahrensregeln für den Anschluss von Kundenanlagen und Erzeugungsanlagen an ihr Netz sowie für die Benutzung von Kuppelleitungen zwischen Übertragungsnetzen diskriminierungsfrei und transparent festzulegen und zu veröffentlichen. Sie finden hier eine Übersicht über den TransmissionCode 2007 sowie den DistributionCode 2007.*

### Inhaltsübersicht

	<b>Rn</b>		<b>Rn</b>
1	Übersicht der bisherigen NetzCodes	1	
2	TransmissionCode 2007	2–24	
2.1	Allgemeines	2–4	
2.2	Umsetzung der System- verantwortung durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) unter Mitwirkung der Verteilnetzbetreiber (VNB)	5–8	
2.2.1	Umsetzung der System- verantwortung nach § 13 EnWG	6	
2.2.2	Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG	7	
2.2.3	Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG	8	
2.3	Anschlussbedingungen	9	
2.4	Netznutzung	10	
2.5	Systemdienstleistungen	11–17	
2.5.1	Frequenzhaltung	12	
2.5.2	Spannungshaltung	13–15	
2.5.3	Versorgungswiederaufbau	16	
2.5.4	System-/Betriebsführung	17	
2.6	Netzausbau	18–19	
2.7	Systembetriebsplanung und Systemführung	20–24	
		2.7.1	Systembetriebsplanung 21–22
		2.7.2	Operative System- führung 23–24
		3	DistributionCode 2007 25–53
		3.1	Allgemeines 25–27
		3.2	Netzanschluss und Netznutzung 28–29
		3.2.1	Allgemeines 28
		3.2.2	Verfahren beim Netz- anschluss 29
		3.3	Zugang zum Vertei- lungsnetz 30–34
		3.3.1	Grundlagen und Voraus- setzungen für Anschluss und Netznutzung 30
		3.3.2	Netzengpässe im Verteilungsnetz 31–32
		3.3.3	Verlustausgleich 33
		3.4	Systemdienst- leistungen 34–40
		3.4.1	Frequenzhaltung 37
		3.4.2	Spannungshaltung 38
		3.4.3	Versorgungswieder- aufbau 39
		3.4.4	Betriebsführung 40
		3.5	Netzplanung und Netz- betrieb 41–53



	Rn	Rn
3.5.1 Grundsatz- und Ausbauplanung	43–44	4.1 TransmissionCode 2007 54
3.5.2 Betriebsplanung	45–47	4.2 DistributionCode 2007 55–61
3.5.3 Betriebsführung	48	4.2.1 Schwarzstartfähigkeit 56
3.5.4 Netzführung	49	4.2.2 Netzwiederaufbau-Konzept 57
3.5.5 Normalbetrieb	50–51	4.2.3 Training 58
3.5.6 Gestörter Betrieb	52–53	4.2.4 Der 5-Stufen-Plan 59 – 61
4 Unterschiede zu den NetzCodes von 2003	54–61	5 Literatur

# 1 Übersicht der bisherigen NetzCodes

1 Die Abbildungen 1.1 und 1.2 zeigen die Entwicklung der Netzcodes von 1998 bis 2007.

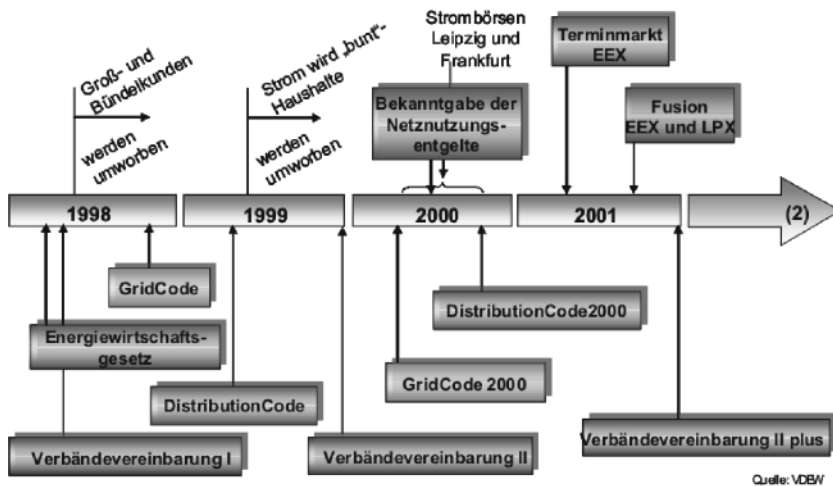
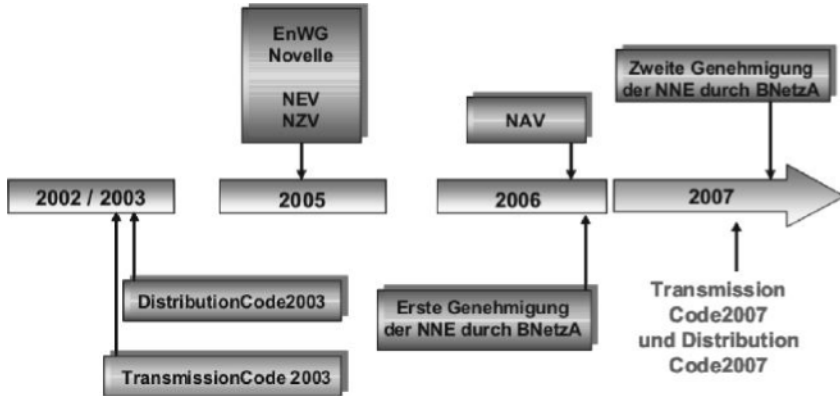


Abb. 1.1: Übersicht über die NetzCodes 1998 bis 2001



Quelle: VDEW

Abb. 1.2: Übersicht über die NetzCodes 2002 bis 2007

## 2 TransmissionCode 2007

### 2.1 Allgemeines

In Deutschland erfolgt die Nutzung der elektrischen Stromnetze nach dem System des regulierten Netzzugangs. Der *TransmissionCode 2007* (TC 2007) entstand durch Weiterentwicklung des auf Basis des verhandelten Netzzuganges formulierten *TransmissionCode 2003* und durch Anpassung an die neuen energiepolitischen Rahmenbedingungen. 2

Gemäß § 19 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sind die deutschen *Übertragungsnetzbetreiber* (ÜNB) verpflichtet, Mindestanforderungen festzulegen und im Internet zu veröffentlichen. Außerdem sind Netzbetreiber nach § 20 EnWG verpflichtet, diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewähren und entsprechende Bedingungen für den Netzzugang zu veröffentlichen. 3

Der „*TransmissionCode 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*“ ersetzt den *TransmissionCode 2003*. 4

## 2.2 Umsetzung der Systemverantwortung durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) unter Mitwirkung der Verteilungsnetzbetreiber (VNB)

- 5 Das EnWG vom 7. Juli 2005 verpflichtet in § 13 die ÜNB zur Wahrnehmung der *Systemverantwortung*. Diese basiert auf folgenden Grundsätzen:
- Die Sicherstellung des Leistungsgleichgewichts in Folge von Bilanzkreisabweichung obliegt ausschließlich dem ÜNB für seine Regelzone.
  - Die Verantwortung für die Einhaltung der *Spannungsgrenzwerte* und der Betriebsmittelbelastung hat jeder Netzbetreiber in dem von ihm betrieblich geführten Netz.
  - Die Umsetzung aller erforderlichen Maßnahmen erfolgt kaskadiert über alle Netzebenen beginnend im *Übertragungsnetz*.

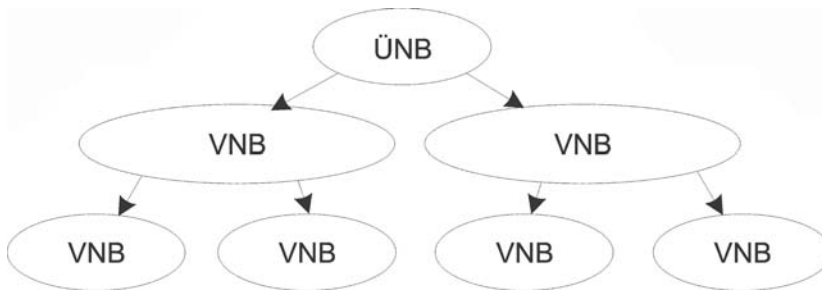


Abb. 2.1: Umsetzung der Systemverantwortung

### 2.2.1 Umsetzung der Systemverantwortung nach § 13 EnWG

- 6 Die zu verantwortende *Systemsicherheit* umfasst die *Systembilanz* und die *Netzicherheit*.
- Die Systembilanz ist gewährleistet, wenn unter Berücksichtigung des Austauschs mit anderen Regelzonen das Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch besteht, so dass die Frequenzstabilität gewährleistet ist.

- Die Netzsicherheit ist gegeben, wenn die zulässigen Betriebsparameter sowie das (n-1)-Kriterium eingehalten werden.

Verantwortlich für	ÜNB	VNB
Systembilanz	X	
Netzsicherheit	X	X

### 2.2.2 Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG

Nach Maßgabe des EnWG sind zunächst netzbezogene und anschließend marktbezogene Maßnahmen durch die ÜNB durchzuführen. Die möglichen netz- und marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG (Tabelle 2.1) sind im Folgenden dargestellt.

7

	ÜNB	VNB
<b>Netzbezogene Maßnahmen</b>		
Topologiemassnahmen	X	X
Ausnutzung von Toleranzbändern	X	X
<b>oder marktbezogene Maßnahmen</b>		
Regelenergie	X	
Zu- und Abschaltbare Lasten	X	X
Engpassmanagement	X	X
Reserve (Leistungsbilanz)	X	
Countertrading	X	
Redispatch	X	

Tab.: 2.1 Übersicht über die Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG

### 2.2.3 Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG

Sind Gefährdungen oder Störungen mit den Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG nicht oder nicht rechtzeitig zu beseitigen, so sind Übertragungsnetzbetreiber berechtigt und verpflichtet, sämtliche

8

- Stromeinspeisungen,
- Stromtransite und
- Stromabnahmen

den Erfordernissen anzupassen oder diese Anpassung zu verlangen.

- Die o. g. Punkte gelten nach § 14 Abs. 1 auch für Verteilungsnetzbetreiber, soweit sie für die Sicherheit und Zuverlässigkeit verantwortlich sind.
- Weiterhin sind die Verteilungsnetzbetreiber nach § 14 Abs. 1a verpflichtet, Maßnahmen des Übertragungsnetzbetreibers nach dessen Vorgaben durch eigene Maßnahmen zu unterstützen, soweit diese erforderlich sind, um Gefährdungen und Störungen in den Übertragungsnetzen zu vermeiden.

## 2.3 Anschlussbedingungen

- 9 Die technischen Mindestanforderungen an den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen, Elektrizitätsverteilungsanlagen, Anlagen direkt angeschlossener Kunden und Verbindungsleitungen zu anderen Netzen dienen als Grundlage für die Auslegung und den Betrieb der Netzanschlussanlage. Es ist der sichere und zuverlässige Betrieb des Übertragungsnetzes und aller angeschlossener Kundenanlagen zu gewährleisten. Wenn die Kundenanlage oder auch nur ein Teil davon technisch eingebunden ist, haben die Betreiber der Kundenanlage sicherzustellen, dass alle Anforderungen der Netzanschluss- und Netzzugangsregeln eingehalten werden. Der ÜNB gibt auf geeignete Weise die Anschlussprozedur bekannt. Die Eigentumsgrenze des Netzanschlusses wird einvernehmlich zwischen dem ÜNB und dem Anschlussnehmer unter Beachtung der Vorgaben des Netzbetreibers festgelegt. An die in das Übertragungsnetz einspeisenden Erzeugungsanlagen werden bestimmte Anforderungen gestellt. Erzeugungsanlagen müssen, um an das Übertragungsnetz angeschlossen werden zu können, technische Mindestanforderungen erfüllen.

## 2.4 Netznutzung

- 10 Der *Netzzugang* erfolgt auf Basis der gesetzlichen Regelungen sowie unter Berücksichtigung der von der Bundesnetzagentur getroffenen Geschäftsprozessfestlegungen. Danach kann das Höchstspannungsübertragungsnetz dann genutzt werden, wenn die Abwicklung der Stromlieferung über einen Bilanzkreis erfolgt und für die ggf. genutzte Einspeise- und Entnahmestelle Vereinbarungen zur Netz-

nutzung mit dem Anschlussnetzbetreiber bestehen. Folgende Regelungen gibt es:

- Betriebliche Abwicklungen von Lieferungen ins Ausland
- Engpässe im Übertragungsnetz
- Wirkleistungsverluste im Netz
- Abwicklung der Lieferung gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

## 2.5 Systemdienstleistungen

Die nachfolgend beschriebenen *Systemdienstleistungen* für den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes sind durch den ÜNB zu erbringen. 11

### 2.5.1 Frequenzhaltung

Zum Bereich der *Frequenzhaltung* gehören 12

- Regelleistung (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve)
- Regelleistungarten werden gemäß den gesetzlichen Festlegungen der Bundesnetzagentur beschafft
- Es werden einheitliche Präqualifikationsanforderungen veröffentlicht
- Rahmenverträge zwischen ÜNB und Anbietern
- Ausschreibung eines Anteils erfolgt in der Regelzone

### 2.5.2 Spannungshaltung

Die *Spannungshaltung* ist Bestandteil der Maßnahmen zur Aufrechterhaltung einer sicheren Versorgung, für die der zuständige Netzbetreiber die Verantwortung trägt. An der Spannungshaltung sind unter Koordination des zuständigen Netzbetreibers beteiligt: 13

- sein eigenes Netz
- die synchron verbundenen Übertragungsnetze
- die angeschlossenen Verteilungsnetze
- die jeweils in seinem Netz angeschlossenen Erzeugungseinheiten
- die jeweils in seinem Netz angeschlossenen Verbraucher

- 14 Die Blindleistung muss aus physikalischen Gründen ortsnah bereitgestellt werden. Die ÜNB sind verpflichtet, ein Gleichgewicht zwischen Blindleistungsbedarf und Blindleistungserzeugung zu gewährleisten. Hierzu stehen dem ÜNB innerhalb von betrieblichen Spannungsbändern unter anderem zur Verfügung:
- Erzeugungsanlagen
  - Blindleistungskompensationsanlagen
  - Stufung von Transformatoren
  - Änderung der Netztopologie
- 15 Hierzu sind ggf. zwischen den Beteiligten bilaterale Vereinbarungen erforderlich. Für die Auswahl sind die betrieblichen Erfordernisse entscheidend.

### 2.5.3 Versorgungswiederaufbau

- 16 Die ÜNB koordinieren im Rahmen ihrer Systemverantwortung die Wiederherstellung der Stromversorgung, in den von ihnen betriebenen Netzen nach Großstörungen in Zusammenarbeit mit benachbarten ÜNB bzw. unterlagerten VNB sowie Betreibern von Erzeugungsanlagen. Für die Systemdienstleistung *Versorgungswiederaufbau* greift der ÜNB auf die Netzinselbetriebsfähigkeit und die Schwarzstartfähigkeit geeigneter Anlagen zurück. Der ÜNB vergütet den Anbietern von schwarzstartfähigen Anlagen die kontrahierte Vorhaltung der technischen Einrichtungen. Die Details hierzu werden bilateral vereinbart.

### 2.5.4 System-/Betriebsführung

- 17 Hierunter sind die Aufgaben des Netzbetriebes im Rahmen des koordinierten Einsatzes der Erzeugungsanlagen (z. B. für Frequenzschaltung) und der Netzführung sowie des nationalen/internationalen Verbundbetriebes zu verstehen.

## 2.6 Netzausbau

- 18 Der Ausbau des Netzes hat den prognostizierten Übertragungsaufgaben zu folgen und muss einen
- sicheren,

- verbraucherfreundlichen,
- effizienten und
- umweltverträglichen Betrieb ermöglichen.

Die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums und spezielle Anforderungen aus Sicht der statischen und transienten Stabilität sind zu gewährleisten. **19**

## **2.7 Systembetriebsplanung und Systemführung**

Die *Systembetriebsplanung* und *Systemführung* dienen der Wahrnehmung der Systemverantwortung nach § 13 EnWG. Die Systembetriebsplanung umfasst die Aufgaben der Planung des Netzeinsatzes und der Systembilanz. Die Systemführung umfasst die Aufgaben der Steuerung und Überwachung des Übertragungsnetzes und die Leistungsfrequenzregelung. **20**

### **2.7.1 Systembetriebsplanung**

Die Systembetriebsplanung stellt sicher, dass lang-, mittel- und kurzfristig anstehende Ereignisse, wie Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten an Betriebsmitteln und Geräten, Baumaßnahmen im Übertragungsnetz etc. und angemeldete Fahrpläne durch Berücksichtigung im täglichen Betriebsgeschehen sicher durch die Systemführung beherrscht werden. Die Systembetriebsplanung dient der lang-, mittel- und kurzfristigen Planung der Systemführung. Die Systemführung umfasst im Wesentlichen: **21**

- die Erstellung des Jahresabschaltprogramms in Abstimmung mit den inländischen und ausländischen Netzbetreibern
- die Abstimmung von Revisionsplänen mit Kraftwerken
- die Prognose des Verlustenergiebedarfs
- die Prognose des Blindleistungsbedarfs

Eine wesentliche Voraussetzung für die Systembetriebsplanung am Vortag ist das Fahrplanmanagement. Die eingereichten Fahrpläne stellen mit den Revisionsprogrammen der Kraftwerksbetreiber und aktuellen Netztopologieänderungen wichtige Eingangsgrößen der Engpassanalyse. Diese Engpässe werden durch das vom ÜNB durch-



zuführende präventive Engpassmanagement beseitigt. Weitere Punkte bei der Systembetriebsplanung sind:

- das (n-1)-Kriterium
- Koordination der Revision von Erzeugungsanlagen zwischen ÜNB und Anlagenbetreiber
- Stilllegungsplanung von Kraftwerken

### 2.7.2 Operative Systemführung

23 Die *Systemführung* trägt im Rahmen der kontinuierlichen *Netzsicherheitsbetrachtung* dafür Sorge, dass Störungen mit den augenblicklich verfügbaren betrieblichen Möglichkeiten und Betriebsmitteln in ihren Auswirkungen beherrscht bzw. begrenzt werden. Die Systemführung dient dem sicheren Betrieb des Gesamtsystems, der Überwachung und Steuerung des Übertragungsnetzes und der angeschlossenen Lasten und Erzeugungseinheiten. Im Wesentlichen sind dieses:

- die Steuerung des Schaltzustandes einschließlich Überwachung der Einhaltung der Betriebsparameter Strom und Spannung
- die Überwachung der n-1-Sicherheit
- der Einsatz von Regelleistung zur Sicherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch
- die Steuerung des Blindleistungseinsatzes zur Spannungshaltung
- Engpassprognose einschließlich Maßnahmen des Engpassmanagements
- Netzwiederaufbau nach Störungen

24 Bei der operativen Systemführung wird unterschieden zwischen:

- Normalbetrieb
- gestörter und gefährdeter Betrieb
- 5-Stufen-Plan

## 3 DistributionCode 2007

### 3.1 Allgemeines

Unter Berücksichtigung des EnWG, der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) und der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) sowie der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) wurde der *DistributionCode 2007* (DC 2007) als Regelwerk für den Zugang zu den Verteilungsnetzen auf Basis des DistributionCode 2003 an die neuen gesetzlichen Rahmenbedingungen angepasst und weiterentwickelt. Der „DistributionCode 2007 – Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen“ ersetzt den DistributionCode 2003. 25

Die Verteilungsnetzbetreiber haben die Aufgabe, die technische Sicherheit und Zuverlässigkeit sowie die technische Qualität der Stromversorgung zu gewährleisten und einen diskriminierungsfreien Zugang zu den Verteilungsnetzen und deren Nutzung gemäß § 14 EnWG zu garantieren. 26

Die VNB tragen die Verantwortung für das gesamte Verteilungsnetz. Sie haben die Pflicht, das Verteilungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen. Weiterhin sind die technischen Mindestanforderungen für die Netzkunden festzulegen und diese im Internet zu veröffentlichen. 27

### 3.2 Netzanschluss und Netznutzung

#### 3.2.1 Allgemeines

Für Kunden in der Niederspannung gilt die Niederspannungsanschlussverordnung (NAV). Erzeugungsanlagen müssen, um an das Verteilungsnetz angeschlossen zu werden, technische Mindestanforderungen erfüllen. Die Kundenanlagen können auch Erzeugungsanlagen sein. Die Netzanschlussbedingungen gelten für alle Kundenanlagen, die am Verteilungsnetz angeschlossen werden bzw. angeschlossen sind. Sie dienen der Sicherstellung eines ordnungsgemäßen Netzbetriebes bei gleichzeitiger Vermeidung unzulässiger Rückwirkungen und regeln die wichtigsten organisatorischen Fragen. 28

### 3.2.2 Verfahren beim Netzanschluss

29 Der VNB legt nach technisch wirtschaftlichen Kriterien den geeigneten Netzanschlusspunkt fest. Der VNB prüft, ob die an den geplanten Netzanschlusspunkten vorherrschenden Netzverhältnisse (Netzanschlusskapazität, Kurzschlussstrom, Netzimpedanz, Zuverlässigkeit etc.) ausreichen, um die Kundenanlage ohne Gefährdung der zuverlässigen Versorgung der Kunden und ohne zuverlässige Netzurückwirkung an ihrem Netz zu betreiben. Der Betreiber der Kundenanlage stellt dem VNB die zur Beurteilung erforderlichen Daten zur Verfügung. Bei der Bewertung eines Netzanschlusssbegehrens geht der VNB von der im folgenden Bild dargestellten Systematik aus.

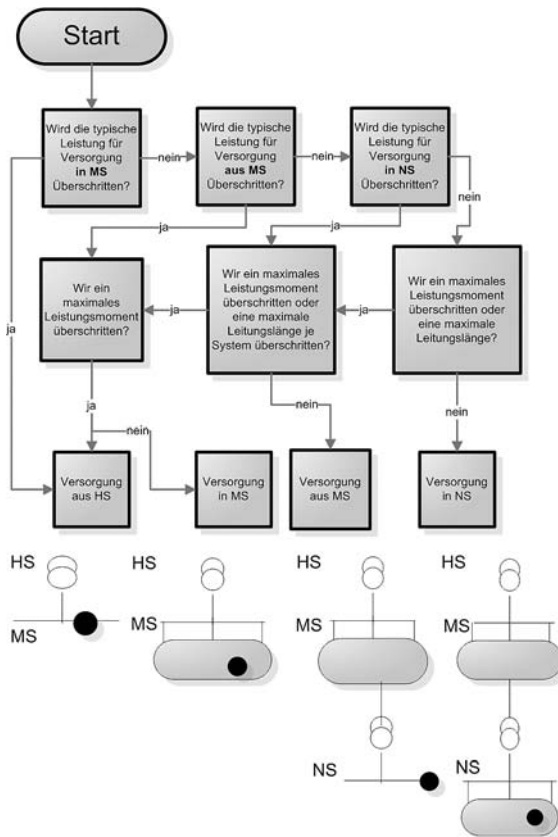


Abb. 3.1: Schema für die Bewertung der Zumutbarkeit eines Anschlussbegehrens durch den VNB

### 3.3 Zugang zum Verteilungsnetz

#### 3.3.1 Grundlagen und Voraussetzungen für Anschluss und Netznutzung

Der Netzzugang, den die ÜNB und VNB den Marktpartnern bereitstellen, ist die Grundlage für den Energieaustausch zwischen diesen. Der Netzanschluss, die Anschlussnutzung und die Netznutzung erfolgen auf der Grundlage folgender Verträge: 30

- Netzanschlussvertrag (zw. Anschlussnehmer und VNB/ÜNB)
- Anschlussnutzungsvertrag (soweit nicht durch Verordnungen geregelt, zw. Anschlussnutzer und VNB/ÜNB)
- Netznutzungsvertrag (zw. letztverbrauchendem Kunden und VNB/ÜNB)
- Lieferanten-Rahmenvertrag bei integrierter Belieferung zw. Lieferant und VNB/ÜNB (bei integrierter Belieferung kein Netznutzungsvertrag)
- Bilanzkreisvertrag ggf. Zuordnungsermächtigung (sofern eine Lieferstelle dem Bilanzkreis eines Dritten zugeordnet wird)
- Messstellenbetreiber-Rahmenvertrag (sofern der Netzbetreiber nicht Messstellenbetreiber ist)

#### 3.3.2 Netzengpässe im Verteilungsnetz

Ein *Netzengpass* im Verteilungsnetz besteht, wenn im ungestörten Betrieb die Betriebsmittel überlastet werden, das Netz nicht in der Lage ist, die einspeise- oder entnahmeseitig gewünschten Energieflüsse zu führen oder dies eine Gefährdung bzw. Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit beinhaltet. Der VNB beseitigt auftretende Engpässe im Verteilungsnetz nach Möglichkeit durch netzbezogene Maßnahmen, insbesondere Netzschaltung oder vertraglich vereinbarte Eingriffe in Entnahme oder dezentrale Erzeugungseinheiten. Maßnahmen zum Engpassmanagement sind gemäß § 15 StromNZV transparent und diskriminierungsfrei zu gestalten. 31

Der VNB ist verpflichtet, gemäß § 15 StromNZV Engpässe in seinem Netz unverzüglich zu veröffentlichen. 32

### 3.3.3 Verlustausgleich

- 33 Die Verlustdeckung wird vom VNB für das eigene Netz durchgeführt. Die VNB sind verpflichtet, Verlustenergie in einem marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu beschaffen. Dabei sind Ausschreibungsverfahren durchzuführen, soweit dem nicht wesentliche Gründe entgegenstehen. Ein wesentlicher Grund kann insbesondere dann vorliegen, wenn die Kosten der Ausschreibungsverfahren in einem unangemessenen Verhältnis zu deren Nutzen stehen.

## 3.4 Systemdienstleistungen

- 34 *Systemdienstleistungen* sind erforderliche Leistungen, die Netzbetreiber für die Netznutzer zusätzlich zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie erbringen und damit die Qualität der Stromversorgung bestimmen:
- Frequenzhaltung (nur ÜNB)
  - Spannungshaltung
  - Versorgungswiederaufbau
  - System-/Betriebsführung
- 35 Der VNB nimmt seine Verantwortung gemäß § 14 EnWG für Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in seinem Netz wahr. Dazu stehen dem VNB folgende netzbezogene Möglichkeiten zur Verfügung:
- Netzschnittstelle
  - Ausnutzung betrieblich zulässiger Toleranzbänder
  - Lastumschaltung, Lastabschaltungen, Spannungsbandanpassungen
  - direkte Anweisung an alle Erzeuger
- 36 Die VNB sind nach § 14 Abs. 1a EnWG verpflichtet, Maßnahmen der ÜNB, in dessen Netz sie technisch eingebunden sind, nach dessen Vorgaben zu unterstützen.

### 3.4.1 Frequenzhaltung

Die Systemdienstleistung *Frequenzhaltung* ist alleinige Aufgabe des zuständigen ÜNB. 37

### 3.4.2 Spannungshaltung

An der *Spannungshaltung* beteiligen sich unter Koordination des zuständigen Netzbetreibers des jeweiligen Netzes die Erzeugungseinheiten und die am Netz angeschlossenen Letztverbraucher. Der VNB muss zum Zwecke der Spannungshaltung den Blindleistungsbedarf jederzeit entsprechend der Nachfrage anpassen. Hierzu stehen dem VNB innerhalb von Toleranzbändern unter anderem zur Verfügung: 38

- Erzeugungsanlagen
- Blindleistungskompensationsanlagen
- Stufung von Transformatoren
- Änderung der Netztopologie

### 3.4.3 Versorgungswiederaufbau

Im Rahmen seiner Verantwortung ist der VNB für einen zuverlässigen Betrieb seines Netzes verpflichtet, Konzepte für präventive und operative Maßnahmen zur Wiederherstellung des Betriebes nach Störungen bzw. Krisen zu erstellen. 39

### 3.4.4 Betriebsführung

Die Aufgaben der Betriebsführung des Verteilungsnetzes sind: 40

- die Überwachung bzw. Einhaltung der Betriebsparameter Strom und Spannung
- die Überwachung der Betriebsmittelzustände
- die Steuerung des Schaltzustands
- die Steuerung des Blindleistungseinsatzes zur Spannungshaltung
- der Netzwiederaufbau nach Störungen
- der Betrieb der notwendigen Mess- und Zähleinrichtungen

## 3.5 Netzplanung und Netzbetrieb

- 41 Der VNB ist für die Bereitstellung und den Betrieb wirtschaftlicher, zuverlässiger und sicherer Verteilungsnetze verantwortlich. Hierzu dienen die Grundsatz- und Ausbauplanung, die Betriebsplanung und die Betriebsführung.
- 42 Der VNB bestimmt zur Sicherstellung einer kostengünstigen Energieversorgung und eines effizienten Netzbetriebes und Netzausbaus im Rahmen seiner Planungs- und Betriebsgrundsätze, an welchem Netzanschlusspunkt, an welcher Spannungsebene und mit welchem Netzanschlusskonzept eine Kundenanlage angeschlossen wird.

### 3.5.1 Grundsatz- und Ausbauplanung

- 43 Der VNB stellt den Erzeugungseinheiten und Kundenanlagen geeignete Netzanschlusspunkte (z.B. Verfügbarkeit, Transportkapazität, Kurzschlussströme, Netzimpedanz) bereit und ermöglicht durch sein Netzführungskonzept den zuverlässigen Netzbetrieb.
- 44 Ein wichtiger Aspekt in der Grundsatz- und Ausbauplanung ist die *Versorgungszuverlässigkeit*. Der VNB sorgt durch die Wahrnehmung seiner Aufgaben in der Netzplanung, Betriebsplanung und Betriebsführung für eine angemessene Versorgungsqualität.

### 3.5.2 Betriebsplanung

- 45 Hierzu gehören Instandhaltungsarbeiten an Netzkomponenten und Baumaßnahmen im Netz.
- 46 Der VNB betreibt entsprechend der *Betriebsplanung* sein Netz so, dass beim Ausfall von Netzbetriebsmitteln nach Möglichkeit Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit vermieden werden.
- 47 Der VNB kann von seinen Versorgungskriterien vorübergehend abweichen, wenn dieses für betriebliche Arbeiten und Netzzubauten erforderlich ist.

### 3.5.3 Betriebsführung

- 48 Die *Betriebsführung* folgt den Vorgaben der Betriebsplanung und trägt im Rahmen einer kontinuierlichen Netzüberwachung dafür Sorge,

dass Störungen mit den augenblicklich verfügbaren betrieblichen Möglichkeiten und Betriebsmitteln in ihren Auswirkungen beherrscht bzw. begrenzt werden.

### **3.5.4 Netzführung**

Diese beinhaltet die Beherrschung bzw. Begrenzung der Auswirkungen von Störungen mit den verfügbaren Möglichkeiten und folgt dabei den Vorgaben der Betriebsplanung. **49**

### **3.5.5 Normalbetrieb**

Im Normalbetrieb führt der VNB den Betrieb seines Netzes so, dass vereinbarte Netznutzungen erfolgen können. Dabei sind alle Grenzwerte (z.B. Spannungsband, Lastströme und Kurzschlussströme) einzuhalten. **50**

Nach Ausfall eines Betriebsmittels wird durch den VNB schnellstmöglich der Normalbetrieb wieder hergestellt. **51**

### **3.5.6 Gestörter Betrieb**

Der gestörte Betrieb umfasst alle vom Normalbetrieb abweichenden Netzzustände. Der VNB hat im Rahmen des Störungsmanagements die Pflicht, die zur Störungsbegrenzung bzw. zum Versorgungswiederaufbau erforderlichen technischen Maßnahmen durchzuführen. **52**

Der VNB ergreift geeignete Maßnahmen zur Vermeidung oder Beseitigung von Netzengpässen. Dies umfasst auch den Einsatz aller dem VNB vertraglich zur Verfügung stehenden Maßnahmen wie z.B. Lastabschaltung oder Kraftwerkseinsatz. **53**

## **4 Unterschiede zu den NetzCodes von 2003**

### **4.1 TransmissionCode 2007**

Folgende wesentliche Unterschiede gibt es im TC 2007: **54**

- neues Kapitel „Umsetzung der Systemverantwortung“
- Anpassung von „Netzanschlussbedingungen“ (Blindleistungsbereitstellung)



- Vollständige Integration der VDN-Richtlinie „EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz“
- Kapitel Netznutzung gekürzt, wegen verbindlicher Regelungen durch EnWG bzw. Strom NZV und Festlegungen der BNetzA
- Umfangreiche Definitionen von „Systembetriebsplanung“ und „operativer Systemführung“
- Anpassung des (n-1)-Kriteriums in der Netzausbauplanung (n-1)

## 4.2 DistributionCode 2007

55 Folgende wesentliche Unterschiede gibt es im DC 2007:

- neues Kapitel „Resultierende Pflichten aus dem TC“
- Kapitel „Zugang zum Verteilungsnetz“ stark angepasst
- Verfahrensweise beim Netzanschluss nach § 17 EnWG
- Ausführungen zum Thema „Netzengpässe“

### 4.2.1 Schwarzstartfähigkeit

56 *Schwarzstartfähigkeit* ist die Eigenschaft einer Erzeugungseinheit, bei Trennung vom Netz autark mit netzunabhängigen Mitteln zu starten, auf Leerlaufbedingungen hoch laufen und Last übernehmen zu können. Sollten schwarzstartfähige Erzeugungseinheiten nicht direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sein, ist eine betriebliche Vereinbarung zwischen ÜNB, Betreiber der Erzeugungseinheit und dem VNB notwendig, an dessen Netz die Erzeugungsanlage angeschlossen ist.

### 4.2.2 Netzwiederaufbau-Konzept

57 Sollten schwarzstartfähige Erzeugungsanlagen nicht direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sein, erstellt der ÜNB ein Netzwiederaufbaukonzept und stimmt dieses mit dem Betreiber der Erzeugungsanlage und dem VNB, an dessen Netz die schwarzstartfähige Erzeugungsanlage angeschlossen ist, ab.

### 4.2.3 Training

Für den VNB gilt, soweit schwarzstartfähige Erzeugungsanlagen an das Verteilungsnetz angeschlossen sind, ebenso wie für den ÜNB, dass das eigene Personal in den Leitstellen zur Beherrschung kritischer Netzsituationen geschult wird. Darüber hinaus haben die VNB und die Betreiber von Erzeugungsanlagen eine Mitwirkungspflicht bei den von dem ÜNB durchgeführten Trainingsmaßnahmen. Hierbei ist ein Netzwiederaufbaukonzept mit detaillierter Vorgehensweise für das Personal der Leitstellen zu erarbeiten und in zyklisch durchzuführenden Trainingsveranstaltungen zu üben. 58

### 4.2.4 Der 5-Stufen-Plan

Der in Tabelle 4.1 dargestellte 5-Stufen-Plan stellt eine Voraussetzung zur Beherrschung von Großstörungen und Frequenzeinbrüchen dar. 59

<b>Stufe 1:</b>	49,8 Hz	Alarmierung des Personals und Einsatz der noch nicht mobilisierten Erzeugnisleistung auf Anweisung des ÜNB, Abwurf von Pumpen.
<b>Stufe 2:</b>	49,0 Hz	Unverzögerter Lastabwurf von 10-15 % der Netzlast.
<b>Stufe 3:</b>	48,7 Hz	Unverzögerter Lastabwurf von weiteren 10-15 % der Netzlast.
<b>Stufe 4:</b>	48,4 Hz	Unverzögerter Lastabwurf von weiteren 15-20 % der Netzlast.
<b>Stufe 5:</b>	47,5 Hz	Abtrennen aller Erzeugungsanlagen vom Netz.

Tab. 4.1: Der 5-Stufen-Plan zur Beherrschung von Großstörungen

Wenn der zeitliche Ablauf der Störung es zulässt, alarmiert der ÜNB schnellstmöglich in Stufe 1 die direkt angeschlossenen VNB und Betreiber der direkt an das Übertragungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen, so dass diese bereit sind, rasch und der Situation entsprechend zu reagieren. Dazu sind im Vorfeld zwischen den Beteiligten abgestimmte Maßnahmen einzuleiten. 60

Die benötigten Frequenzrelais werden durch den direkt angeschlossenen VNB und den relevanten Netzkunden nach vorheriger Abstimmung mit dem ÜNB installiert, parametrisiert und betrieben. Die 61

VNB ohne direkten Anschluss an das Übertragungsnetz werden in Abstimmung mit ihren vorgelagerten VNB entsprechend benötigte Frequenzrelais installieren, parametrieren und betreiben.

## **5 Literatur**

- [1] TransmissionCode 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber
- [2] DistributionCode 2007 – Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen

# Rückwirkungen von vermehrter Kraft-Wärme-Kopplung auf die ungekoppelte Stromerzeugung

Michael Beer und Serafin von Roon

Um die Auswirkungen eines weiteren Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zu quantifizieren, wurde ein Lastgang für die Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung sowie für die KWK-Stromerzeugung aus statistischen Daten synthetisiert. Es konnte gezeigt werden, dass bei einer Verdrängung der Kraftwerke nach Merit-Order, d.h. beginnend bei hohen Grenzkosten, der Verdrängungsmix zu 86,5% von Steinkohle dominiert wird. Mit Erdgas versorgte Kraftwerke fließen mit 11% in den Verdrängungsmix ein. Braunkohle (1,4%) und Heizöl (0,7%) spielen eine untergeordnete Rolle. Durch Parametervariation konnte gezeigt werden, dass zusätzlich installierte KWK-Leistung mit etwa einem Drittel zur Leistungssicherung beiträgt.

## Inhaltsübersicht

	Rn		Rn
1	Motivation	1–3	
2	Lastgänge	4–26	
2.1	Statistische Basis	4–8	
2.2	Stromverbrauchslastgang	9–19	
2.3	KWK-Lastgang	20–26	
		3	Arbeits- und Leistungs- betrachtung
		3.1	Arbeitsbetrachtung
		3.2	Leistungsbetrachtung
		4	Literatur

## 1 Motivation

Die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme weist im Vergleich zur getrennten Erzeugung einen hohen Nutzungsgrad auf. Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) kann somit zur Ressourcenschonung und zu verminderten CO<sub>2</sub>-Emissionen beitragen, da ungekoppelte Erzeugung ersetzt wird. Aus diesem Grund hat die Bundesregierung in einer Vielzahl von Programmen den Ausbau der KWK gefördert und am 5. Dezember 2007 im Integrierten Energie- und Klimapaket das Ziel zur Verdopplung der KWK-Stromerzeugung auf 25% der gesamten Stromerzeugung bis 2020 vorgegeben.

1

- 2 Neben den technisch bedingten Effizienzvorteilen stellt sich die Frage, welche Rückwirkungen eine vermehrte KWK-Erzeugung auf den bestehenden Kraftwerkspark hat. Eine aussagekräftige Analyse ist nur auf Basis von Lastgängen mit möglichst hoher zeitlicher Auflösung möglich.
- 3 Im Folgenden werden Methoden vorgestellt, mit denen der elektrische Gesamtlastgang und der KWK-Lastgang modelliert werden kann. Auf Basis dieser Lastgänge wird neben einer Arbeits- auch eine Leistungsbetrachtung durchgeführt. Hierdurch sind energiewirtschaftliche Aussagen über die Verdrängung konventioneller Erzeugung durch KWK-Erzeugung möglich.

## 2 Lastgänge

### 2.1 Statistische Basis

- 4 Betrachtungszeitraum für die folgenden Ausführungen ist das Jahr 2005. Für die Synthese des elektrischen Verbrauchsganges und des KWK-Erzeugungsganges stehen neben den Internetseiten der *Übertragungsnetzbetreiber* (ÜNB) weitere öffentliche Quellen zur Verfügung (vgl. Tabelle 2.1).
- 5 Abbildung 2.1 zeigt schematisch die verschiedenen Netz- und Verbrauchsebenen und, mit Nummern markiert, die verschiedenen veröffentlichten Lasten bzw. Leistungsflüsse.
- 6 Die von den vier ÜNB veröffentlichte Netzeinspeisung beinhaltet alle Zuflüsse in das jeweilige Höchstspannungsnetz. Da auch Durchleitungen durch die Netze möglich sind, kann die Summe der vier Netzeinspeisungen mehr als die Gesamterzeugung abbilden.
- 7 Die vertikale *Netzlast* ergibt sich aus der stundenscharfen Summe der Zu- und Abflüsse aus bzw. in niedrigere Netzebenen und direkt angeschlossene große Industriebetriebe. Die vertikale Netzlast kann negativ werden, wenn mehr aus den unteren Netzebenen ins Übertragungsnetz zurückgespeist wird, als die direkt angeschlossenen Verbraucher benötigen. Der Überschuss wird in einem der anderen Übertragungsnetze verbraucht oder ins Ausland exportiert. Die stundenexakte Summierung der vier vertikalen Netzlasten bildet ein Maß für die Lastcharakteristik der Verbraucher. Ein Teil der Verbrau-

Tab. 2.1: Statistische Basis für die Lastgangsynthese

Quelle	Inhalt	Jahressumme
Vertikale Netzlast der vier ÜNB [10]:	„(...) die vorzeichenrichtige Summe aller Übergaben aus dem Übertragungsnetz über direkt angeschlossene Transformatoren und Leitungen zu Verteilungsnetzen und Endverbrauchern.“	366 TWh
Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung [11], [9]:	Netzbelastung gemäß der Vereinbarung der UCTE für jeden dritten Mittwoch im Monat als Viertelstundenwert von 11:00 Uhr bis 11:15 Uhr	-
Leistung und Belastung der Kraftwerke [8]:	Netzeinspeisung der Kraftwerke der allgemeinen Versorgung für jeden dritten Mittwoch im Monat in Stundenwerten nach Energieträgern	-
Nettoerzeugung inkl. KWK [8]:	Monatliche Erzeugung der allgemeinen Versorgung nach einzelnen Energieträgern	498 TWh
Windenergieeinspeisung [8]:	Stromerzeugung aus Windkraft; ab 2006 aufgeteilt nach den vier Regelzonen	27,2 TWh (2005) 30,5 TWh (2006)
Berichte der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme beim BDEW [2]:	Monatliche Erzeugungsmengen der AGFW-Mitgliedsunternehmen	-
Außentemperatur [6]:	Witterungsdaten für Wetterstationen in Bayern	-

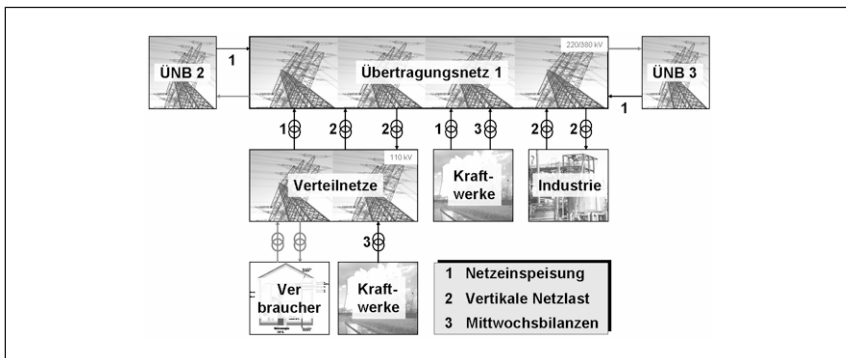


Abb. 2.1: Abgrenzung der Begrifflichkeiten

cherlast wird jedoch direkt durch Erzeugung in den Verteilnetzen gedeckt. Daher bildet das zeitliche Integral unter der vertikalen Netzlast mit 366 TWh (2005) nicht die gesamte Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung mit 498 TWh ab.

- 8 Die Mittwochsbilanzen geben die Netzeinspeisung aller Kraftwerke der allgemeinen Versorgung für jeden dritten Mittwoch im Monat in Stundenwerten nach Energieträgern an. Damit repräsentieren sie die tatsächliche Lastsituation besser, als die vertikale Netzlast, der die Kraftwerke der unteren Netzebenen fehlen. Kraftwerke, die nicht der allgemeinen Versorgung angehören, wie beispielsweise Windkraftanlagen, sind allerdings in den Mittwochsbilanzen nicht enthalten.

## 2.2 Stromverbrauchslastgang

- 9 Im Folgenden wird die Vorgehensweise zur Erzeugung eines Jahreslastganges für die Erzeugung der allgemeinen Versorgung und des elektrischen Verbrauchs für 2005 aus den verfügbaren statistischen Daten erläutert. Die vertikale Netzlast soll so korrigiert werden, dass sowohl die Erzeugungsmenge, als auch die Charakteristik inklusive der Jahreshöchstlast möglichst gut abgebildet werden. Ein weiteres Qualitätsmerkmal dieser berechneten Lastkurve soll die Abbildung der Stundenwerte der Mittwochsbilanzen sein. Für die Umrechnung der vertikalen Netzlast auf die durch den bestehenden Kraftwerkspark zu deckende Verbraucherlast sind die folgenden Ansätze denkbar.
- 10 Eine einfache Möglichkeit, die gewünschte Jahreserzeugungsmenge nachzubilden, ist die Korrektur der vertikalen Netzlast mit einem festen Faktor. Dieser ergibt sich aus der Jahreserzeugung der allgemeinen Versorgung (498 TWh) und der durch die vertikale Netzlast repräsentierten Erzeugung (366 TWh) zu 1,36. Für das betrachtete Jahr 2005 werden somit die einzelnen Lastpunkte der vertikalen Netzlast um jeweils 36 Prozent angehoben. Nach dieser Methode wird eine hohe vertikale Netzlast (Hochlast) stärker erhöht als eine niedrige vertikale Netzlast (Schwachlast). Der so synthetisierte Lastgang stimmt zwar mit der Jahreserzeugung überein, ein Vergleich mit den zwölf Mittwochsbilanzen zeigt jedoch, dass die Lastcharakteristik systematisch verzerrt ist.

- 11 Eine weitere Möglichkeit zur Korrektur ist, den Fehlbetrag als Band konstanter Leistung zu addieren. Im Jahr 2005 wurden so durchschnittlich pro Stunde 15 GWh mehr erzeugt, als die vertikale Netzlast vorgibt. Die Addition des konstanten Sockelbetrages bewirkt eine Parallelverschiebung der vertikalen Netzlast. Auch bei dieser Methode wird zwar die Erzeugungsmenge, nicht aber der Lastverlauf der Mittwochsbilanzen richtig abgebildet.
- 12 Aufgrund der unzureichenden Abbildung der Lastgangscharakteristik bei Multiplikation mit einem festen Faktor und Addition eines Bandes konstanter Leistung wird eine Ausgleichsfunktion addiert. Um die festen Lastpunkte der Mittwochsbilanzen zu erreichen, darf dieses Lastband nicht konstant sein. Die einzelnen Punkte der vertikalen Netzlast werden dazu um den jeweiligen Fehlbetrag verschoben. Gleichzeitig müssen auch die angrenzenden Punkte angepasst werden, um weiterhin einen stetigen Lastverlauf zu erhalten.
- 13 Ein Verfahren zur harmonischen, stetigen Verbindung von bekannten Stützpunkten ist die Anwendung von Splines. Das sind Polynome  $n$ -ten Grades, die so zwischen die Punkte gelegt werden, dass die Steigung der Funktionen links und rechts der Stützpunkte gleich ist.
- 14 Abbildung 2.2 zeigt in den Punkten die absolute Abweichung der vertikalen Netzlast von den 24 Stundenwerten der Mittwochsbilanz als fehlende Leistung. Hervorgehoben ist der kubische Spline, der die 11:00 Uhr Werte korrigiert. Am dritten Januarmittwoch liegt die vertikale Netzlast beispielsweise um ca. 14 GW unter der gemeldeten Erzeugungslleistung, während im Juni die Abweichung lediglich knapp 7 GW beträgt.
- 15 Die Streuung der Abweichung an den einzelnen Tagen ist mit bis zu 5 GW relativ groß. Aus diesem Grund reicht es nicht aus, eine einzelne Korrekturfunktion zu erstellen. Daher wurden 24 Korrekturfunktionen für jede Tagesstunde berechnet. Mit Hilfe dieser 24 Funktionen konnte somit zu jedem der 8.760 Werte der vertikalen Netzlast ein individueller Korrektur-Summand ausgewiesen werden. Die Abweichung in der Jahreserzeugung beträgt bei dieser Methode 3,7%.



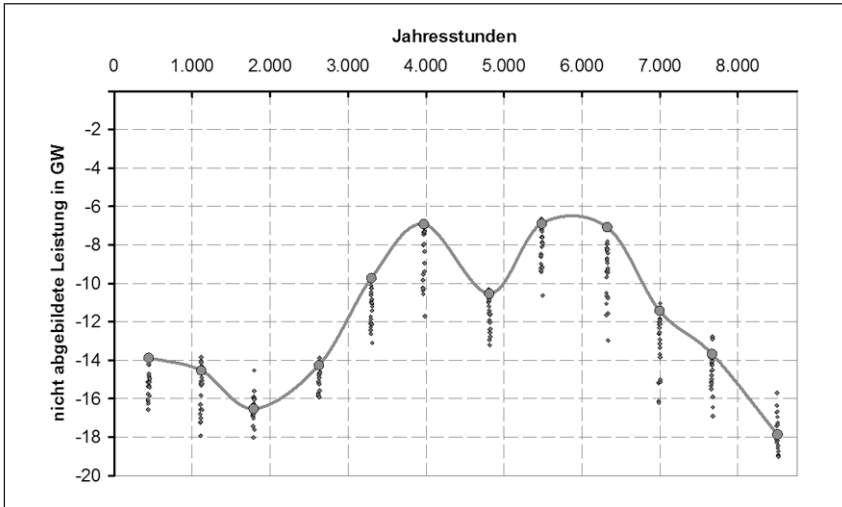


Abb. 2.2: Abweichung der vertikalen Netzlast von der tatsächlichen Erzeugung der allgemeinen Versorgung

- 16 In den Mittwochsbilanzen ist nur die Erzeugung der allgemeinen Versorgung und nicht die Windstromeinspeisung abgebildet. Für den gesamten Erzeugungslastgang muss der Windlastgang daher zur korrigierten vertikalen Netzlast addiert werden.
- 17 Die Windstromeinspeisung wird seit 2006 von allen vier ÜNB veröffentlicht. Für 2005 sind lediglich die Daten für das Netzgebiet von Vattenfall öffentlich verfügbar. Aufgrund der Erzeugungsanteile dominieren die Einspeisungscharakteristika der Windstromerzeugung im Vattenfall- (37,5% in 2006) und im E.ON-Netzgebiet (42,5% in 2006) den Leistungsgang der bundesweiten Stromerzeugung aus Wind. Für die Berechnung des Lastgangs für 2005 wird die Windstromeinspeisung ins Netzgebiet von Vattenfall als charakteristisch für die gesamte Erzeugung angesehen. Das Integral des von Vattenfall veröffentlichten Leistungsganges aus dem Jahr 2005 wurde daher zunächst normiert und mit 27,2 TWh skaliert. Das Ergebnis gibt den Leistungsgang der Windstromeinspeisung 2005 wieder.
- 18 Abbildung 2.3 zeigt den mit Hilfe von Splines ermittelten Erzeugerlastgang für das Jahr 2005 als Rasterdiagramm. Diese Form der Darstellung ermöglicht ein schnelles visuelles Erfassen von großen Datenmengen. Dabei sind die einzelnen Tage auf der Abszisse und die

einzelnen Stunden des Tages auf der Ordinate aufgetragen. Der jeweilige Wert ist farblich codiert dargestellt, hohe Werte in weiß und niedrige Werte in schwarz.

Es ist beispielsweise zu erkennen, dass im Winter zwei *Verbrauchsspitzen*, mittags und abends, auftreten, während im Sommer und in der Übergangszeit nur eine Mittagsspitze erkennbar ist. Des Weiteren zeigt sich, dass der morgendliche Lastanstieg zu deutlich konstanteren Zeiten auftritt, als der Rückgang der Last am Abend. Die senkrechte Streifenbildung ist auf die einzelnen Wochenlastgänge und den niedrigeren Stromverbrauch am Wochenende zurückzuführen.

19

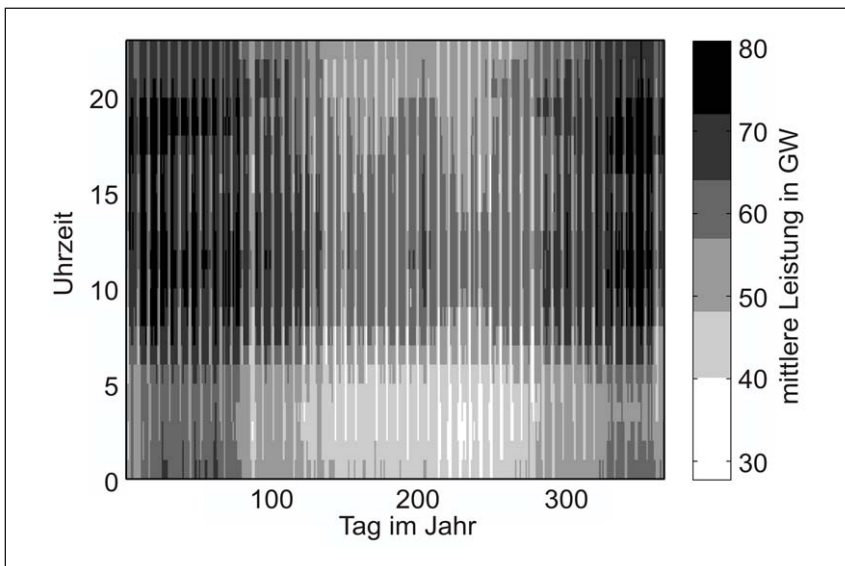


Abb. 2.3: Erzeugerlastgang für das Jahr 2005 als Rasterdiagramm

## 2.3 KWK-Lastgang

Die gesamte ins Stromnetz einspeisende KWK-Stromerzeugung betrug 2005 58,8 TWh [12], wovon die allgemeine Versorgung einen Anteil von 52,3 TWh [8] hatte. Die Monats-Charakteristik des Jahres 2005 der allgemeinen KWK-Erzeugung ist in Abbildung 2.4 dargestellt. Wie erwartet, ist sowohl der Anteil der KWK-Wärmeerzeugung als auch der KWK-Stromerzeugung im Sommer geringer als im Winter. Die Stromkennzahl bewegt sich 2005 um den Mittelwert von

20

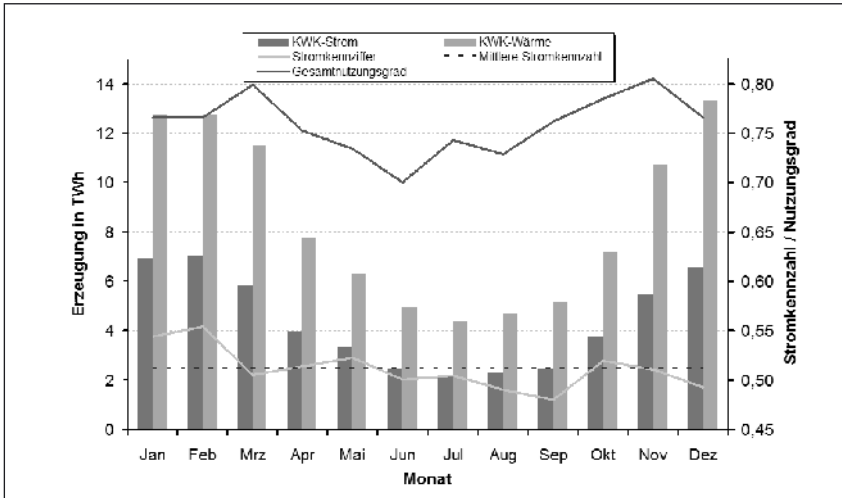


Abb. 2.4: Monatsgang der KWK-Strom- und -Wärmeerzeugung 2005 [8]

0,51. Der Gesamtnutzungsgrad liegt in den Wintermonaten bei 77 bis 81% und nimmt im Sommer auf bis zu 70% ab.

- 21 Auf der Basis von *Fernwärmelastgängen* von mehregroßen Stadtwerken in Deutschland wurde an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. eine Funktion zur Ermittlung des Fernwärmelastgangs entwickelt. Hiermit ließ sich der auf die mittlere Leistung normierte stundenscharfe Fernwärmelastgang für Deutschland lediglich mit der Datumsangabe (Wochentag bzw. bundesweiter Feiertag) und der Außentemperatur der Region Würzburg berechnen.
- 22 Die Datumsangabe wurde benötigt, da gezeigt werden konnte, dass der Fernwärmebedarf bei gleicher Außentemperatur stark von der Uhrzeit und dem Wochentag bestimmt wurde. Eine Unterscheidung in die zwei Gruppen Montag bis Freitag einerseits, sowie Samstag, Sonntag und Feiertag andererseits erwies sich als ausreichend.
- 23 Die mittlere Temperatur wurde als gleitendes gewichtetes 72-Stundenmittel gebildet. Hierbei gingen die Temperaturen der 24 unmittelbar davor liegenden Stunden mit 50%, die nächsten zurückliegenden Stunden mit 30% und die 24 am längsten zurückliegenden Stunden mit 20% in die Berechnung des Mittelwertes ein. Die Temperaturdaten von drei Wetterstationen bei Würzburg wurden von der Internetseite der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft bezogen [6].

Der Fernwärmelastgang wurde durch die Multiplikation mit der Stromkennzahl in einen normierten KWK-Stromlastgang umgerechnet. Da die Stromkennzahl nicht konstant war (vgl. auch Abbildung 2.4), wurden auf Basis der Monatsbilanzen des Statistischen Bundesamtes die mittleren Stromkennzahlen für jeden Monat im Jahr 2005 ermittelt (vgl. [8]).

24

Der normierte KWK-Lastgang wurde im folgenden Schritt mit der von der Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft (AGFW) veröffentlichten mittleren KWK-Stromerzeugung von 35,6 TWh für 2005 skaliert [2]. Dies entsprach einer mittleren Leistung von 4,06 GW. Mit dem so erzeugten KWK-Lastgang konnten Monatsbilanzen erstellt und mit der vom Statistischen Bundesamt ausgewiesenen monatlichen KWK-Stromerzeugung verglichen werden [8]. Die fehlende KWK-Erzeugung war in jedem Monat etwa gleich hoch. Da somit nur eine geringfügige Temperaturabhängigkeit des Fehlbetrags bestand, wurde die Differenz zwischen der von der AGFW ausgewiesenen KWK-Stromerzeugung von 35,6 TWh und der vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten KWK-Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung von 52,3 TWh durch Addition einer konstanten Leistung zum KWK-Lastgang ausgeglichen. Der modellierte stundenscharfe KWK-Lastgang für 2005 ist in Abbildung 2.5 dargestellt.

25

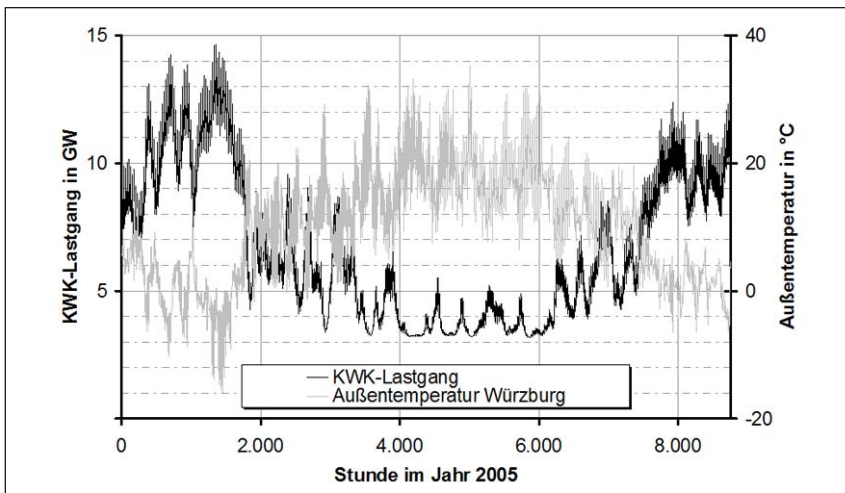


Abb. 2.5: Modellierter KWK-Lastgang für 2005

26 Wie in Abbildung 2.5 zu erkennen ist, bestand eine hohe Temperaturabhängigkeit bei der KWK-Stromerzeugung. Dennoch ist auch im Sommer ein wesentlicher Grundlastanteil bei der KWK-Erzeugung zu erkennen.

### 3 Arbeits- und Leistungsbetrachtung

#### 3.1 Arbeitsbetrachtung

27 Der Prozess der KWK kann energiewirtschaftlich durch einen Vergleich mit ungekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung bewertet werden. Die Schwierigkeit dieser Methodik besteht jedoch darin, dass einer KWK-Erzeugung, deren Anlagen- und Brennstoffart sowie Nutzungsgrade bekannt sind, ein hypothetisches System ungekoppelter Erzeugung gegenübergestellt wird. Für dieses System besteht bei der Auswahl der Erzeugungsanlagen eine Vielzahl von Alternativen. Die Spannweite der Literaturwerte zur CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch KWK ist daher sehr groß, wie anhand verschiedener angewendeter Referenzsysteme in dem Artikel „Bewertung des Klimaschutzeffektes durch Kraft-Wärme-Kopplung“ [7] diskutiert wurde. In diesem Artikel wurde als ein mögliches Referenzsystem ein so genannter Verdrängungsmix vorgestellt. Die Idee war hierbei, dass auf Basis einer

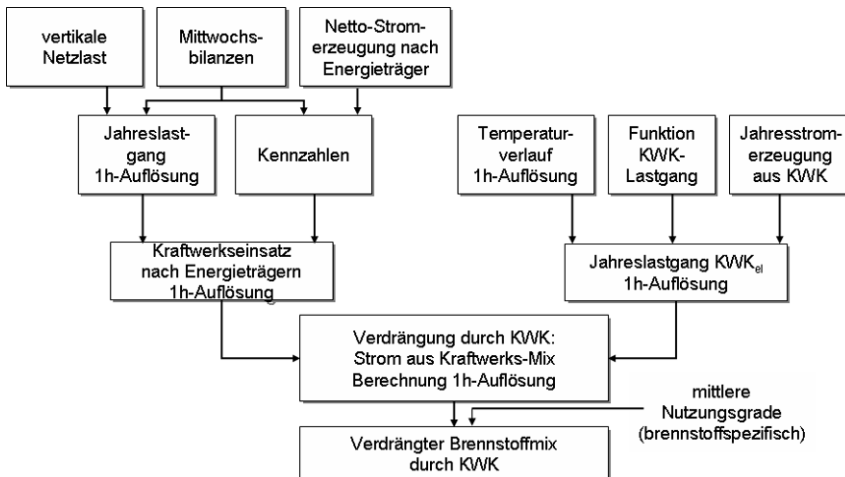


Abb. 3.1: Methodik zur Ermittlung des verdrängten Brennstoffmixes durch KWK

stundenscharfen Kraftwerkseinsatzplanung ermittelt wurde, welche Kraftwerke durch die zusätzliche KWK-Erzeugung verdrängt wurden. Der Jahreslastgang der allgemeinen Versorgung und der KWK-Erzeugungsgang waren hierbei wesentliche Eingangsgrößen. Auf Basis der oben vorgestellten Methoden zur Ermittlung des Verbrauchs- und KWK-Lastgangs bestand die Möglichkeit den KWK-Verdrängungsmix für das Jahr 2005 zu berechnen. Die Methodik zur Ermittlung des Verdrängungsmixes von KWK-Strom ist in Abbildung 3.1 dargestellt.

Der *Kraftwerkseinsatz* wurde im ersten Schritt energieträgerscharf für jede Stunde eines Jahres modelliert (linker Ast in Abb. 3.1). Im zweiten Schritt wurde die zusätzliche KWK-Erzeugung für das gleiche Jahr in 1h-Auflösung abgebildet (rechter Ast in Abb. 3.1). Abschließend konnte ermittelt werden, wie sich der Einsatz der Kondensationskraftwerke wegen der erhöhten KWK-Erzeugung veränderte. Die so ermittelte Differenz im Energieträgermix wurde als Verdrängungsmix ausgewiesen. **28**

Der Jahreslastgang der allgemeinen Versorgung wurde nach der oben beschriebenen Methodik für das Jahr 2005 modelliert. Eine wesentliche Nebenbedingung in dem Verdrängungsmix-Tool war die Übereinstimmung der jährlichen Nettostromerzeugung der jeweiligen Energieträger mit der Erzeugung aus den amtlichen Statistiken in diesem Jahr. Der modellierte Lastgang weicht von der statistisch erfassten jährlichen Stromerzeugung um 3,7% ab. Daher wurde der synthetisierte Jahreslastgang um eine konstante Ausgleichsleistung ergänzt. **29**

Durch Zusammenfassen der Kraftwerke mit gleichem Energieträger wurde der Kraftwerkseinsatz energieträgerspezifisch modelliert. Um die Charakteristik des Kraftwerkseinsatzes zu bestimmen, wurden die zwölf *Mittwochsbilanzen* des Jahres 2005 ausgewertet. In Abbildung 3.2 und Abbildung 3.3 sind die Erzeugungsbilanzen der allgemeinen Versorgung am 3. Mittwoch im Januar und Juli 2005 dargestellt. **30**

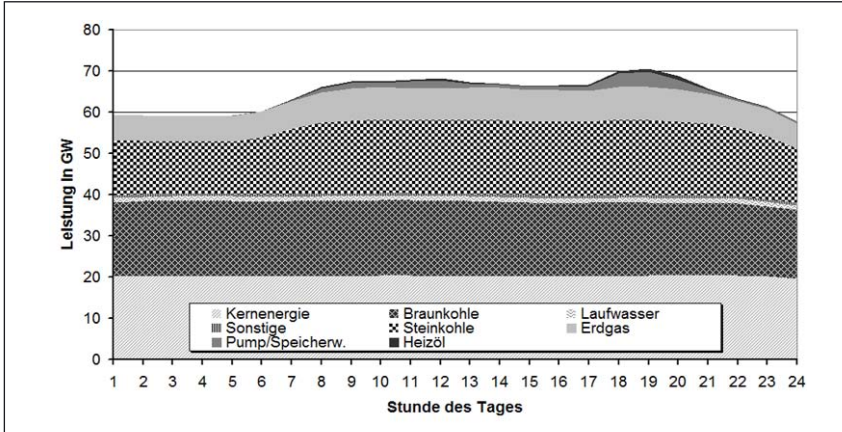


Abb. 3.2: Mittwochsbilanz der allgemeinen Versorgung im Januar 2005 nach [8]

31 Der Kraftwerkseinsatz erfolgt im liberalisierten Markt nach der *Merit-Order*, d.h. dass die Kraftwerke in der Reihenfolge der geringsten Grenzkosten eingesetzt werden. Mit Hilfe der Mittwochsbilanzen konnte die Charakteristik des Einsatzes der verschiedenen Kraftwerkstypen aufgezeigt werden. Die Braunkohle- und Kernkraftwerke führen als typische Grundlastkraftwerke untertags mit nahezu konstanter Leistung. Saisonal variierte ihre Leistung jedoch deutlich. Im Januar betrug beispielsweise die Leistung von Braunkohle- und Kernenergiekraftwerken in etwa 40 GW und im Juni lediglich ca. 30 GW.

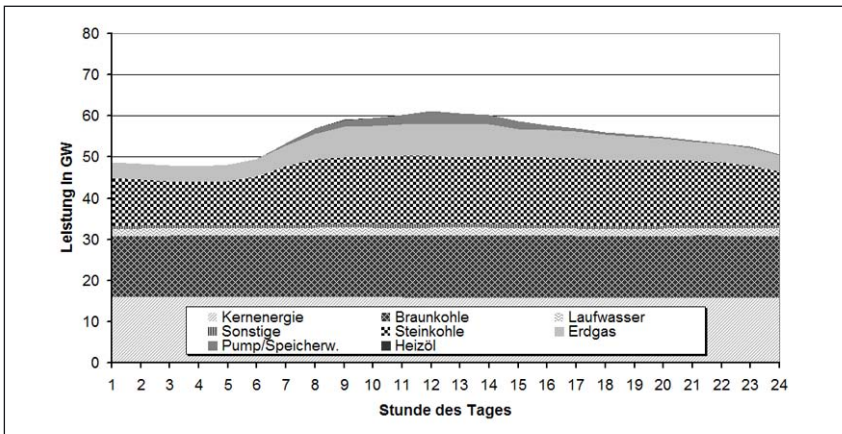


Abb. 3.3: Mittwochsbilanz der allgemeinen Versorgung im Juli 2005 nach [8]

Andere Kraftwerkstypen, wie beispielsweise Steinkohlekraftwerke, führen den Tageslastgang nach. Die Auswertung der Mittwochsbilanzen zeigte auch in Zeiten geringer Last den Betrieb von Erdgas-Kraftwerken, obwohl eine ausreichende Kapazität an Steinkohlekraftwerken zur Verfügung stand. Dies widersprach auf den ersten Blick der Logik der Merit-Order, da Steinkohle günstiger war als Erdgas. Hierfür konnten einige Erklärungen gefunden werden. Mit Erdgas betriebene KWK-Anlagen liefen zur Deckung der thermischen Last. Aufgrund der besseren Lastwechselflexibilität wurden die mit Erdgas betriebenen Kraftwerken zum Ausgleich von *Lastschwankungen* betrieben. In den zusammengefassten Erdgas-Kraftwerken waren auch moderne GuD-Kraftwerke enthalten, die aufgrund des hohen Nutzungsgrades (bis fast 60%) geringere Grenzkosten als manche Steinkohlekraftwerke aufwiesen.

Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke wurden zusammengefasst und ein typischer Wochenlastgang hinterlegt. Dieser Lastgang wurde auf Basis einer wirtschaftlichen Optimierung der Fahrweise anhand der EEX-Preise ermittelt. 32

Der Jahreslastgang der allgemeinen Versorgung wurde mit Kraftwerken, beginnend mit den geringsten Grenzkosten und unter Einhaltung der oben ermittelten Kennzahlen sowie der energieträgerspezifischen Jahreserzeugung aufgefüllt. Der synthetisierte Kraftwerkseinsatz für das Jahr 2005 ist in Abbildung 3.4 dargestellt. 33

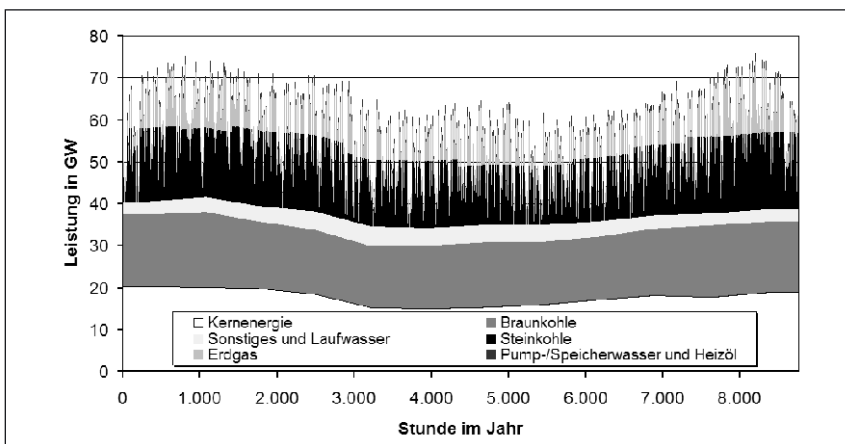


Abb. 3.4: Modellierter Kraftwerkseinsatz für 2005



- 34 Auf Basis des stundenscharfen Kraftwerkseinsatzes im Jahr 2005 konnte anschließend berechnet werden, welche Kraftwerkstypen durch Erzeugung aus neu zugebauten Quellen substituiert wurden. Es wurde sowohl die Annahme getroffen, dass zusätzliche KWK-Erzeugung zunächst in jeder Stunde Mittellast- und Spitzenlastkraftwerke verdrängte, als auch, dass die Erzeugung dieser Kraftwerke anteilig – entsprechend der Leistung zu diesem Zeitpunkt – verdrängt wurde.
- 35 Bei den Erdgaskraftwerken wurde, wie oben erläutert, auf Basis der Auswertung der Mittwochsbilanzen eine monatliche Mindestleistung festgelegt, die immer am Netz ist. Regenerative und sonstige Energieträger sind normalerweise Must-Run-Anlagen bzw. weisen Grundlastcharakteristik auf. Die Fahrweise der Pump- und Speicherkraftwerke wurde i.d.R. allein durch die Preischarakteristik, d.h. dem Verhältnis zwischen Hoch- und Niedrigpreisen bestimmt. Da die grundsätzliche Preischarakteristik an der EEX nicht wesentlich durch die zusätzliche KWK-Erzeugung verändert worden wäre, wurde angenommen, dass diese Kraftwerke ebenfalls nicht verdrängt wurden. Nur wenn in einer Stunde die KWK-Leistung die Leistung der verdrängbaren Kraftwerke überstieg, wurde auch Erzeugung aus Grundlastkraftwerken ersetzt. Es konnte von einer alleinigen Verdrängung von Braunkohlekraftwerken ausgegangen werden, da der CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandel Braunkohlekraftwerke in der Merit-Order deutlich schlechter stellt. Die Veröffentlichung von Kraftwerkseinsatzdaten bei der EEX bestätigt diese Annahme [5].
- 36 Für die Bestimmung des Verdrängungsmixes von vermehrter KWK-Erzeugung musste neben dem Kraftwerkseinsatz der Lastgang neu installierter KWK-Anlagen ermittelt werden. Für die Verdrängung im Stromerzeugungsmix 2005 durch zusätzliche KWK-Stromerzeugung wurde angenommen, dass diese die gleiche Charakteristik aufwies wie ermittelte KWK-Erzeugung der allgemeinen Versorgung (s.o.). Neben der Charakteristik des KWK-Lastgangs, musste noch die Höhe der jährlichen zusätzlichen KWK-Stromerzeugung festgelegt werden. Sensitivitätsanalysen zeigten, dass der Verdrängungsmix bei Ausbauszenarien von bis zu 30 TWh<sub>el</sub> zusätzlicher KWK relativ stabil war. Grundsätzlich ergab sich bei höherer KWK-Stromerzeugung ein größerer Anteil an verdrängten Grundlastkraftwerken. Die Braunkohlegrundlastkraftwerke wiesen die höchsten spezifischen Emissionen auf, so dass der gewichtete spezifische CO<sub>2</sub>-Emissions-

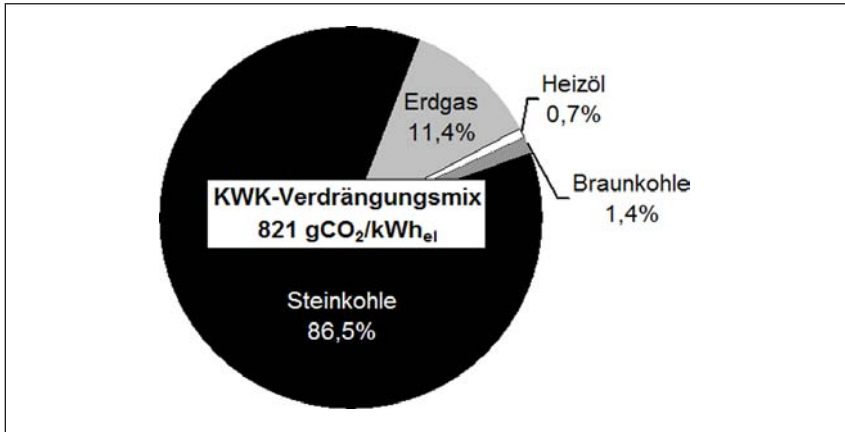


Abb. 3.5: KWK-Verdrängungsmix 2005

faktor mit zunehmender KWK anstieg. Abbildung 3.5 zeigt den Verdrängungsmix für eine zusätzliche KWK-Stromerzeugung von 10 TWh für das Jahr 2005.

Für die Berechnung des spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktors wurden noch die mittleren Nutzungsgrade der Kraftwerke und die brennstoffspezifischen Emissionen benötigt. Durch die Rechnung mit den mittleren Nutzungsgraden ergab sich eine untere Abschätzung des spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktors, da im Sinne der Merit-Order zunächst immer die Kraftwerke mit den schlechtesten Nutzungsgraden verdrängt wurden. Des Weiteren wurde bei den mit Erdgas betriebenen Kraftwerken in den amtlichen Statistiken nicht zwischen GuD-Kraftwerken und reinen Gasturbinenkraftwerken unterschieden. Auf Basis der verdrängten Brennstoffmenge ließ sich ein gewichteter spezifischer CO<sub>2</sub>-Emissionfaktor von 821 g/kWh<sub>el</sub> berechnen. Der Verdrängungsmix wurde mit 86,5% von Steinkohle dominiert. Erdgas machte 11,4% des Verdrängungsmixes aus. Heizöl mit 0,7% und Braunkohle mit 1,4% waren von eher untergeordneter Rolle.

37

### 3.2 Leistungsbetrachtung

Neben der energetischen Betrachtung sind für die energiewirtschaftlichen Auswirkungen insbesondere Überlegungen zur Leistung bzw. Leistungssicherung durch KWK interessant. Dass bei einem Ausbau

38

der KWK an anderer Stelle Überkapazitäten entstehen, ist unbestritten. Bisher steht allerdings eine Quantifizierung dieser Effekte aus.

- 39 Selbst am Höchstlasttag eines Jahres ist immer noch zusätzliche Reservekapazität als Sicherheit verfügbar. Der Verband der Netzbetreiber beim BDEW (ehemals VDN), wie auch dessen europäisches Pendant, die Union for the Co-ordination of transmission of electricity (UCTE), veröffentlicht jährliche Zusammenstellungen der Leistungsbilanz für die Viertelstunde von 11:00 Uhr bis 11:15 Uhr an jedem dritten Mittwoch im Monat ([11], [9]). Sie enthält Angaben zu verfügbarer Leistung und notwendiger bzw. verfügbarer Reserve.

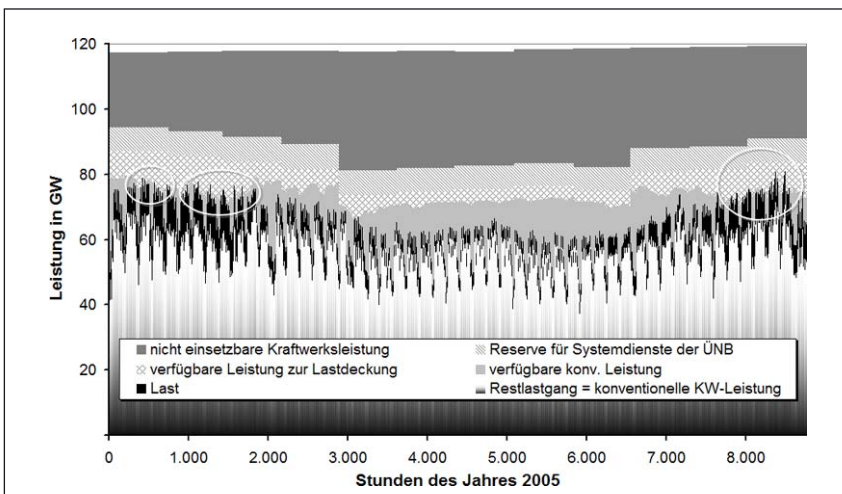


Abb. 3.6: Leistungsbilanz der Stromversorgung im Jahr 2005 einschließlich KWK

- 40 Abbildung 3.6 zeigt die auf Basis der statistischen Daten von VDN bzw. UCTE erstellte Analyse der Rolle der KWK in der Leistungsbilanz der Stromversorgung für 2005. Unter „nicht einsetzbare Kraftwerksleistung“ fallen in dieser Darstellung neben der nicht planbar einsetzbaren Leistung auch die Kraftwerksausfälle und Revisionen. Für die verfügbare Leistung  $P_{\text{verfügbar}}(t)$  wurde angenommen, dass der ausgewiesene Wert für den gesamten Monat gilt. Diese wurde um die KWK-Leistung der einzelnen Stunden nach dem KWK-Lastgang  $P_{\text{KWK}}(t)$  bereinigt.

Der daraus entstehende Leistungsgang  $P_{konv,verfügbar}(t)$  spiegelt die verfügbare Leistung in konventionellen Kraftwerken wider. Unter dem Begriff „konventioneller Kraftwerkspark“ sind hier die ungekoppelten Erzeugungskapazitäten in reinen Kraftwerken zusammengefasst. Ebenfalls eingetragen ist der zu deckende Verbraucherlastgang  $P_{Last}(t)$  und der nach Abzug der KWK-Einspeisung zu deckende Restlastgang  $P_{Rest}(t)$ .

Die verfügbare Leistung in konventionellen Kraftwerken müsste ohne Einspeisung von KWK in der Lage sein, die Last zu jeder Stunde des Jahres zu decken, wenn die KWK keine konventionelle Leistung ersetzt: **41**

$$P_{konv,verfügbar}(t) - P_{Last}(t) > 0$$

Ist dies nicht der Fall, würde unter der Annahme einer gleich bleibenden Revisionsplanung der Wegfall der KWK dazu führen, dass die Last nicht mehr gedeckt werden könnte (markierte Stellen in Abbildung 3.6). Das so für das Jahr 2005 maximal auftretende Leistungsdefizit betrug 6,9 GW. **42**

Die KWK trägt vornehmlich im Winter zur Leistungssicherung bei, wenn sowohl die Last, als auch die KWK-Einspeisung sehr hoch sind. Das ist nicht unbedingt selbstverständlich, wenn man bedenkt, dass im Sommer die verfügbare Leistung zur Lastdeckung am geringsten ist. Dann waren viele Kraftwerke (bis zu 15 GW) auf Grund der geringeren Last in Revision. Die geringste zusätzliche Reserveleistung im konventionellen Kraftwerkspark ergibt sich nach folgender Formel: **43**

$$P_{Reserve} = \text{MIN} \left[ P_{konv,verfügbar}(t) - P_{Rest}(t) \right]$$

Damit lässt sich die konventionelle Kraftwerksleistung ermitteln, die bei derzeitiger Fahrweise und Revisionsplanung der Kraftwerke nicht angefragt wird. Demnach errechneten sich für 2005 im Dezember etwa 3 GW an zusätzlicher Reserveleistung im konventionellen Kraftwerkspark. Diese Überdeckung ist u.a. für die hohe Versorgungssicherheit in Deutschland mit verantwortlich. **44**

- 45 Zur Bewertung des Grenznutzens der KWK muss die gekoppelte KWK-Leistung nach [1] angesetzt werden, die zur Erzeugung der 58,5 TWh an KWK-Strom notwendig war. In [4] wurde der gesamte KWK-Bestand für 2005 analysiert, also inklusive der Anlagen, die nicht ins Netz der allgemeinen Versorgung einspeisten. Diese stellten 2005 mit 32,8 GW KWK-Leistung 68,3 TWh an KWK-Strom bereit. Daraus errechnet sich eine Ausnutzungsdauer von etwa 2.080 h. Mit der Annahme gleicher Ausnutzungsdauer ergibt sich für die KWK-Anlagen der allgemeinen Versorgung eine Leistung von etwa 28,2 GW. Diese Leistung liegt jedoch nicht gleichzeitig am Netz an. Die maximal aufgetretene KWK-Leistung im Jahr 2005 war mit ca. 14,6 GW um etwa 48% niedriger.
- 46 Wenn von der Annahme ausgegangen wird, dass eine neue KWK-Anlage ebenfalls der charakteristischen Fahrweise des Bestandes folgt, wird auch eine neu zu bauende KWK-Anlage Leistung im konventionellen Kraftwerkspark verdrängen.
- 47 Zum Zeitpunkt der minimalen Reserveleistung  $P_{Reserve}$  betrug die KWK-Leistung ca. zwei Drittel ihrer maximalen am Netz anliegenden Leistung. Durch Parametervariation kann nun gezeigt werden, dass ein zusätzlich installiertes GW an KWK-Anlagenleistung mit ca. einem Drittel zur Leistungssicherung beiträgt.

## 4 Literatur

- [1] Arbeitsblatt FW 308 – Zertifizierung von KWK-Anlagen, Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. (AGFW), Frankfurt, November 2002
- [2] Branchenreport 2006 der AGFW, Bezug über [www.agfw.de](http://www.agfw.de), Zugriff am 17.05.2007
- [3] Beer, Michael et al.: Energie-Daten und Analyse R&D (EduaR&D), Teilprojekt: Ganzheitliche und dynamische Bewertung der KWK mit Brennstoffzellentechnologie, Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, 2007
- [4] Blesl, M.: KWK-Anlagenbestand: Potenziale für weitere Modernisierungen, in EuroHeat&Power, Heft 4, 2007

- [5] European Energy Exchange, deutsche Energiebörse in Leipzig, [www.eex.de](http://www.eex.de), letzter Stand: Mai 2007
- [6] Internetseite der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft; [www.lfl-bayern.de](http://www.lfl-bayern.de), Zugriff am 17.05.2007
- [7] von Roon, S.: Bewertung des Klimaschutzeffektes durch Kraft-Wärme-Kopplung, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* Jg. 55 Heft 11, 2005
- [8] Statistisches Bundesamt: Monatsberichte über die Elektrizitätsversorgung, verschiedene Monate, 2008
- [9] Union for the Co-ordination of transmission of electricity: System Adequacy Retrospect 2005
- [10] Netzkennzahlen der vier Übertragungsnetzbetreiber, <http://www.vdn-berlin.de/netzkennzahlen.asp>, 2007
- [11] Verband der Netzbetreiber beim VDEW: Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland Rückschau, Berlin, verschiedene Jahre
- [12] Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW, [www.vdn-berlin.de](http://www.vdn-berlin.de), Stand: Mai 2007







## Schlagwortübersicht

	Rn.		Rn.
Ablaufphasen	37, 109ff.	Gasausbauphase	22ff.
Aktionsprogramm	60, 127	Geometrie	80
Analysemethoden	84	Inhalte	15ff.
ATKIS	145	Interoperationalität	87ff.
Bestandsaufnahme	43f., 113	Klassifizierung	21
CAD	62	Klimarahmenkonvention	31
DAIS	107	Konfliktanalyse	133ff., 158f.
Datenqualität	100	Konfliktbereiche	140, 143
Datenquantität	99	Konzeptbewertung	57ff., 124ff.
Definition	71ff.	Konzeptentwicklung	53ff., 119ff.
DGK5	148	Landschaftsrahmenplan	152
DKM	145	MERKIS	103
DLM	145	Methoden	15ff.
DLR	107	Modellierung	67
DSM	145	Ölkrisen	24
Dynamik	82	Ornithologische Güterwertkarte	153
Ebenen	16	Pufferung	157
EDV-Werkzeuge	70	Qualitätsmerkmale	104
Emissionskataster	47, 114	Raumbezogene Objekte	79
Energie- und Stoffbilanzen	46, 113	Raumordnungsprogramm	151
Energieangebot	50	Referenzszenario	51
Energiebericht	27	Rio-Umweltkonferenz	30
Energieeinsparphase	27f.	Satelliten	105
Energieprogramm	11	Simulation	67
Enquête-Kommission	29	Thermografie	107
Entscheidungsunterstützende Methoden	68	Topologie	81
Erfolgskontrolle	128	Umsetzungskontrolle	128
Fernwärmephase	22ff.	UVP	154
Flächenkataster	48, 115	VDEW	13
Flächennutzungsplan	155	Versorgungsstrukturen	50
Förderung	18f.	Ziele	15ff., 39

## 1 Einleitung

- Das Ziel der Reform des Energiewirtschaftsrechts 1998 durch die Bundesregierung, war zum einen die Schaffung von mehr Wettbewerb in der Energiewirtschaft, zum anderen die Förderung der nachhaltigen Energieumwandlung und -anwendung, unter Berücksichtigung der ökonomischen, aber auch der ökologischen und sozialen Aspekte.

- Hauptaugenmerk liegt zur Zeit eindeutig auf der ökonomischen Dimension dieser Gesetzesänderung. Einige Energieversorgungsunternehmen sehen die Marktöffnung als Chance, andere als Risiko. Sowohl die energieverbrauchende Industrie, als auch die Privatpersonen bemerken die ökonomisch positiven Auswirkungen, z. B. in Form von Preisrückgängen (beim Strom teilweise um 20% für Privathaushalte). 2
- Die Berücksichtigung der ökologischen und sozialen Aspekte rücken jedoch in den Hintergrund. Es stellt sich deshalb die Frage, mit welchen Instrumenten auf einen „offenen“ Energiemarkt Einfluss genommen werden kann, um eine tatsächlich nachhaltige Entwicklung zu gewährleisten. 3
- Den Regionen und Kommunen muss hierbei ein hoher Stellenwert eingeräumt werden. Dies nicht zuletzt deshalb, weil die Grundsatzentscheidungen des Bundes, auf der lokalen Ebene konkretisiert, sowohl den gebietspezifischen Anforderungen als auch Möglichkeiten angepasst und letztendlich durchgeführt werden. 4
- Ein Instrument der vergangenen Jahre zur Realisierung der regionalen und kommunalen energiepolitischen Ziele war die Erstellung und Umsetzung von Energiekonzepten. Da sich aber weder die Landkreise, noch die Kommunen mit den Fragen der Energieversorgung beschäftigen mussten, fand dieses Instrument im Hinblick auf eine nachhaltige Entwicklung nur begrenzt Einsatz. Nichts desto trotz bietet dieses Instrument heute die Möglichkeit, im Rahmen eines partizipativen, auf Konsens ausgelegten Vorgehens, die energiepolitisch gewollten Ziele zu unterstützen. 5
- Die verfolgten energiepolitischen Ziele sind häufig von natürlichen und/oder räumlichen Ressourcen abhängig und haben, in Folge einer Umsetzung, darüber hinaus einen teilweise nicht zu unterschätzenden Einfluss auf die Umwelt. 6
- Unterscheiden sich die bei der Erstellung eines Energiekonzeptes zu berücksichtigenden Informationen aufgrund der Komplexität der realen Phänomene doch sehr, so haben sie häufig eine Gemeinsamkeit, nämlich den Raumbezug. 7
- Zur computergestützten Modellierung und Analyse raumbezogener Phänomene und deren Beziehungen werden heute in vielen nicht zuletzt umweltbezogenen Aufgabenstellungen sogenannte Geo-Informationssysteme (GIS) eingesetzt. 8

- 9 Die Vorteile eines Einsatzes solcher Systeme zur Unterstützung der Entwicklung und Umsetzung von Energiekonzepten liegen auf der Hand. Allein die Aufstellung eines Systemmodells in Zusammenarbeit mit den jeweiligen Experten, ganz unabhängig von der Abbildung dieses Wortmodells in ein Computermodell, trägt zum besseren Verständnis der Umwelt und den Wirkungen und Rückwirkungen von Eingriffen bei. Der Einsatz von GIS ermöglicht es, virtuell und somit ohne Risiko, einen Eingriff in die Umwelt unter Berücksichtigung der damit verbundenen Folgewirkungen zu simulieren und zu analysieren, Alternativen aufzuzeigen, diese zu bewerten und damit die Entscheidungsfindung bei der Suche nach der „Besten“ Lösung zu unterstützen.
- 10 Die Darstellung des Werkzeuges GIS und der Einsatz dieses Werkzeuges zur Unterstützung bei der Erstellung und Umsetzung von Energiekonzepten ist ein Schwerpunkt dieses Beitrages.

## 2 Energiekonzepte

- 11 Die Bundesregierung forderte 1977 die Kommunen erstmals in der zweiten Fortschreibung des Energieprogramms auf, Energieversorgungskonzepte zur Planung und Umsetzung kommunaler energiepolitischer Leitbilder zu erstellen.
- 12 Seitdem haben sich die Ziele und Inhalte der Energieversorgungskonzepte bzw. Energiekonzepte in den vergangenen Jahren aufgrund von Richtungsänderungen in der Energiepolitik, aber auch durch Einflüsse anderer Politikfelder, wie z. B. der Umweltpolitik, geändert und erweitert. Dies hat auch zu einer häufig synonymen Verwendung der beiden Begriffe Energieversorgungskonzept und Energiekonzept geführt.
- 13 In Übereinstimmung mit der VDEW sollen hier die Energiekonzepte „als Summe aus Energieanwendungs- und Energieversorgungskonzept“ verstanden werden [vgl. VDEW, 1994]. Sie stellen somit eine Erweiterung des inhaltlichen Rahmens der Energieversorgungskonzepte dar und beinhalten konsensorientiert eine komplexe Analyse aller energetischen Teilaspekte von der Erzeugung über die Versorgung bis hin zur rationellen Nutzung.
- 14 Energiekonzepte sollen ein „Leitbild für die kommunale Energiepolitik“ sein und als fachlicher Teilplan im Rahmen der kommunalen

Entwicklungsplanung Berücksichtigung finden. Sie dienen den „Entscheidungsträgern aus Kommunen und Versorgungswirtschaft die Bandbreite und Wechselwirkung ihrer Handlungsmöglichkeiten bei der Einsparung, Nutzung, Umwandlung und Erzeugung von Energie“ aufzuzeigen und sie in die Lage zu versetzen, „neben technischen und ökonomischen auch energetische, ökologische und organisatorische sowie sozialpolitische Aspekte in ihren Entscheidungsprozess einzubeziehen.“ [BINE, 1990].

Spezielle Inhalte und Ziele der Energiekonzepte werden durch weitere Planungsinstrumente, wie z. B.: **15**

- Energiesparkonzepte,
- Wärmenutzungskonzepte,
- CO<sub>2</sub>-Minderungskonzepte,
- Klimaschutzkonzepte (-programme)

aufgegriffen und detailliert bearbeitet.

Die Erstellung und Anwendung der Energiekonzepte sollte jedoch nicht nur auf die durch politische und verwaltungstechnische Grenzen definierten Räume beschränkt bleiben, sondern – von der Sache her – vielmehr auch den (im weitesten Sinn) geographischen Besonderheiten Rechnung tragen (aus diesem Grund bezieht sich dieser Artikel auf regionale und kommunale, aber auch auf örtliche bzw. teilörtliche Energiekonzepte im genannten Sinne). Damit sind Energiekonzepte auch Instrumente zur Optimierung der regionalen, teilörtlichen oder objektbezogenen Energieumwandlung sowie -nutzung (siehe Tab. 1). **16**

Tab. 1: Ebenen zur Anwendung des Instruments Energiekonzept [Schaumann & Pohl, 1996]

Betrachtungsraum	Regionales Energiekonzept	Örtliches Energiekonzept	Objektbezogenes Energiekonzept
Region	×		
Kreis	×		
Kommune	×	×	
Ortsteil		×	
Siedlungszelle		×	
Objekt/Unternehmen			×

- 17 Aufgrund seiner nicht zuletzt umweltbeeinflussenden Bedeutung beinhalten in den letzten Jahren regionale und örtliche Energiekonzepte zunehmend auch den Faktor Verkehr neben der leitungsgebundenen Energieversorgung. Seine Berücksichtigung ist ein Beispiel für eine konsequente Weiterentwicklung der Energiekonzepte, da es sich bei diesem Faktor um einen der größten Emittenten von Luftschadstoffen und klimaschädigenden Gasen – mit einem beträchtlichen Anteil am Energieverbrauch – handelt.

## 2.1 Entwicklung von Energiekonzepten

- 18 Insgesamt wurden in Deutschland von Bund und Ländern ca. 70 Mio. DM öffentlicher Mittel zur Förderung von Energiekonzepten aufgebracht. Damit wurden bis 1995 über 1 200 Konzepte gefördert [vgl. Damm, 1996].

Tab. 2: Förderung von Energiekonzepten [vgl. Damm, 1996]

Land	Stand [Jahr]	Förderbeginn des Landes [Jahr]	Anzahl der von <b>Bund und Land</b> geförderten Konzepte	Kumulierter Förderbetrag des Landes bis 1995 [Mio. DM]
Baden-Württemberg	1995	1990	300	2,3
Bayern	1995	1990	250	3,0
Hessen	1995	1985	160	9,1
Niedersachsen	1995	1990	51	0,5
Nordrhein-Westfalen	1995	1981	350	16,0
Rheinland-Pfalz	1995	–	25	–
Saarland	1994	1988	52	0,6
Schleswig-Holstein	1995	1989	160	0,6
Stadtstaaten	1991		4	
Summe			1322	32,1

- 19 Trotz der gemeinsamen Förderung methodischer Studien zur Erstellung von Energiekonzepten (z. B. in Form von Plan-, Parameter- und Methoden- bzw. Siedlungsstrukturstudien) durch das Bundesministerium für Forschung und Technologie (BMFT) sowie das Bundes-

ministerium für Raumordnung, Bauwesen und Städtebau (BMBau) variieren – wahrscheinlich im Kontext mit den regional und kommunal unterschiedlich formulierten energiepolitischen Zielvorstellungen – auch die Inhalte und Methoden der erstellten Energiekonzepte, da es offensichtlich an einer einheitlichen Definition mangelt. So differieren Aufwand, Umfang, Qualität, Anlässe, Zielsetzungen, Vorgehensweisen, Analyse, Prognose und Vorschlagstiefe der einzelnen Energiekonzepte zum Teil erheblich [vgl. BINE, 1990].

Heterogene Zielsetzungen ergeben sich unter anderem aufgrund der spezifischen Ziele der beteiligten Akteure. So wirken bei der Erstellung der regionalen und kommunalen Energiekonzepte neben den verschiedenen Politikfeldern mit ihren teilweise entgegenstehenden Zielen auch die Energiewirtschaft und in den letzten Jahren verstärkt die Bevölkerung mit. **20**

Verallgemeinert können die Zielvorstellungen der erstellten Energiekonzepte historisch in drei Phasen (s. Abb. 1) unterteilt werden [vgl. Damm, 1996]. **21**

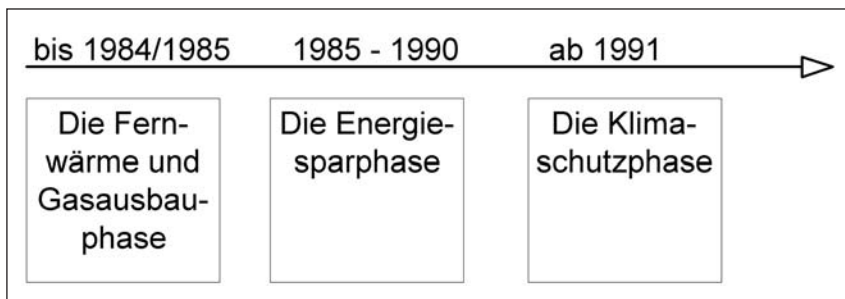


Abb. 1: Klassifizierung der erstellten Energiekonzepte

### 2.1.1 Die Fernwärme- und Gasausbauphase (bis 1984/1985)

Bis 1969 war die Energiepolitik der Bundesregierung einzig auf das Ziel des gesamtwirtschaftlichen Wachstums ausgerichtet. Mit dem Regierungswechsel zu einer sozial-liberalen Regierungskoalition änderte sich auch die Energiepolitik. **22**

1973 legte die damalige Bundesregierung das erste Energieprogramm vor. In diesem Programm wurden erstmals Umweltschutz und ratio- **23**

nelle Energieverwendung im Zusammenhang mit der Energieversorgung genannt.

- 24 Der Wille der Bundesregierung in den Energiemarkt einzugreifen, verstärkte sich mit den Ölkrisen von 1973/1974 und 1979/1980. So wurden die Gemeinden in der zweiten Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung aufgefordert, Versorgungskonzepte zu entwickeln, „um ein sinnvolles Zusammenwirken von Strom, Gas, der Nutzung des wirtschaftlichen Fernwärmepotentials auf der Basis von Kraft-Wärme-Kopplung und der industriellen Abwärme zu unterstützen“. [Bundswirtschaftsministerium, 1977]
- 25 Mit dem Regierungswechsel 1982 zu einer Regierung aus CDU/CSU und FDP änderte sich die Energiepolitik abermals entscheidend und somit auch die Stellung der Energieversorgungskonzepte. Die Eingriffe der Bundesregierung zur Steuerung des Energiemarktes wurden zurückgenommen. Man berief sich statt dessen auf die Selbstregulierung durch den Markt.
- 26 *Hauptsächliches Ziel der in dieser Phase erstellten Energiekonzepte war die rationelle Energienutzung, die Mineralölsubstitution und die Minimierung von Auslandsabhängigkeiten.*

### 2.1.2 Die Energieeinsparphase (1985 bis 1990)

- 27 1986 veröffentlichte die Bundesregierung einen Energiebericht, in dem sie feststellte: „Die energiepolitischen Ziele dieser Bundesregierung sind weitgehend verwirklicht“ [Damm, 1996, Zitat: Bundswirtschaftsministerium, 1986]. Solche Aussagen, die den Eindruck erwecken, dass einmal formulierte Ziele einen in gewisser Weise langfristigen Bestand besitzen, sind zumindest im Energiebereich unzutreffend. So war auch diese Bundesregierung gut beraten, infolge einer zunehmenden Risikowahrnehmung und Umweltsensibilisierung, ausgelöst durch verschiedene Veröffentlichungen und Untersuchungen, z. B. zu den aufgetretenen und eindeutig messbaren Störungen und Änderungen in der Atmosphäre (Ozonloch und anthropogener Treibhauseffekt) eine Änderung der Energiepolitik vorzunehmen.
- 28 Aufgrund dieser Entwicklung und auch infolge der bewussten Wahrnehmung einer zunehmenden Ressourcenverknappung erstellten ei-

nige Städte – unabhängig von der Entwicklung der Energiepolitik auf Bundesebene – *Energiekonzepte mit dem Schwerpunkt der rationellen Energieanwendung und -versorgung.*

### **2.1.3 Die Klimaschutzphase (seit 1991)**

Der Einfluss der Umweltpolitik auf die Energiepolitik vergrößerte sich nach 1990, auch aufgrund eines Beschlusses der Bundesregierung Mitte 1990, die CO<sub>2</sub>-Emissionen für Gesamtdeutschland zu reduzieren. Dieser Beschluss basierte auf dem Bericht der Enquetekommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“. Im Bericht dieser Kommission wird explizit die Aufstellung von Energie- und Verkehrskonzepten empfohlen. Auch in den Bundesländern in denen noch keine eigenen Förderprogramme zur Aufstellung von Energiekonzepten vorlagen, wurden diese jetzt eingerichtet. **29**

1992 sicherte der damalige Bundeskanzler Helmut Kohl (CDU) auf der internationalen Umweltkonferenz in Rio de Janeiro die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 25% bis 2005 auf der Basis von 1990 zu. **30**

1998 änderte sich die Energiepolitik der Bundesregierung durch den Regierungswechsel hin zu einer Koalition aus SPD und Bündnis 90/Die Grünen erneut. Mit seiner Eröffnungsrede zur 5. Vertragskonferenz zur Klimarahmenkonvention in Bonn, erklärte Bundeskanzler Gerhard Schröder (SPD), dass die für Deutschland auf der Grundlage des Kyoto-Protokolls von 1997 ermittelten Reduktionsziele umgesetzt werden sollen [vgl. Schröder, 1999]. **31**

In diesem Protokoll verpflichten sich die Industrieländer erstmals völkerrechtlich verbindlich, ihre Treibhausgasemissionen im Zeitraum von 2008 bis 2012 gegenüber 1990 um durchschnittlich wenigstens fünf Prozent zu senken. Die Mitgliedstaaten der Europäischen Union müssen demnach die Emissionen um durchschnittlich acht Prozent reduzieren. Speziell für Deutschland berechnet sich gemäß einer EU-internen Aufteilung eine Verringerung um 21 Prozent. Zur Unterstützung der Realisierung dieses Ziels sollen verstärkt Klimaschutzprogramme auf lokaler Ebene erstellt werden [vgl. Bundesumweltministerium, 1999]. **32**

Energiekonzepte dieser Phase beinhalten neue, erweiterte Ansätze und Methoden zur Sicherstellung einer nachhaltigen Entwicklung und für einen effektiven Beitrag zum Klimaschutz durch Integration **33**



der Energieumwandlung und -verteilung (Angebotsseite) und der Nutzung der Energie (Nachfrageseite).

- 34 Die Erstellung und Umsetzung der Energiekonzepte soll in einem auf Langfristigkeit und Umsetzung angelegten Dialog beispielsweise zwischen politischen Vertretern, verschiedenen Interessenvertretungen, Vertretern der Energieversorgungsunternehmen, Institutionen aus Wirtschaft und Öffentlichkeit, externen Experten, Bildungseinrichtungen, Planern erfolgen [vgl. EVA, 1999].
- 35 *Ziel ist es also, die optimale Mischung von Energiebedarfsenkung und rationeller Energieversorgung sowie örtliche Energieangebotspotentiale und regenerative Energieträger zu ermitteln, darzustellen und umzusetzen. Energiekonzepte sollen das Klima im Untersuchungsgebiet von den klassischen Luftschadstoffen Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>), Stickstoffoxide (NO<sub>x</sub>), Kohlenmonoxid (CO) und Staub sowie das globale Klima von den klimaschädlichen Gasen Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) und Methan entlasten. [ARL, 1994]*
- 36 Zusammenfassend führt der vorstehende historische Abriss zu folgenden Ergebnissen:
- Ziele, Inhalte und Methoden von Energiekonzepten werden beeinflusst durch die Definition ihres räumlichen Einwirkungsbereiches
  - Ziele, Inhalte und Methoden von Energiekonzepten unterliegen zeitlichen Veränderungen infolge z. B. Wissenserweiterung und veränderter Bewusstseinswerdung
  - Ziele, Inhalte und Methoden von Energiekonzepten werden beeinflusst und verändert durch die beteiligten Akteure bzw. durch die Einbeziehung neuer Akteure

Eine Definition der Energiekonzepte unterliegt dynamischen Veränderungen. Dies muss jedoch die Definition von Mindestanforderungen an ein Energiekonzept nicht zwingend ausschließen.

## 2.2 Ablaufphasen zur Erstellung von Energiekonzepten

- 37 Die Inhalte von Energiekonzepten unterscheiden sich entsprechend den verfolgten Zielen, die wiederum zeitlich und gebietsspezifisch variieren. Da es, wie oben ausgeführt, für die Inhalte und Ziele von

Energiekonzepten keinen eindeutig definierten Standard gibt, können in diesem Kapitel nur beispielhaft einzelne Ablaufphasen zur Erstellung eines Energiekonzeptes dargestellt werden. Hierauf aufbauend sollen später Möglichkeiten der computerunterstützten Aufstellung und Umsetzung von Energiekonzepten aufgezeigt werden. Energiekonzepte der heutigen Generation enthalten folgende voneinander abhängige Einzelbausteine:

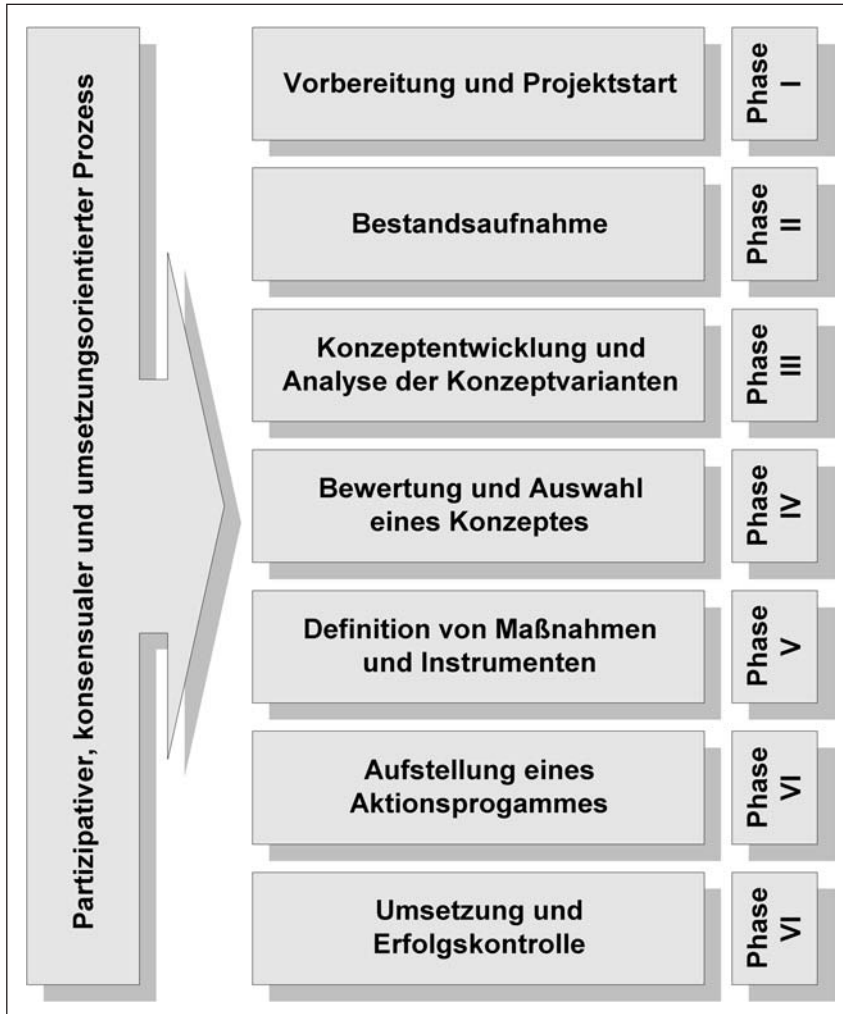


Abb. 2: Ablaufphasen zur Erstellung und Umsetzung von Energiekonzepten

### 2.2.1 Vorbereitung und Projektstart

- 38 Vor Beginn der eigentlichen Erstellung von Energiekonzepten muss die räumliche Ausdehnung des Untersuchungsgebietes festgelegt werden. In Absprache mit den Initiatoren zur Aufstellung des Energiekonzeptes sind die generellen Ziele, die mit dem Energiekonzept erreicht werden sollen, abzustimmen.
- 39 Mögliche Zielsetzungen für ein zukunfts- und umsetzungsorientiertes Energiekonzept könnten beispielsweise sein [EVA, 1996]:
- a) quantitative Ziele:
    - Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emission
    - Reduktion der Emission klassischer Luftschadstoffe, wie Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>), Stickstoffoxide (NO<sub>x</sub>), Kohlenmonoxid (CO)
    - Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien
    - Reduktion der Energiekosten in stadteigenen Objekten
  - b) qualitative Ziele:
    - Nachhaltige Entwicklung
    - Kostengünstige Bereitstellung von Energiedienstleistungen
    - Soziale Akzeptanz und Verträglichkeit
    - Positive Wirtschafts- und Beschäftigungseffekte
    - Versorgungssicherheit
  - c) prozessorientierte Ziele:
    - Erstellung des Energiekonzepts in einem partizipativen, umsetzungsorientierten Prozess
    - Förderung der Eigeninitiative der Bevölkerung
    - Mitwirkung möglichst großer Teile der Stadtverwaltung

Diese Ziele werden in der Phase III (Konzeptentwicklung und Analyse der Konzeptvarianten) konkretisiert und ggf. in Absprache mit den übrigen Akteuren erweitert oder verändert.

- 40 Neben den generellen Zielen gilt es, die einzusetzenden personellen, finanziellen und zeitlichen Ressourcen in einer Projektstruktur (wer macht was) festzulegen. Diese haben einen erheblichen Einfluss auf die Detaillierungstiefe bei der Datenerfassung/-analyse und somit auf das Ergebnis.

In der Vorbereitungsphase sind schon vorhandene oder im Aufbau befindliche Planungen zu ermitteln, die sich direkt mit den Themen Energie und Verkehr auseinandersetzen oder die bei der Erstellung von Energiekonzepten berücksichtigt werden müssen, wie z. B. die Regional- und Stadtplanungen. 41

Es sind Akteure für die partizipative Mitarbeit auszuwählen. Die Personen und Institutionen, die direkt von der Planung betroffen sind (z. B. regionale und kommunale Verwaltung, Energieversorgungsunternehmen, Interessenverbände und die Bevölkerung), sind zu benennen und zur Mitarbeit aufzufordern. Dies gilt auch für Experten, die ihr vorhandenes Wissen in den Arbeitsprozess einbringen und das Ergebnis optimieren können. 42

### 2.2.2 Bestandsaufnahme

Die Bestandsaufnahme beinhaltet: 43

1. die Erfassung des Ist-Zustandes,
2. eine Prognose des zukünftigen Zustandes (max. 15 Jahre),
3. die Darstellung der Ausgangssituation und der örtlichen Problemstellungen.

Bearbeitungstiefe und Genauigkeit der Datenerfassung richten sich nach den Zielsetzungen und bilden die Basis für die Bewertung. Da die Datenerfassung und -analyse einen erheblichen Zeit- und Finanzmitteleaufwand erfordert (oft bis zu 90% der finanziellen und zeitlichen Mittel), empfiehlt es sich, zunächst eine grobe und darauf aufbauend eine (möglicherweise lokal begrenzte) detailliertere Bestandsaufnahme und -analyse durchzuführen. 44

Wurde als Ziel der kommunalen oder regionalen Energiepolitik eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen bezogen auf ein Basisjahr genannt, so sind die Daten und Informationen dieses Basisjahres zu erfassen. 45

#### *Erfassung des Ist-Zustandes*

Es sind je nach Vorgabe der Detaillierungstiefe **Energie- und Stoffbilanzen** zu erstellen. Diese sollten nach Energieträger, Nutzergruppen, Verwendungszwecken etc. differenziert werden. 46

Des Weiteren ist ein **Emissionskataster**, differenziert nach Schadstoffen, Energieträgern und Nutzergruppen, zu erstellen. 47

- 48 Die regionalen bzw. kommunalen Potentiale zur Nutzung erneuerbarer Energieträger sind zu ermitteln und darzustellen. Hierzu und zur Modellierung energetischer Ursache-Wirkung-Zusammenhänge ist ein **Flächenkataster** einzurichten.
- 49 Anzumerken ist, dass es häufig nicht zielführend ist, einzelne, für sich isoliert betrachtete und damit letztlich nur theoretisch nutzbare Potentiale, z. B. lediglich die Windgeschwindigkeiten als einzige Entscheidungsgrundlage für die Nutzung der Windenergie, anzugeben. Jede Art der Energieumwandlung bringt i. d. R. auch negative Aspekte mit sich. Diese Konfliktpotentiale sind schon in dieser frühen Phase zu berücksichtigen (siehe Kapitel 5).
- 50 Das **Energieangebot** (z. B. Nutzung der industriellen Abwärme, Kraftwerke) und die **Versorgungsstrukturen** (z. B. von Fernwärme, Gas) sind ebenso zu erfassen wie sonstige energierelevante Daten der Region bzw. der Kommune (z. B. Bevölkerungsentwicklung, Gebäudestruktur).

*Prognose des zukünftigen Zustands*

- 51 Unter Berücksichtigung der Bevölkerungs- und Gewerbeentwicklung wird ein **Referenzszenario** zur Darstellung der voraussichtlichen Entwicklung von Energieeinsatz und Emissionen ohne zusätzliche Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz oder zur Substitution von Energieträgern berechnet. Der Prognosezeitraum sollte 15 Jahre nicht überschreiten [vgl. ARL, 1994].

*Darstellung der Ausgangssituation und der örtlichen Problemstellungen.*

- 52 Anhand der Erfassung des Ist-Zustandes wird die Ausgangssituation dargestellt. Diese liefert erste Hinweise auf vorhandene regionale und kommunale Probleme. Durch das Referenzszenario kann untersucht werden, ob und in welchem Ausmaß sich die Situation in der Zukunft verändert.

### 2.2.3 Konzeptentwicklung und Analyse der Konzeptvarianten

- 53 Auf der Grundlage der Bestandsanalyse können die in der ersten Phase definierten generellen Ziele konkretisiert, bestimmten Räumen zugeordnet und mit Handlungsspielräumen versehen werden.

Es werden die für die Region zur Erreichung der definierten Ziele in Frage kommenden technischen Optionen der Versorgung und Nutzung dargestellt. Mit diesen technischen Optionen werden Konzeptvarianten unter Berücksichtigung von Energieeinsparung, rationeller Energienutzung und der Nutzung möglicher lokaler Potentiale zur Energieerzeugung (z. B. Nutzung regenerativer Energieträger) erstellt. **54**

Schon bei der Konzepterstellung sollten Aspekte einer nachhaltigen Energieversorgung und -nutzung berücksichtigt werden (z. B. kann die Anpflanzung von Wald oder Hecken zur Sicherstellung einer nachhaltigen energetischen Nutzung von Holz so erfolgen, dass Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes durch die Nutzung von Windenergieanlagen minimiert werden). **55**

Bei der Analyse der Konzeptvarianten werden die ökologischen, ökonomischen und sozialen Aspekte begutachtet. Es werden für die einzelnen Konzeptvarianten u. a. Stoff- und Energiebilanzen erstellt, die Emissionen und Immissionen erfasst und sowohl die siedlungs- und sozialstrukturellen als auch die volkswirtschaftlichen Wirkungen ermittelt. **56**

#### **2.2.4 Bewertung und Auswahl eines Konzeptes sowie Definition von Maßnahmen und Instrumenten**

Mit den Informationen aus der Analyse der verschiedenen Konzeptvarianten soll ein Vergleich, eine Bewertung und letztendlich eine Konzeptauswahl erfolgen. Hierzu werden folgende Vergleiche und Bewertungen durchgeführt [Damm 1996]: **57**

- Wirtschaftlichkeitsvergleich,
- Finanzierungs- und Erfolgsbewertung,
- Bewertung im Hinblick auf die energiepolitischen und wirtschaftlichen Ziele,
- Bewertung der Umweltverträglichkeit,
- Bewertung der Raumverträglichkeit,
- Bewertung der Sozialverträglichkeit,
- Bewertung der rechtlichen und organisatorischen Aspekte,
- Bewertung der volkswirtschaftlichen Aspekte.

Diese Vergleiche und Bewertungen werden in Form einer Empfehlung an den Initiator zusammengefasst. Letztendlich unterliegt die Entscheidungsfindung dem Initiator, z. B. in Form der Abwägung im Rahmen der Stadtentwicklungsplanung.

- 58 Mit der vom Initiator definierten Konzeptvariante werden Maßnahmen und Instrumente festgelegt. Maßnahmen bezeichnen technisch-organisatorische Mittel. Unter Instrumente werden konkrete Tätigkeiten und Beschlüsse der Entscheidungsträger zur Realisierung einer Maßnahme verstanden.
- 59 Häufig scheidert die Umsetzung bestimmter Maßnahmen an verschiedenen Hemmnissen und Hindernissen (z. B. Informations- und Motivationsdefizite, Kosten). Deshalb müssen auch effektive Instrumente zur Überwindung dieser Hemmnisse und zur Realisierung der definierten Ziele entwickelt werden.

### 2.2.5 Aktionsprogramm

- 60 Das Aktionsprogramm stellt ein längerfristiges Arbeitsprogramm dar und legt fest, welche Maßnahmen zu welcher Zeit (Prioritätenliste), in welchem Ausmaß und mittels welcher Instrumente verwirklicht werden soll. Das Aktionsprogramm beinhaltet für jede Maßnahme folgende Informationen [EVA, 1996]:
- Quantitative Ziele,
  - Konkrete Aktivitäten,
  - Nutzen der Realisierung,
  - Akteure und Zuständigkeiten,
  - Kosten und Finanzierungsplan,
  - Zeitplan,
  - Verfahren zur Erfolgskontrolle.

### 2.2.6 Umsetzung

- 61 Zur effektiven Umsetzung der Maßnahmen mit den festgelegten Instrumenten müssen die umgesetzten Maßnahmen evaluiert und Erfolgskontrollen durchgeführt werden [EVA, 1996]. Der partizipative Prozess sollte auch bei der Umsetzung fortgesetzt werden.

### 3 Werkzeuge zur computergestützten Erstellung von Energiekonzepten

Insbesondere die Komplexität, Unterschiedlichkeit und der Umfang der Inhalte sowie die dargestellte zeitliche Entwicklung bzw. Fortschreibung und Umsetzung eines Energiekonzeptes legen die Anwendung von Datenverarbeitung nahe. Die Vielfalt der hierfür einsetzbaren gängigen DV-Systeme (wie z. B. Textverarbeitung, Tabellenkalkulation, Datenbanken, CAD und sonstige Graphikprogramme) bietet die Möglichkeit, dass für einzelne inhaltlich unterschiedliche Teile eines Energiekonzeptes jeweils ein für ihre Bearbeitung am besten geeignet erscheinendes DV-System zum Einsatz kommt. Hierdurch entsteht im Laufe der Zeit ein Konglomerat von Bearbeitungstools und damit von Dokumenten unterschiedlicher Datenformate. Es zeigt sich, dass die Pflege, Fortschreibung und insbesondere die fachliche Verknüpfung und der Austausch der so vorliegenden Informationen mit zunehmendem Umfang der inhaltlich unterschiedlichen Daten einen immer größeren Bearbeitungs- und Organisationsaufwand erfordert bzw. sogar unmöglich macht. Ebenso wächst damit die Gefahr, dass die Qualität der Daten abnimmt und die Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse verloren geht. Abhilfe bietet hier eine genaue Untersuchung der in diesem Fall sehr komplexen Aufgabenstellung und darauf aufbauend:

62

- eine Recherche des von einem DV-System zur Erstellung eines Energiekonzeptes geforderten Funktionsumfanges und
- eine umfassende Analyse der zu verarbeitenden Eingangsdaten sowie der sich aus einer Analyse und Modellierung bzw. Simulation ergebenden Ergebnisdaten.

Mit den Informationen dieser Untersuchung kann die Auswahl geeigneter DV-Systeme und das Erstellen eines Modells der Realität erfolgen.

Gerade bei so komplexen Aufgabenstellungen werden i. d. R. nicht alle Aufgaben mit nur einem System lösbar sein. Die Kenntnis über die zu verarbeitenden Objekte und deren Eigenschaften, ermöglicht jedoch eine fundierte Konzeption für eine auf wenige verschiedene EDV-Systeme verteilte Bearbeitung.

63



- 64 Die Analyse der o. a. Recherche zeigt einen hohen Anteil raumbezogener Objekte und ein hohes Maß an räumlichen Beziehungen und Abhängigkeiten unterschiedlicher Fachinformationen. Diese Fachinformationen stellen die notwendige Basis zur Abbildung der Realen Welt in einem Computer und dienen der Modellierung von funktionalen Zusammenhängen bis hin zur Simulation von zukünftigen Zustandsänderungen dar (siehe Abb.: 3).
- 65 Es soll deshalb im folgenden untersucht werden, mit welcher DV-technischen Unterstützung die Modellierung und Analyse räumlicher Phänomene, speziell unter Berücksichtigung einer umweltverträglichen Energieumwandlung und -nutzung, erfolgen kann.
- 66 Da es sich bei einem Energiekonzept um eine räumliche Planung handelt und somit Objekte mit einem Raumbezug bearbeitet werden, können zur Datenerfassung, -bearbeitung, -speicherung, -analyse und -visualisierung **Geo-Informationssysteme** (GIS) optimal eingesetzt werden. Sie haben sich bei vergleichbaren Aufgabenstellungen (z. B. zur Modellierung von Umweltbeeinträchtigungen und Dokumentation leitungsgebundener Energieversorgung) bereits bestens bewährt.
- 67 Da in einem Energiekonzept auch die Modellierung und Prognose nicht-linearer, dynamischer Ursachen und Wirkungen (inklusive der Wechselwirkungen und Rückkopplungen) erfolgen muss, sind die GIS um Methoden der **Modellierung und Simulation** zu ergänzen.
- 68 Bei der Analyse mit einem GIS, ggf. erweitert um Methoden der Modellierung und Simulation, entstehen Ergebnisse, die in ihrer Komplexität wiederum einer Interpretation bedürfen. Damit diese Informationen für die Akteure und Initiatoren transparenter werden, bietet sich der Einsatz **Entscheidungsunterstützender Methoden** an.
- 69 Um die Möglichkeiten des Einsatzes von GIS zur Unterstützung bei der Erstellung und Umsetzung eines Energiekonzeptes beurteilen und abschätzen zu können, werden im Folgenden die Struktur und Eigenschaften von Geo-Informationssystemen, Anwendungsbeispiele für die einzelnen Ablaufphasen eines Energiekonzeptes sowie ihr Einsatz detailliert am konkreten Beispiel eines Teilaspektes, nämlich zur Untersuchung der Potentiale der Windkraftnutzung, erläutert.
- 70 Auf die Methoden der Modellierung/Simulation und der Entscheidungsunterstützung wird aufgrund des begrenzten Umfangs dieses

Beitrags nicht näher eingegangen [siehe hierzu z. B. Bossel, 1990, 1992, 1994; Czeranka & Ehlers, 1997; Leung, 1997].

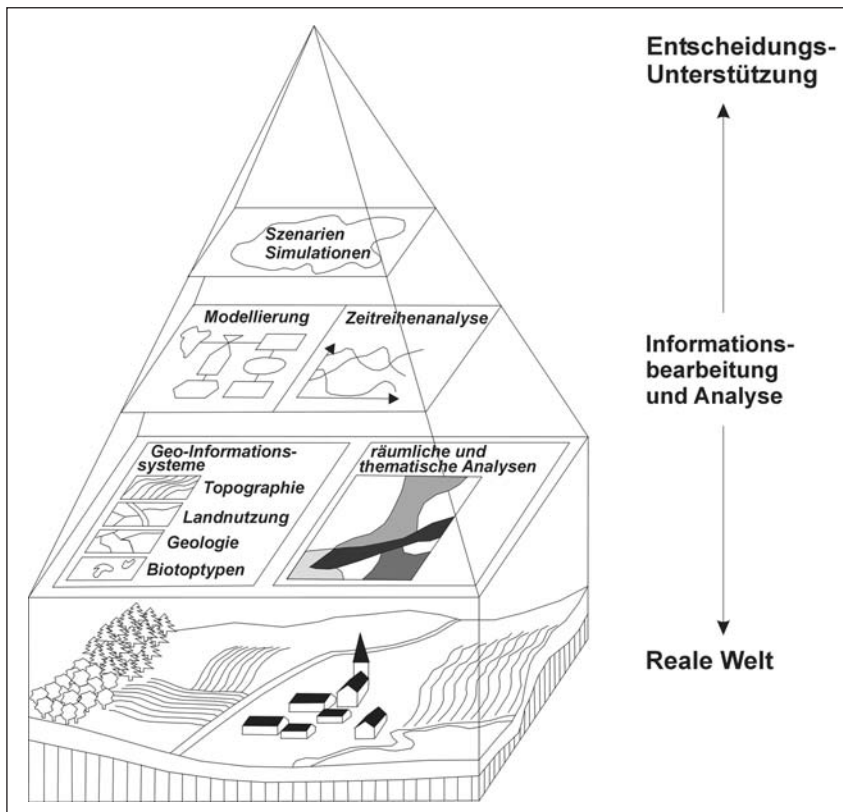


Abb. 3: Einordnung der dargestellten EDV-Werkzeuge zueinander (vgl. Bernhardsen, 1992)

### 3.1 Geo-Informationssysteme

„Ein Geo-Informationssystem ist ein rechnergestütztes System, das aus Hardware, Software, Daten und Anwendungen besteht. Mit ihm können raumbezogene Daten digital erfasst und redigiert, gespeichert und reorganisiert, modelliert und analysiert sowie alphanumerisch und graphisch präsentiert werden.“ [Bill 1999]

Diese Definition eines GIS beschreibt sehr umfassend die Funktionalitäten, aber zurecht nicht einen bestimmten Einsatzbereich, da Geo-

71

72

Informationssysteme zunächst große „Werkzeugkästen“ zur Verarbeitung und Dokumentation von Rauminformationen darstellen. Außerdem dienen sie aber auch dem Zweck sonstiger Informationssysteme, die nach CALKINS (1977) einen Anwender in seiner Entscheidungsfindung im Bereich Forschung, Planung und Management unterstützen.

- 73 Am umfassendsten wird deshalb ein GIS von FISCHER & NIJKAMP (1993) definiert, da sie die funktional-deskriptiven Aspekte der Definition von BILL (1999) mit den Elementen der Definition von CALKINS (1977) erweitern:
- 74 „A geographic information system may be defined as a computer-based information system which attempts to capture, store, manipulate, analyse and display spatially referenced and associated tabular attribute data, for solving complex research, planning and management problems.“ [Fischer, Nijkamp, 1993]
- 75 Ein GIS unterstützt zwar die Entscheidungsfindung, die tatsächliche Problemdefinition und -lösung bleibt jedoch nach wie vor Aufgabe des Anwenders. Das bedeutet auch, dass Ergebnisse die mit einem GIS ermittelt werden, der fachgerechten Interpretation durch einen Sachbearbeiter bedürfen.
- 76 Die zentrale Eigenschaft eines GIS im Vergleich zu anderen Informationssystemen ist die gemeinsame Verwaltung und Bearbeitung von geometrischen und thematischen Attributen räumlicher Objekte, d. h. es bietet Strukturen und Funktionalitäten zur integrativen Nutzung beider Datentypen und ermöglicht Sachdaten sowohl räumlich als auch inhaltlich (thematisch) zueinander in Beziehung zu setzen.
- 77 Der Raumbezug – die geometrischen Angaben über Ort und Form eines Objektes – wird meist, wie im Vermessungswesen, „über die Angabe von zwei- oder dreidimensionalen Koordinaten angegeben, denen ein Bezugssystem und eine primäre Metrik zugrunde liegt.“ [Bill, 1999]
- 78 Da die Umwelt sehr komplex ist und somit nur bruchstückhaft mit einem GIS modelliert werden kann, werden auf der Grundlage einer bestimmten Fragestellung die Phänomene der Realität definiert (Entitäten), die mit einem GIS bearbeitet und analysiert werden sollen. Die Annäherung der Eigenschaften und Funktionen der Entitäten erfolgt in einem Computermodell (Datenmodell) über Objekte.

Raumbezogene Objekte werden als Geo-Objekte bezeichnet und beinhalten Informationen zur: **79**

- Geometrie,
- Thematik,
- Topologie und zunehmend auch zur
- Dynamik (Zeit).

Die Geometrie enthält Informationen zur Orientierung und Ausdehnung, z. B. in Form von einem oder mehreren Koordinatentrippeln im Gauß-Krüger-Koordinatensystem. Die Formbeschreibung eines Objektes ist sowohl durch Raster- als auch durch Vektordaten möglich (siehe hierzu z. B. Bill, 1999). Neben der Geometrie können Geo-Objekte qualitative und quantitative thematische Informationen eines Objektes enthalten. **80**

Die räumlichen Beziehungen und Abhängigkeiten (z. B. in Form von Aussagen über die Nachbarschaft) der Entitäten werden u. a. über topologische Informationen der Geo-Objekte modelliert. Hierbei ist zwischen mathematisch berechenbaren Topologien, die sich aufgrund der Koordinaten oder der Struktur eines Geo-Objektes ergeben und solchen, die explizit vom Sachbearbeiter zugewiesen werden müssen, zu unterscheiden. **81**

Die Dynamik der Geo-Objekte kennzeichnet ihre zeitlichen Veränderungen bezüglich Geometrie, Topologie und Thematik. Sie gewinnt – quasi als 4. Dimension – zunehmend an Bedeutung und ist seit geraumer Zeit Gegenstand intensiver Forschungsarbeit (siehe z. B. Langran, 1993; Bill, 1997). Auch gerade für die Erstellung von Energiekonzepten ist sie, wegen der dynamischen Entwicklung und zeitlichen Variabilität der Objekte, ein wichtiges Element. **82**

Neben den raumbezogenen Objekten und damit ihrer Modellierung und den Datenhaltungsstrukturen kennzeichnen ein GIS spezielle Funktionalitäten. Sie ergeben sich einerseits aus der Besonderheit der Daten und andererseits aus den verschiedenen Anwendungssichten: „Klassifizierungsansätze für analytische GIS-Funktionen unterscheiden sich nach dem fachlichen Blickwinkel des Verfassers oder auch nach dem zugrunde liegenden Datenmodell.“ [Czeranka, 1997] **83**

- 84 So stehen heute dem Nutzer eines GIS meist folgende Methoden zur Analyse raumbezogener Informationen zur Verfügung:
- Geometrische Methoden,
  - Topologische Methoden,
  - Statistische Methoden,
  - Systemanalytische Methoden,
  - Mengenmethoden.
- 85 Eine tiefere Darstellung der spezifischen Funktionalitäten eines GIS soll an dieser Stelle nicht erfolgen (siehe hierzu z. B.: Bill, 1999 oder Bernhardsen, 1992).
- 86 Die Funktionen zur Analyse raumbezogener Objekte unter Berücksichtigung der räumlichen Beziehungen sollte der Schwerpunkt eines GIS sein. Einige Funktionen, wie z. B. die systemanalytischen Methoden oder die statistischen Methoden werden jedoch häufig von den GIS-Anbietern vernachlässigt oder – und dies gilt für alle Funktionen – sie werden in den angebotenen GIS unterschiedlich stark umgesetzt.

### 3.2 „Offene“ GIS als Grundlage für interoperable bzw. integrierte Systeme

- 87 Bei der Erstellung und Umsetzung eines Energiekonzeptes muss auf unterschiedliche, teilweise heterogene Datenbestände und Programmfunktionen verschiedener Systeme zurückgegriffen werden, wie z. B. auf das Gesamt-Emissions-Modell integrierter Systeme (GEMIS) [Öko-Institut, 1998] zur Analyse der Stoff-, Transport- und Energiesysteme oder das multiskalige atmosphärische Modell MCCM, das am Fraunhofer-Institut für Atmosphärische Umweltforschung (IFU) in Garmisch-Partenkirchen entwickelt wurde [Smiatek, Schoenemeyer, 1999].
- 88 Zwischen diesen heterogenen, zum Teil proprietären Systemen sollte Interoperabilität angestrebt werden. Interoperabilität wird in der Informatik häufig wie folgt definiert: „Zwei (oder mehrere) Systeme sind interoperabel, wenn sie problemlos bei der Lösung einer Aufgabe zusammenarbeiten.“ [IOGIS, 1997] Um dies zu erreichen, muss es möglich sein, sowohl technisch auf heterogene Systeme und Hard-

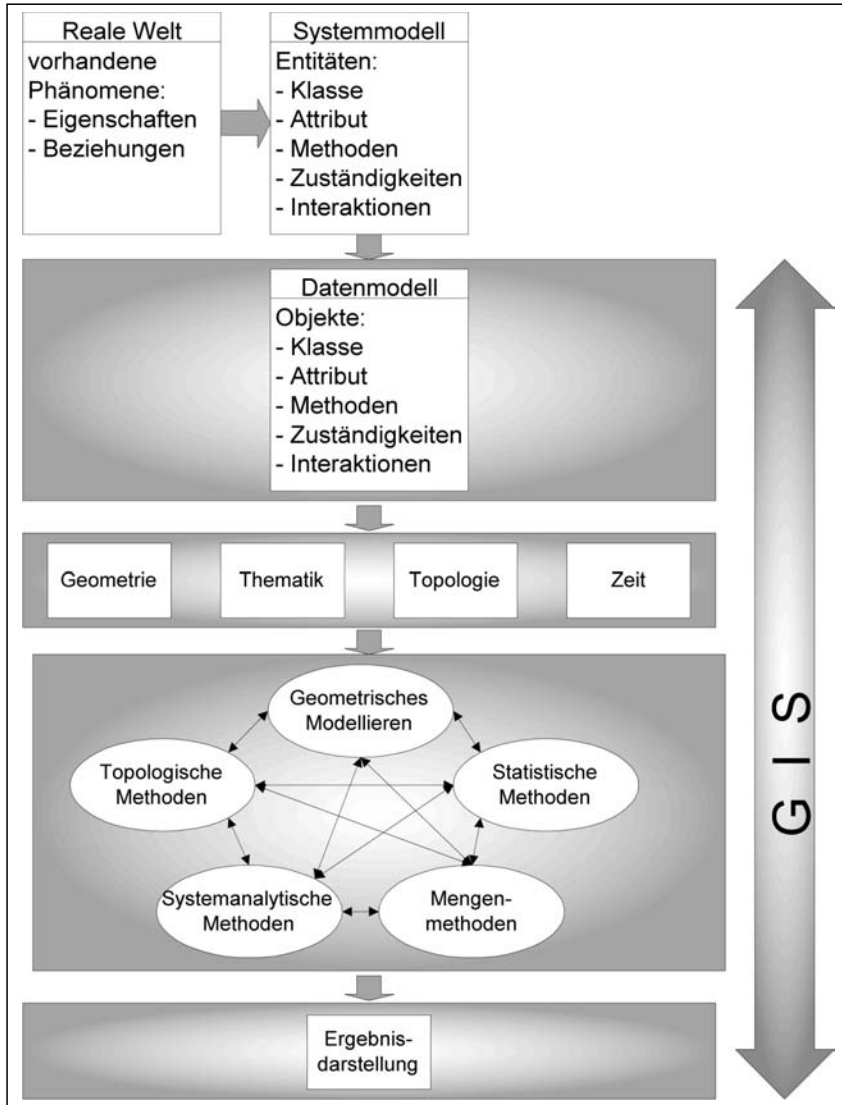


Abb. 4: Abbildung und Analyse der realen Welt mit einem GIS

wareplattformen zuzugreifen, als auch semantisch differierende Datenmodelle ohne Informationsverlust auszutauschen.

Technische Lösungsmöglichkeiten auf „offene“ Systeme zuzugreifen und die Objekte dieser Systeme zu nutzen, sind mit CORBA (Com-

mon Object Request Broker Architecture) der Object Management Group (OMG) oder mit OLE/COM von Microsoft vorhanden. Eine andere technische Möglichkeiten vorhandene Systeme, bzw. vorhandene Daten und/oder Funktionen zu integrieren, besteht über Application Programmer Interfaces (APIs) oder Datenkonvertierung.

- 90 Ist die Interoperabilität bzw. Integration der Systeme technisch realisiert, muss sichergestellt werden, dass die interagierenden Gruppen sich auch inhaltlich verstehen, also die gleiche „Sprache“ sprechen.
- 91 In Fachkreisen geht man davon aus, dass durch die Beschreibung der Semantik der verschiedenen Nutzergruppen (Information Communities) z. B. durch vorhandene Metadaten, den Katalogen (z. B. Katalog der Objektarten) und den semantischen Übersetzern (Semantic Translators) ein größtenteils automatisierbarer Austausch der Daten zwischen verschiedenen Nutzergruppen möglich ist.
- 92 Charakteristisch für ein GIS der heutigen Generation ist somit, dass es die Interoperabilität oder zumindest integrierte Nutzung verteilter, unterschiedlicher Fachdaten sowie die gemeinsame Auswertung unterschiedlicher Fachinformationen gestattet [vgl. Busch, 1995].

### 3.3 Daten

- 93 Die zur Unterstützung der Erstellung und Umsetzung von Energiekonzepten notwendigen digitalen Daten haben einen großen Einfluss auf die Ergebnisse eines Energiekonzepts. Denn das Ergebnis einer Analyse ist immer nur so gut oder schlecht, wie die Daten, die das Modell der Realität definieren.
- 94 Dieser Erkenntnis sollte man sich immer bewusst sein, auch wenn die Arbeitsschritte zur Datenbeschaffung, -erfassung und -bearbeitung in den bisher erstellten Energiekonzepten häufig 50% und mehr des gesamten finanziellen und zeitlichen Aufwandes verursachen [Kaier 1994]. Diese Kostensituation birgt die Gefahr in sich, dass die Datenfrage zum zentralen Thema bei der Erstellung und Umsetzung der Energiekonzepte wird. Wird auf einer fachlich notwendigen Datenerhebung und Datenpflege nicht erfolgreich bestanden, so werden letztendlich sektorale „Datenfriedhöfe“ entstehen, die sich einer fachübergreifenden Analyse entziehen.

„Umwelt betrifft uns alle. Daher erhebt jede beteiligte Institution zuerst einmal soviel Daten wie nur möglich und das unabhängig von allen Zuständigkeiten und Aufgaben. Umwelt ist allerdings auch ein komplexes Gebilde, welches erst im Zusammenspiel der verschiedenen Daten analysiert und bearbeitet werden kann. Da die Organisationen jedoch nichts von Datenbeständen anderer wissen (wollen?), kommt es nicht zur Synthese und Umweltbelange werden oftmals nur fachlich eng berücksichtigt.“ [Bill, 1996] **95**

Um die Datenfrage auf das tatsächlich Wesentliche zu reduzieren, sind die gebietspezifischen Leitbilder und Ziele möglichst konkret zu benennen. Darauf aufbauend erfolgt eine Systemmodellierung, die eine sach- und fachgerechte Bearbeitung und Analyse erlaubt. **96**

„Unsere Wirklichkeit wird nicht so sehr geprägt durch Einzelfunktionen ihrer vielen Bestandteile, sondern vielmehr durch deren Zusammenwirken. Manche Komponenten wirken stark aufeinander, andere nur schwach, weitere haben schließlich überhaupt nichts miteinander zu tun.“ [Bossel, 1987] **97**

Die Komponenten und Prozesse, die das zu modellierende System beeinflussen, müssen ermittelt werden. Diese Untersuchungen, die häufig nur mit speziellem Expertenwissen durchgeführt werden können, definieren die benötigten Daten. Mit diesen Vorgaben und Informationen kann dann erst eine Untersuchung vorhandener Daten fachlich fundiert und kosteneffizient erfolgen. Die Probleme, die in diesem Arbeitsschritt entstehen, betreffen die: **98**

- a) Datenquantität und
- b) Datenqualität.

*Datenquantität:*

Hier sind drei Problembereiche zu unterscheiden: **99**

1. Die benötigten Daten liegen nicht digital vor,
2. die benötigten Daten liegen in digitaler Form vor, werden aber aus verschiedenen Gründen nicht genutzt (Unkenntnis, Datenschutz) oder
3. die benötigten Daten liegen in digitaler Form vor, besitzen jedoch unterschiedliche Qualitäten (z. B. geometrische Genauigkeit, unterschiedliche Aktualität).



Zur Lösung dieser Situationen sind unterschiedliche Maßnahmen bekannt, die aber in der Regel immer einen zusätzlichen – mitunter erheblichen – Kostenaufwand verursachen.

*Datenqualität:*

**100** Die Datenqualität wird in erster Linie durch die Anforderungen der jeweiligen fachspezifischen Anwendung bestimmt und häufig aus Kostengründen möglichst gesenkt. Dies gilt sowohl für die Ersterfassung von Daten als auch für die Übernahme von Daten.

Qualitätseinbußen entstehen aber auch, da jeder fachbezogenen Anwendung eine eigene Sicht der Realität zugrunde liegt. Dies führt zu einer fachspezifischen Modellbildung mit Auswirkungen auf die Datenerfassung und -weiterverarbeitung.

**101** Welch weitreichende Konsequenzen dies auf die Ergebnisse haben kann, lässt bereits die Abb. 5 erahnen.

**102** Die Bedeutung dieses Themas ist in letzten Jahren – nachdem benutzerfreundliche Systeme zur Verfügung standen – erst in seiner vollen Bedeutung bewusst geworden und deshalb Gegenstand internationaler Forschungen [z. B. Caspary, 1992; Glemser, 1994; Guptil & Morrison, 1995; Sbresny, 1997; Heuvelink, 1998].

**103** Informationen zu Datenqualitäten, z. B. in Form von Metadaten fehlen häufig ebenso, wie eine einheitliche Datengrundlage, wie sie z. B. in MERKIS (Maßstabsorientierte einheitliche Raumbezugsbasis für kommunale Informationssysteme) gefordert und definiert ist.

**104** Als Qualitätsmerkmale werden beispielsweise folgende Informationen für eine sinnvolle Weiterbearbeitung benötigt (vgl. Bartelme, 1994):

- der Zeitpunkt der Datenerfassung (Aktualität),
- die Erfassungsmethoden,
- die Datenquellen,
- die Abstraktions-, Interpolations- und Generalisierungsaspekte,
- Datenformate,
- Definition und Bedeutung der Objekte (Klassifikation),
- Klassifizierungs- und Identifizierungsgenauigkeit,

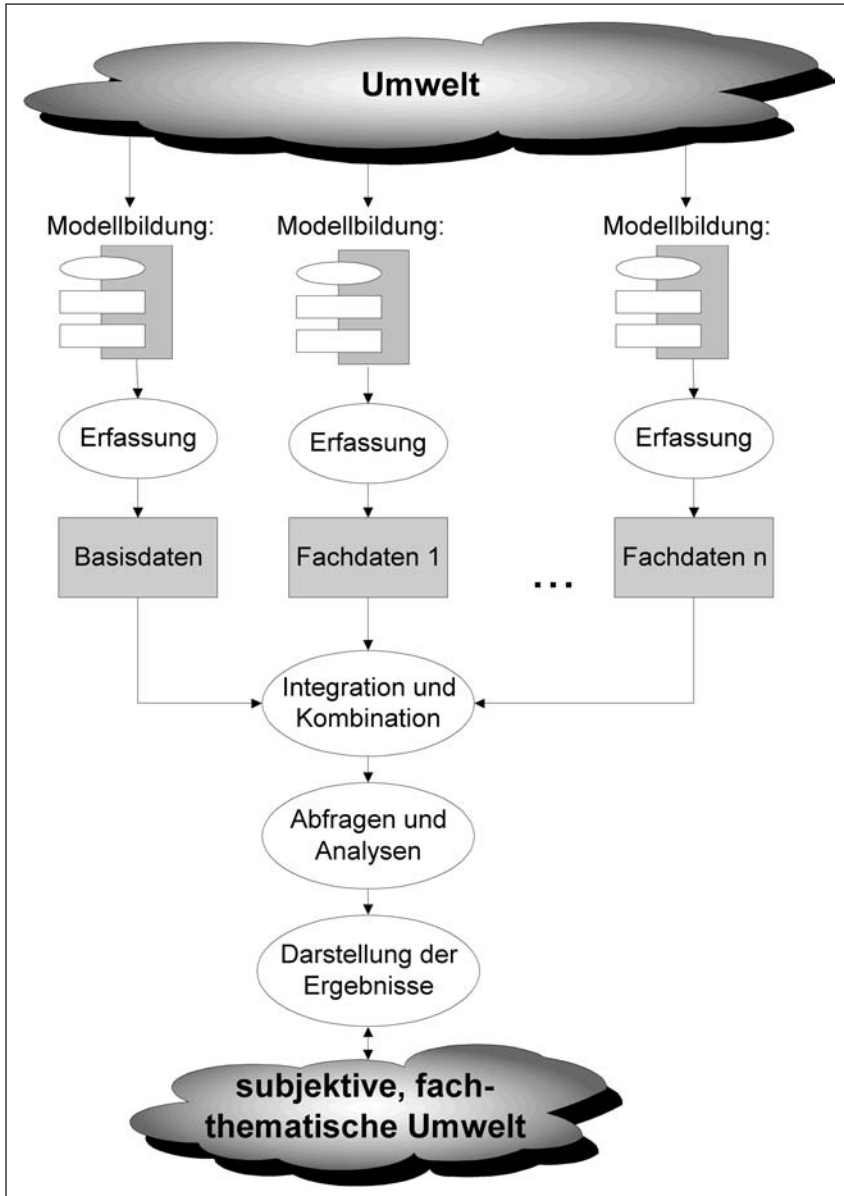


Abb. 5: Arbeitsschritte zur Integration und Weiterbearbeitung unterschiedlicher Datenbestände, die gleichzeitig auch potentielle Bereiche für die Entstehung von Qualitätseinbußen darstellen

- die logische Konsistenz der Daten,
  - die Vollständigkeit,
  - Zugreifbarkeit.
- 105** Liegen die benötigten Daten nicht digital vor, so müssen diese neu erfasst werden. Bei der Datenerfassung sollten vorhandene und wirtschaftlich nutzbare, aber auch innovative Systeme zur Datenerzeugung sowie entsprechende Auswertemethoden eingesetzt werden.
- 106** Ein aktuelles Beispiel hierfür stellt der IKONOS-Satellit von Space Imaging dar, dessen Sensor mit einer Auflösung im panchromatischen Bereich (Grauwerte) von einem Meter und im Multispektralbereich (rot, grün, blau, nahes Infrarot) von vier Metern bildhafte, digitale Informationen liefert. Somit sind erstmals von einem satellitengetragenen Sensor gelieferte Daten aufgrund der hohen geometrischen Genauigkeit auch für kleinräumige Anwendungen in städtischen und ländlichen Bereichen nutzbar (z. B. für hochauflösende Flächenklassifizierungen).
- 107** Neben solchen satellitengetragenen Systemen stehen auch für andere Aufgabenstellungen spezielle flugzeuggetragene Systeme zur Verfügung, wie z. B. das Digital Airborne Imaging Spectrometer (DAIS 7915) des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR), das flächendeckend Daten auch im Thermalen-Infrarot-Bereich (Thermografie) hochauflösend aufnimmt. Anhand dieser Informationen können z. B. gezielt Gebäude mit einer hohen Wärmeabgabe ermittelt werden, die für Maßnahmen der Wärmedämmung in Frage kommen.
- 108** Hier besteht für die nächste Zukunft Forschungsbedarf in wieweit diese Systeme zur Datenerzeugung, wirtschaftlich und ergebnisorientiert für die Erstellung von Energiekonzepten, eingesetzt werden können.

## 4 Einsatzmöglichkeiten von Geo-Informationssystemen bei der Erstellung von Energiekonzepten

Ein Großteil der mit einem Energiekonzept zu bearbeitenden und zu analysierenden Objekte haben einen konkreten Raumbezug und besitzen qualitative/quantitative thematische Informationen, raumbezogene/funktionale Abhängigkeiten zu anderen Objekten sowie ein dynamisches Verhalten. **109**

An dieser Stelle soll beispielhaft der Einsatz eines GIS zur Unterstützung der einzelnen Ablaufphasen skizziert werden.

*Phase I (Vorbereitung und Projektstart):*

- Konkret sollte und kann ein GIS schon in dieser Phase eingesetzt werden, um das Untersuchungsgebiet festzulegen und alle bereits zu diesem Zeitpunkt vorliegenden Basisinformationen strukturiert zu verwalten **110**
- Sind digitale Daten vorhanden, können diese eingesetzt werden, um gebietspezifische Probleme durch die aktuelle energetische Nutzung zu ermitteln. Diese Informationen werden zur Definition der Ziele herangezogen. **111**
- Andere Planungen, die sich mit den Themen Energie und Verkehr befassen, werden häufig mit einem CAD-System oder GIS durchgeführt. Diese Planungen liegen dann digital vor und können somit direkt in das GIS eingebunden werden. **112**

*Phase II (Bestandsaufnahme):*

- Zur Erfassung des Ist-Zustandes sind **Energie- und Stoffbilanzen** räumlich differenziert zu ermitteln. Je nach Detaillierungstiefe sind einzelne oder zusammengefasste Geo-Objekte mit ihren energetischen und stofflichen Eingangsgrößen zu ermitteln und darzustellen. **113**

„Die Siedlungszellenmethode ermöglicht die Ermittlung des Energieverbrauchs auf der Ebene von Siedlungszellen. Dabei wird der Betrachtungsraum in Zellen mit gleichartiger Bebauung eingeteilt und mit Kennwerten für die verschiedenen Siedlungstypen der Energieverbrauch ermittelt.“ [Schaumann & Pohl, 1996]

Der Energieverbrauch bestimmter einzelner Objekte, wie z. B. Schulen, Badeanstalten, Betriebe und Unternehmen, wird detailliert erfasst, da dieser nur unzureichend aus Kennwerten abgeleitet werden kann.

Eine Ermittlung des verkehrsbedingten Energieverbrauchs kann anhand des Verkehrsaufkommens über Kennwerte abgeschätzt werden.

Benötigte Kennwerte ergeben sich z. B. aus wissenschaftlichen Untersuchungen oder aber durch stichprobenartige Erfassung einzelner, für die jeweilige Auswertung typischer Objekte vor Ort und werden dem Geo-Objekt (z. B. Siedlungszelle, Straße) als thematische Information zugeordnet.

Aus dem berechneten Energieverbrauch, differenziert nach Energieträgern, Nutzergruppen und Verwendungszwecken, lassen sich **die Energie- und Stoffbilanzen** für die einzelnen Geo-Objekte und das gesamte Untersuchungsgebiet erstellen.

- 114 • Zur Ermittlung des Ist-Zustandes ist ein **Emissionskataster** einzurichten.

Da die Energie- und Stoffbilanzen objektbezogen vorliegen und die Prozesse der Energieumwandlung und -anwendung bekannt sind, lassen sich die Ausgangsgrößen (Emissionen) berechnen.

- 115 • Zur Ermittlung der regionalen bzw. kommunalen Potentiale zur Nutzung erneuerbarer Energieträger ist ein **Flächenkataster** einzurichten. Dieses Flächenkataster soll u. a. Informationen zur aktuellen Landnutzung vorhalten. Diese kann z. B. über Methoden der Fernerkundung aus multispektralen Satellitenaufnahmen erfasst werden. Die Flächen werden in einem GIS mit ihrer Lage und Ausdehnung sowie ihren thematischen Informationen abgespeichert.

Die lokalen Energie-Potentiale, die beispielsweise in der Nutzung lokal verfügbarer regenerativer Energieträger bestehen, können mit einem GIS erhoben werden. Hierzu werden vorhandene Ergebnisse durchgeführter Untersuchungen (z. B. meteorologische Gutachten) übernommen oder spezielle Fachprogramme zur Ermittlung dieser Informationen eingebunden.

Zur Ermittlung der tatsächlich nutzbaren lokalen Potentiale müssen schon auf dieser Ebene Konfliktpotentiale berücksichtigt wer-

den, die einer möglichen energetischen Nutzung entgegenstehen (siehe hierzu Kapitel 5).

- Die Darstellung der Ergebnisse des Ist-Zustandes wird den Akteuren, Bürgern und Politikern präsentiert. **116**  
Die Ergebnisse der Präsentation sollten in die Konzeptentwicklung eingehen.
- Energieeinsparpotentiale können ggf. über flugzeuggetragene Sensoren mit Informationen im thermalen Bereich ermittelt werden. Diese Informationen liefern Erkenntnisse über den energetischen Zustand des Gebäudebestandes. **117**
- Zur Prognose des zukünftigen Zustands unter Berücksichtigung der Bevölkerungs- und Gewerbeentwicklung soll ein Referenzszenario erstellt werden. Ein GIS kann zur Ermittlung dieser Szenarien um die Methoden der Modellierung und Simulation erweitert werden. **118**

*Phase III (Konzeptentwicklung und Analyse der Konzeptvarianten):*

- Auf der Grundlage der im Rahmen der Bestandsanalyse ermittelten Emissionen können über Ausbreitungsmodelle die Immissionen berechnet werden. Diese wiederum können einerseits zur Detaillierung ggf. auch zur Neubenennung von Zielen und andererseits zur Information der Akteure herangezogen werden. **119**
- Des Weiteren sollen die für das Untersuchungsgebiet in Frage kommenden technischen Optionen der energetischen Versorgung und Nutzung dargestellt werden. Die technischen Potentiale des Untersuchungsraumes werden bei der Bestandsaufnahme ermittelt. Mögliche Synergieeffekte können mit einem GIS modelliert und im Zusammenhang mit den technischen Potentialen dargestellt werden. **120**
- Diese Informationen fließen in die Konzeptentwicklung ein und dienen als Grundlage für die verschiedenen Konzeptvarianten. **121**
- Unter Berücksichtigung der ökologischen, ökonomischen und sozialen Aspekte werden die entwickelten Konzepte analysiert. Hierzu kann das GIS durch Anbindung anderer Programmsysteme (z. B. Umweltdatenbanken, Systeme zur Energie- und Stoffstromanalyse, betriebswirtschaftliche Systeme) erweitert werden. **122**

- 123 • Prognosen der voraussichtlichen zukünftigen Auswirkungen durch Nutzung der dezentralen, lokalen Energiepotentiale können mit einem GIS unter Einbindung von Methoden der Modellbildung und Simulation in Form von Szenarien berechnet und dargestellt werden.

*Phase IV (Bewertung und Auswahl eines Konzepts und Definition von Maßnahmen und Instrumenten):*

- 124 • Die Ergebnisse der Analyse der Konzeptvarianten können z. B. als Virtuelle Realität mit VRML (Virtual Reality Modelling Language) oder in Form von Bilanzen den Akteuren und potentiell Betroffenen verständlich gemacht und präsentiert werden.
- 125 • Ein GIS kann durch Erweiterung um Entscheidungsunterstützende Methoden den Bewertungs- und Auswahlprozess und somit die Definition von Maßnahmen und Instrumenten unterstützen.
- 126 • Letztendlich ist sowohl die Bewertung und Auswahl eines Konzeptes als auch die Definition von Maßnahmen und Instrumenten die Aufgabe der Akteure.

*Phase V (Aufstellung eines Aktionsprogramms):*

- 127 • Mit den Informationen aus der Konzeptauswahl und den daraus definierten Maßnahmen und Instrumenten wird ein Aktionsprogramm aufgestellt. Dieses Aktionsprogramm hat einen kartographischen und einen beschreibenden, textlichen Teil.
- Die kartographische Darstellung der zu realisierenden Projekte kann mit einem GIS unterstützt werden.

*Phase VI (Umsetzungs- und Erfolgskontrolle):*

- 128 • Im Rahmen der Umsetzung des Aktionsprogramms müssen die realisierten Maßnahmen evaluiert werden. Dies erfolgt wiederum mit einem GIS.
- 129 • Es ist hierzu jährlich der aktuelle Ist-Zustand unter Berücksichtigung der Änderungen zu modellieren.
- 130 • Die Erfolge können in Form von Bilanzen visualisiert und der Bevölkerung dargestellt werden, was wiederum einen lernenden Effekt herbeiführt.

## **5 Beispiel einer GIS-gestützten Analyse kommunaler Potentiale zur Nutzung der Windenergie**

Um die Einsatzmöglichkeiten eines GIS bei der Erstellung eines Energiekonzeptes zu verdeutlichen, soll ein energetischer Teilaspekt detaillierter im Folgenden dargestellt werden. Hierzu dient die Beschreibung eines konkreten GIS-Einsatzes zur Analyse von Konflikten durch eine Nutzung von Windenergie auf kommunaler Ebene. Diese Konfliktanalyse ist Teil einer Studie zur Ermittlung der lokalen Potentiale zur Windenergienutzung und stellt gleichzeitig eine Untersuchung der Umweltverträglichkeit dar. **131**

### **5.1 Das Untersuchungsgebiet**

Die Samtgemeinde Nordhümmling liegt in Niedersachsen, im Landkreis Emsland. Das Samtgemeindegebiet befindet sich an der nördlichen Landkreisgrenze. Das Untersuchungsgebiet ergibt sich aus den administrativen Grenzen der Samtgemeinde Nordhümmling und Teilen der angrenzenden Nachbargemeinden. Die angrenzenden Teile der Nachbargemeinden sollen Berücksichtigung finden, um eine ungestörte Weiterentwicklung dieser Gemeinden nicht zu beeinträchtigen. **132**

### **5.2 Die räumliche Konfliktanalyse**

Ziel der räumlichen Konfliktanalyse ist es, Gebiete eines Untersuchungsraumes zu ermitteln, die für eine Nutzung der Windenergie unter Berücksichtigung sowohl der negativen Effekte einer solchen Nutzung als auch der gesetzlichen und planerischen Vorgaben zur Verfügung stehen. Hierzu müssen zunächst die Belange/Bereiche definiert werden, die von einer solchen Nutzung negativ betroffen sind (= Konfliktbereiche). **133**

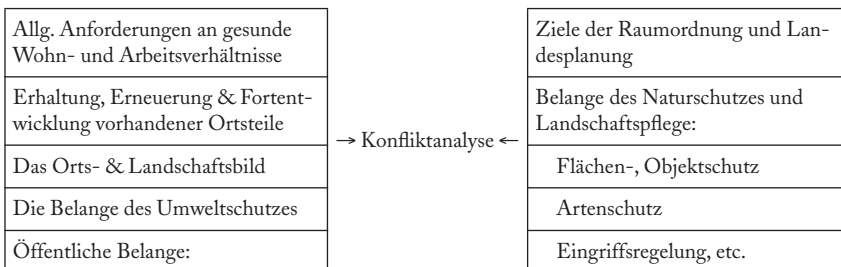
Die Wertigkeit dieser Konfliktbereiche im Verhältnis zur Nutzung der Windenergie hängt vom Risikopotential eines Vorhabens ab. Diese Bewertung soll über eine Risikoeinschätzung erfolgen. Die Risikoeinschätzung soll anhand der Konfliktpotentiale der einzelnen entgegenstehenden Belange durchgeführt werden. Die Konflikt- **134**



potentiale ergeben sich aus der jeweiligen Empfindlichkeit der Konfliktbereiche gegenüber dem Vorhaben oder den Auswirkungen des Vorhabens.

- 135 Das Quantifizieren der Konfliktpotentiale, also der Wertigkeiten einzelner Belange und anschließende Wertaussagen der Belange untereinander und gegeneinander stellt, wie bei allen Bewertungen im Umweltbereich, ein Problem dar.
- 136 Die Angaben zu Empfindlichkeiten gegenüber dem Vorhaben und den Auswirkungen der einzelnen Konfliktbereiche können aus Ergebnissen wissenschaftlicher Untersuchungen sowie aus gesetzlichen und planerischen Vorgaben, etc. heraus prognostiziert werden. Diese liegen in den meisten Fällen in unterschiedlichen Wertesystemen mit unterschiedlicher Qualität vor.
- 137 Um eine operationalisierbare Bewertung durchführen zu können, werden die einzelnen Konfliktbereiche in ein normiertes dreistufiges Zielsystem mit den Klassen hohe, mittlere und geringe Konfliktpotentiale überführt.
- 138 Bei der Konfliktanalyse werden, anhand ihres Konfliktpotentials, Flächen definiert, die für das Vorhaben nicht oder nur bedingt geeignet sind. Für die Nutzung der Windenergie nicht geeignet sind Flächen mit einem hohen Konfliktpotential, bedingt geeignet sind die Flächen mit einem mittleren Konfliktpotential. Auf den restlichen Flächen, also Flächen mit geringem Konfliktpotential, könnte eine Nutzung der Windenergie erfolgen. Die für die einzelnen Konfliktbereiche durchgeführte Konfliktanalyse wird dann mit dem Ergebnis einer Negativplanung überlagert.
- 139 Zusammenfassung der berücksichtigten Belange, Vorgaben und Ziele:

Tab. 3: In die Konfliktanalyse einfließende Belange, Vorgaben und Ziele



(Forts. Seite 35)

Durch das Vorhaben hervorgerufene Umwelteinwirkungen	→ Konfliktanalyse ←	Vorgaben der kommunalen Planung hier Flächennutzungsplan:
Belange des Naturschutzes, der Landschaftspflege und des Denkmalschutzes		Flächen für den Schutz, die Pflege und Entwicklung von Natur und Landschaft
Verunstaltungen des Orts- und Landschaftsbildes		Für Bebauung vorgesehene Flächen
Beeinträchtigungen der Eigenart der Landschaft		Flächen für den überörtlichen Verkehr
Beeinträchtigung der Aufgabe als Erholungsgebiet		Flächen für Versorgungsanlagen
Bauleitpläne benachbarter Gemeinden		Grünflächen, wie Sport-, Spiel- und Zeltplätze, Friedhöfe, etc.
Flächensparende und schonende Ausführung im Außenbereich		Flächen für Aufschüttungen, Abgrabungen, etc.
Vorgaben der Fachplanungen und Programme		Flächen für Wald, etc.
Vorgaben des Fernstraßen, Landesstraßen-, Denkmalschutz-, Luftverkehrsgesetz, etc.		Andere kommunale Vorgaben

### 5.2.1 Konfliktbereiche

Die Konfliktbereiche ergeben sich aus den gesetzlichen und planerischen Vorgaben für die Nutzung der Windenergie allgemein und speziell für das Untersuchungsgebiet. Die Konfliktbereiche für das Untersuchungsgebiet sollen hier dargestellt werden:

140

1. Naturschutz und Landschaftspflege,
  - aus Regional- und Landschaftsplanung,
  - Avifauna,
2. Wald und forstwirtschaftliche Nutzung,
3. Rohstoffgewinnung,
4. Wohnen und Wohnqualität,
5. Freizeit und Erholung,
6. Ver- und Entsorgung,
7. Verkehr.

Anmerkungen zum Konfliktbereich Rohstoffgewinnung:

Grundsätzlich spricht die Rohstoffgewinnung, bei der es sich hier um einen zeitlich begrenzten Torfabbau handelt, nicht gegen die Nutzung der Windenergie. Die Flächen zur Rohstoffgewinnung werden alle im Moorschutzprogramm aufgeführt, so dass als Folgenutzung die Flächen für Natur und Landschaft genutzt werden sollen und somit der Windenergienutzung nicht zur Verfügung stehen.

### 5.2.2 Konfliktpotentiale

- 141** Die Konfliktpotentiale ergeben sich aus den genannten Vorgaben und den zu erwartenden Auswirkungen des Vorhabens. Die Konfliktpotentiale für den Konfliktbereich Avifauna ergeben sich aus dem beschreibenden Teil der Untersuchungen des Biologen Moormann. Hier werden unter anderem Bekassinen, Goldregenpfeifer und der Große Brachvogel genannt. Bei Gebieten mit Vorkommen dieser Vogelarten wird der Auswirkungsbereich der Windenergieanlagen auf 500 m festgesetzt [vgl. Moormann, 1990].
- 142** Flächen, die über die FFH-Richtlinie (EU-Richtlinie „Flora-Fauna-Habitat“) geschützt werden sollen, können nicht mit einfließen, da hier zur Zeit große Differenzen zwischen Landkreis und Kommunen einerseits und dem Niedersächsischen Umweltministerium andererseits über eine Ausweisung bestehen. Diese Flächen dürften sich allerdings im Untersuchungsgebiet auf die Gebiete des Moorschutzprogrammes beschränken.
- Important-Bird-Areas von internationaler Bedeutung (Ramsar-Konvention) liegen nicht im Untersuchungsgebiet.
- 143** Folgende Konfliktbereiche mit den jeweiligen Konfliktpotentialen werden für das Untersuchungsgebiet festgelegt:

Tab. 4: Konfliktbereiche der exemplarischen Konfliktanalyse

Konfliktbereich	Gebiete mit hohem Konfliktpotential	Gebiete mit mittlerem Konfliktpotential
<b>Wohnen und Wohnqualität</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wohnbauflächenbauflächen und 750 m Abstand</li> <li>• gemischte Baufläche und 500 m Abstand</li> <li>• Wohnbebauung im Außenbereich und 300 m Abstand</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1000 m Abstand zu Wohnbauflächen</li> <li>• 750 m Abstand zu Gemischter Bebauung</li> <li>• 500 m Abstand zu Wohnbebauung im Außenbereich</li> </ul>
<b>Naturschutz und Landschaftspflege – Avifauna –</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• schützenswerte Gebiete</li> <li>• besonders schützenswerte Grünlandgebiete und ein Abstand von 200m</li> <li>• äußerst schützenswerte Moor-Gebiete und ein Abstand von 500m</li> <li>• äußerst schützenswerte Grünland-Gebiete und ein Abstand von 500m</li> <li>• ausgesprochen schützenswerte Moor-Gebiete und ein Abstand von 500m</li> <li>• Ruhezone I als Ausgleichsfläche der Mercedes-Benz-Teststrecke</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 200 m Abstand zu schützenswerte Gebiete</li> <li>• 500 m Abstand zu besonders schützenswerte Gebiete</li> <li>• 200 m Abstand zu Ruhezone I</li> </ul>
<b>Naturschutz und Landschaftspflege – aus Regional und Landschaftsplanung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Naturschutzgebiete und 200 m Abstand</li> <li>• Landschaftsschutzgebiete</li> <li>• geschützter Landschaftsbestandteil und 200 m Abstand</li> <li>• Naturdenkmal und 200 m Abstand</li> <li>• Vorranggebiet für Natur und Landschaft und 200 m Abstand</li> <li>• Ausgleichs- und Ersatzflächen und 200 m Abstand</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 500 m Abstand zu Naturschutzgebiete</li> <li>• 500 m Abstand zu geschützten Landschaftsbestandteilen</li> <li>• 500 m Abstand zu Naturdenkmale</li> <li>• Überregional schutzwürdige Gebiete</li> <li>• Regional schutzwürdige Gebiete</li> <li>• 500 m Abstand zu Vorranggebiete für Natur und Landschaft</li> <li>• Gebiet mit besonderer Bedeutung für Natur und Landschaft</li> <li>• 500 m Abstand zu Ausgleichs- und Ersatzflächen</li> </ul>
<b>Freizeit und Erholung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Campingplatz, Freizeitanlage und ein Abstand von 500m</li> <li>• Vorranggebiet für ruhige Erholung in Natur und Landschaft</li> <li>• Sportanlagen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 750 m Abstand zu Campingplätze, Freizeitanlagen</li> <li>• 750 m Abstand zu Vorranggebiete für ruhige Erholung in Natur und Landschaft</li> <li>• Gebiet mit besonderer Bedeutung für ruhige Erholung in Natur und Landschaft</li> </ul>

(Forts. Seite 38)

Konfliktbereich	Gebiete mit hohem Konfliktpotential	Gebiete mit mittlerem Konfliktpotential
<b>Ver- und Entsorgung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 75 m Abstand zu EltLeitungen</li> <li>• 100 m Abstand zu Richtfunkstrecken</li> <li>• 100 m Abstand zu Sendeanlagen</li> </ul>	
<b>Verkehr</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gewässer I. Ordnung und 75 m Abstand</li> <li>• Bundes-, Landes-, Kreisstraßen und 75 m Abstand</li> <li>• Segelflugplatz (Bauschutzzone nicht bekannt)</li> </ul>	
<b>Rohstoffgewinnung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tagebau (oberirdisch)</li> <li>• Vorranggebiete für Rohstoffgewinnung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gebiet mit besonderer Bedeutung für Rohstoffgewinnung</li> </ul>

### 5.3 Daten

144 Aus den Konfliktbereichen und den Konfliktpotentialen zur Durchführung der räumlichen Konfliktplanung ergeben sich bestimmte Datenanforderungen, die hier dargestellt werden sollen. Da die Durchführung der Konfliktanalyse mit einem GIS erfolgt, werden alle Daten, die in die Untersuchung einfließen, in digitaler Form benötigt.

#### 5.3.1 Digitale Daten

145 In digitaler Form liegen für das Untersuchungsgebiet ATKIS-Daten vor also Daten des *Amtlichen Topographischen Kartographischen Informationssystem*, das von der Landesvermessung vorgehalten wird. Bei diesen Daten handelt es sich um Geobasisdaten. Der Inhalt der Topographischen Karte 1:25 000 bildet den inhaltlichen Rahmen des Datenbestandes von ATKIS. Grundsätzlich gliedert sich der Aufbau von ATKIS nach der ersten Realisierungsstufe in zwei Komponenten: [Bill, Band II, 1999]

- das Digitale Landschaftsmodell (=DLM) mit den zweidimensionalen topographischen Objekten (=DSM) und der Reliefbeschreibung der Erdoberfläche (=DGM),
- das Digitale Kartographische Modell (=DKM) als kartographisches Modell zur Darstellung des DLM.

- Zur Klassifizierung der topographischen Eigenschaften eines Gebietes werden von ATKIS Objektbereiche, Objektgruppen, Objektwerte, Attribute und Attributwerte im ATKIS-Objektartenkatalog (ATKIS-OK) festgelegt. Näheres zur Klassifizierung und Objekteinteilung ist dem ATKIS-Objektartenkatalog zu entnehmen. **146**
- Die ATKIS-Daten liegen in einem einheitlichen Raumbezugssystem vor, lagemäßig im Gauß-Krüger-Koordinatensystem und höhenmäßig bezogen auf das Deutsche Haupthöhennetz mit Angaben über Normalnull (NN). **147**
- Die Erfassung der ATKIS-Daten erfolgt in Niedersachsen für das DSM aus der DGK5 (Deutsche Grundkarte 1:5 000), für das DGM50 aus den Höhenlinien der TK25 und für das DGM5 aus Luftbildern. **148**
- Für die Potentialstudie zur Nutzung der Windenergie auf der kommunalen Ebene bieten sich die ATKIS-Daten an. Die Nutzung der ATKIS-Daten für diese Maßstabebene wird zudem vom Deutschen Städtetag in den Beiträgen zu MERKIS für den Maßstabsbereich 1:10 000 bis 1:25 000 empfohlen. **149**

### 5.3.2 Analoge Daten

- Die analogen Daten sind auf der Basis der ATKIS-Daten zu digitalisieren und ergänzen sie fachthematisch. **150**
- Regionales Raumordnungsprogramm des Landkreises Emsland*
- Das Regionale Raumordnungsprogramm des Landkreises Emsland von 1990 enthält die angestrebten räumlichen und strukturellen Entwicklungen des Landkreises und wurde aus dem Landes-Raumordnungsprogramm entwickelt. Das Regionale Raumordnungsprogramm liegt im Maßstab 1:50 000 vor. Es wurde 1990 veröffentlicht. **151**
- Landschaftsrahmenplan des Landkreises Emsland von 1994 (Entwurf)*
- Bei dem Landschaftsrahmenplan handelt es sich um ein Fachgutachten der Landschaftsplanung und wird aus dem Landschaftsprogramm des Landes Niedersachsen entwickelt. Der Landschaftsrahmenplan ist ein Fachplan für den Naturschutz und die Landschaftspflege, den die Untere Naturschutzbehörde im übertragenen Wirkungskreis aufstellt. Dieser Plan stellt für das Gebiet der Unteren Naturschutzbehörde, einschließlich des besiedelten Bereichs, rahmenhaft die fachli- **152**

chen Gegebenheiten, Erfordernisse und erforderlichen Maßnahmen gutachterlich dar und begründet sie. Dieser Plan liegt wie das Regionale Raumordnungsprogramm im Maßstab 1:50 000 vor. Die Daten beziehen sich auf Auswertungen des Jahres 1986–1992.

*Ornithologische Güterwertkarte des Emslandes*

- 153 Die ornithologische Güterwertkarte des Emslandes wurde von dem Biologen Klaus-Dieter Moormann erstellt und 1990 veröffentlicht. Die avifaunistisch wertvollen Bereiche werden in vier Klassen unterteilt und im Maßstab 1:50 000 dargestellt. Zur kartografischen Darstellung sind für die einzelnen Gebiete die Erfassungsart, Zustand der Flächen, der Bestand etc. verbal beschrieben. [Moormann, 1990]

*Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) zur Mercedes-Benz-Teststrecke*

- 154 Da die Teststrecke in den ATKIS-Daten nicht enthalten ist, müssen diese aktualisiert werden. Zudem sollen Ausgleichs- und Ersatzflächen in die Untersuchung einfließen.

*Flächennutzungsplan der Samtgemeinde Nordhümmling*

- 155 Im Flächennutzungsplan wird für das Samtgemeindegebiet die sich aus der Art der beabsichtigten städtebaulichen Entwicklungen ergebende Bodennutzung nach den voraussehbaren Bedürfnissen der Gemeinde in den Grundzügen dargestellt.

## 5.4 Durchführung

- 156 Die Geometrien der analogen Daten werden durch Digitalisierung erfasst, mit den vorhandenen ATKIS-Datenbeständen kombiniert und um die entsprechenden Sachdaten ergänzt. Aus den ATKIS-Daten und den digitalisierten Daten werden die Konfliktbereiche über eine thematische Selektion erfasst. Anhand der Konfliktbereiche werden die Konfliktpotentiale ermittelt. Der Ablauf soll beispielhaft für den Bereich Wohngebiete dargestellt werden.
- 157 Es wurden Abstände für den Bereich Wohngebiete festgelegt in denen eine Nutzung der Windenergie nicht oder nur bedingt stattfinden soll. Die Flächen innerhalb dieser Abstände werden durch Pufferung, eine typische GIS-Funktionalität, ermittelt. Den ermittelten Flächen wird als Attribut der Wert des Konfliktpotentials zugewiesen. Beispielhafter Ablauf einer Pufferung um eine Fläche:

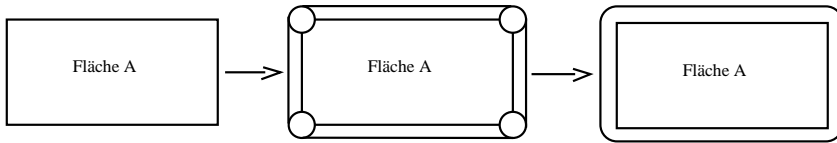


Abb. 6: Pufferung um eine Fläche

### *Ergebnis der Konfliktanalyse*

Die Konfliktpotentiale aller Konfliktbereiche werden dann zu einem Endergebnis überlagert. Hier wird zur besseren Differenzierung bei den Konfliktpotentialen noch eine vierte Klasse hinzugefügt. Diese Klasse „Gebiete mit sehr hohem Konfliktpotential“ ergibt sich aus einer Überlagerung von mindestens zwei hohen Konfliktpotentialen auf einer Fläche.

**158**

Gebiete mit geringem Konfliktpotential sind Flächen, die mit keinem mittleren oder hohen Konfliktpotential belastet sind. Diese Gebiete stehen als Auswahlflächen für die Darstellung von Sonderflächen für die Windenergienutzung im Flächennutzungsplan zur Verfügung.

**159**

Gebiete mit mittlerem Konfliktpotential könnten ggf. auch für die Windenergienutzung in Frage kommen.

## **6 Fazit**

Um das energiepolitische Ziel der Bundesregierung einer Nachhaltigen Entwicklung zu erreichen, besteht die Notwendigkeit der Einflussnahme bei der Umwandlung und Nutzung der Energie.

**160**

Ein Instrument, das in der Vergangenheit zur Realisierung der energiepolitischen Zielvorstellungen der Regionen und Kommunen eingesetzt wurde, sind die Energiekonzepte. Bei der zukünftigen Anwendung dieses Instruments sollte man sich nicht auf die durch politische und verwaltungstechnische Grenzen definierten Räume beschränken.

**161**

Des Weiteren sollten zukünftige Energiekonzepte sowohl die Erzeuger- als auch die Nutzerseite untersuchen und den Verkehrsbereich miteinbeziehen. Die Erstellung und Umsetzung von Energiekonzepten sollte in einem partizipativen, konsens- und umsetzungsorientierten Prozess erfolgen.

**162**



- 163 Eine eindeutige Definition der Ziele, Inhalte und Methoden zur Erstellung und Umsetzung von Energiekonzepten kann es aufgrund verschiedener Einflussgrößen (Untersuchungsgebiet, zeitliche Veränderungen und beteiligte Akteure) vielleicht nicht geben. Es erscheint aber durchaus ratsam, Mindestanforderungen zu definieren.
- 164 Aufgrund der komplexen Thematik ist der Einsatz von EDV zur Unterstützung bei der Erstellung und Umsetzung eines Energiekonzeptes unumgänglich. Da der Großteil der zu berücksichtigenden Informationen einen Raumbezug hat, ist speziell der Einsatz von Geo-Informationssystemen (GIS) sinnvoll. Dies wird durch die dargestellten Einsatzmöglichkeiten eines GIS bei der Bearbeitung der einzelnen Phasen eines Energiekonzeptes offenbar.
- 165 Konkret wird der Nutzen eines GIS am Beispiel seines Einsatzes zur Ermittlung der tatsächlichen Potentiale zur Umwandlung der Windenergie in einem kommunalen Gebiet aufgezeigt. Neben den teilweise konkreten Darstellungen zum Einsatz eines GIS kann dieses zur Integration vorhandener Insellösungen dienen.
- 166 Um beim Einsatz von GIS die Datenfrage nicht zum zentralen Thema werden zu lassen, muss ein Systemmodell unter Einbeziehung der entsprechenden Experten erstellt werden.
- 167 Es werden die Komponenten und Prozesse ermittelt, die das zu modellierende System beeinflussen. Dies führt einerseits zur Ermittlung der tatsächlich benötigten Daten und trägt andererseits zu einem besseren Verständnis bei.
- 168 Zur Modellierung und Prognose nicht-linearer, dynamischer Ursachen und Wirkungen (inklusive der Wechselwirkungen und Rückkopplungen) sind die GIS um Methoden der **Modellierung und Simulation** zu ergänzen.
- 169 Um die mit einem GIS, ggf. erweitert um Methoden der Modellierung und Simulation, ermittelten Informationen für die Akteure und Initiatoren transparenter zu machen, bieten sich **Entscheidungsunterstützende Methoden** an.
- 170 Mit dem Einsatz von GIS ist es möglich, einen Eingriff in die Umwelt und die daraus entstehenden Folgewirkungen zu simulieren und zu analysieren. Es können Alternativen aufgezeigt und bewertet wer-

den. Die Informationen können für alle Akteure begreifbar dargestellt werden und unterstützen somit die Entscheidungsfindung.

## Literatur

ARL (Akademie der Raumforschung und Landesplanung): Handbuch der Raumordnung, VSB-Verlagsservice, Braunschweig 1994

*Baccini, P., Bader, H.-P.*: Regionaler Stoffhaushalt, Spektrum, Heidelberg 1996

*Bartelme, N.*: Geoinformatik, Springer Verlag, Heidelberg 1994

*Bernhardsen, T.*: Geographic Information Systems, Viak IT, Arendal 1992

*Bill, R.* (Hrsg.): Zeit als weitere Dimension in Geo-Informationssystemen, Tagungsband zum Workshop vom 29. bis 30. September 1997 an der Universität Rostock

*Bill, R.*: Grundlagen der Geo-Informationssysteme, Band I, 4. Auflage, Wichmann, Heidelberg 1999

*Bill, R.*: Grundlagen der Geo-Informationssysteme, Band II, 4. Auflage, Wichmann, Heidelberg 1999

BINE (Bürger-Information, Neue Energietechniken, Nachwachsende Rohstoffe, Umwelt; Teil des Fachinformationszentrums Karlsruhe): Kommunale Energieversorgung, Energiekonzepte, Nah- und Fernwärme, energetische Nutzung von Abfall: Ein Informationspaket, Bearbeiter: Verena Blanke-Jung, TÜV-Rheinland, Köln 1999

*Blaschke, Th.*: Umweltmonitoring und Umweltmodellierung, Wichmann, Heidelberg 1999

*Bossel, H.*: Umweltwissen, Springer-Verlag, Heidelberg 1990

*Bossel, H.*: Simulation dynamischer Systeme, Vieweg Verlag, Braunschweig, 1992

*Bossel, H.*: Modellbildung und Simulation, Vieweg Verlag, Braunschweig 1994

Bundesumweltministerium: Kommunaler Klimaschutz: Namen, Anschriften, Aktivitäten, Bonn 1999 (<http://www.bmu.de>)

Bundeswirtschaftsministerium: Energieprogramm der Bundesregierung, Zweite Fortschreibung. Bundesdrucksache 8/1357, Bonn 1977

*Busch, W.:* Geo-Informationssysteme. Funktionales und verfahrenstechnisches Einsatzpotential beim Brachflächenrecycling, in: *Genske, D. D., Noll, H. P.* (Hrsg.): Brachflächen und Flächenrecycling, Ernst & Sohn, Berlin 1995, S. 123–155

*Buziek, G.:* GIS in Forschung und Praxis, Wittwer-Verlag, Stuttgart 1995

*Calkins, H.:* Information Systems Development in North-America. In: *Tomlinson, R. F.* (Hrsg.): Proceedings Commission on Geographical Data Sensing and Processing, Moskau 1977, S. 92–113

*Caspary, W.:* Qualität von Geo-Daten, erschienen in: Zeitschrift für Vermessungswesen, 1992, H. 7, S. 360–367

CTech: C Tech Development Corporation, Systembeschreibung zu EVS (Environmental Visualization System), 1999 (<http://www.ctech.com/>)

*Czeranka, M.:* GIS-basierte Entscheidungsunterstützung in der naturschutzorientierten Raumplanung, Studien Umweltwissenschaften, Vechta 1997

*Czeranka, M., Ehlers, M.:* GIS als Instrument zur Entscheidungsunterstützung, in: Geo-Informationssysteme GIS, 1997, H. 2, S. 9–17

*Damm, W.:* Energiekonzepte in Westdeutschland, Dissertation am Fachbereich Politische Wissenschaft der Freien Universität Berlin, 1996

EVA (Energieverwertungsagentur): Das städtische Energiekonzept, E. V. A, Wien 1999

*Gaiser, A., Richter, A., Walz, U.:* Probleme des Einsatzes von Geographischen Informationssystemen für sozio-ökonomische Fragestellungen, in: Geo-Informationssysteme GIS, 1994, H. 3, S. 1–8

*Glemser, M.:* Behandlung der Genauigkeit räumlicher Daten in Geo-Informationssystemen, in: Alfred-Wegener-Stiftung (Hrsg.): Die benutzte Erde. Ökosysteme, Rohstoffsysteme, Herausforderungen. Ernst & Sohn Verlag, Berlin, S. 151–157

*Grützner, R., Benz, J.*: Werkzeuge für die Modellierung und Simulation im Umweltbereich, Metropolis Verlag, Marburg 1998

*Guptil, C., Morrison, L.* (Hrsg.): Elements of Spatial Data Quality, Pergamon/Elsevier Science, Oxford 1995

*Fischer, M. M., Nijkamp, P.*: Geographic Information Systems. Spatial Modelling and Policy Evaluation, Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, New York 1993

*Hänel, M.*: Regionale Energiekonzepte, Verlag für Wissenschaft und Forschung, Berlin 1998

*Heuvelink, G. B. M.*: Error Propagation in Environmental Modelling with GIS, Taylor & Francis, London 1998

IOGIS: 1. IOGIS-Mitarbeiter-Workshop, Institut für Geoinformatik, Münster 1997 ([http://ifgi.uni-muenster.de/3\\_projekte/4dgis/texte/iogis/Protokoll1.html](http://ifgi.uni-muenster.de/3_projekte/4dgis/texte/iogis/Protokoll1.html))

*Kaier, U.*: Energie- und Umweltkonzepte, in: Örtliche und Regionale Energieversorgungskonzepte, Band 33, Selbstverlag der Bundesforschungsanstalt für Landeskunde und Raumordnung, Bonn 1994

*Kaltschmitt, M., Wiese, A.*: Erneuerbare Energie, Springer-Verlag, Berlin 1997

*Langran, G.*: Time in Geographic Information Systems, Taylor & Francis, London 1992

*Leung, Y.*: Intelligent Spatial Decision Support System, Springer Verlag, Berlin 1997

*Mechler, B.*: Intelligente Informationssysteme, Addison-Wesley, Bonn 1995

*Moormann, K.-D.*: Ornithologische Gütewertkarte, Landkreis Emsland 1990

Öko-Institut: Gesamt-Emissions-Modell integrierter Systeme (GE-MIS), Darmstadt 1998 (<http://www.oeko.de/service/gemis>)

*Page, B., Hilty, L. M.*: Umweltinformatik. Informatikmethoden für Umweltschutz und Umweltforschung, R. Oldenbourg Verlag, München 1996

*Sbresny, J.:* Fehlerquellen in Raumbezogenen Informationssystemen, Geologisches Jahrbuch, Reihe F, Bodenkunde, Heft 33, Hannover 1997

*Schaumann, G., Pohl, Ch.:* Praxisorientierte Energiekonzepte, C. F. Müller Verlag, Heidelberg 1996

*Schröder, G.:* Rede des Bundeskanzlers anlässlich der Eröffnung der 5. Vertragsstaatenkonferenz der Klimarahmenkonvention am 25. Oktober 1999 in Bonn (<http://www.bundeskanzler.de/03/redenf.html>)

*Singh, R. B., Murai, S. (Hrsg.):* Space Information for sustainable development. Balkema Verlag, Rotterdam 1998

*Smiatek, G., Schoenemeyer, T.:* GIS-Unterstützung für das multiskalige atmosphärische Modell MCCM, in: Geo-Informations-Systeme GIS, 1999, H. 4, S. 12–17

VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V.): Handlungshilfen zur Erstellung von CO<sub>2</sub>-Minderungskonzepten, VDEW Landesgruppe Nordrhein-Westfalen, Frankfurt a. Main 1994

# Das virtuelle Kraftwerk – Option für Verteilnetzbetreiber im anreizregulierten Energiemarkt

*Klaus-Dieter Maubach und Marko Schmidt*

*Die Verantwortung für den Erhalt und die Sicherung des Gleichgewichts zwischen Nachfrage und Erzeugung von elektrischer Energie im öffentlichen Energieversorgungssystem tragen in Deutschland die Übertragungsnetzbetreiber. Sie stützen sich zur Erfüllung dieser Aufgabe auf in Teillast arbeitende große Kraftwerke, die zum Ausgleich der Schwankungen geregelt werden. Einerseits wird die Regellenergie über teilweise erhebliche Entfernungen transportiert. Auf der anderen Seite führen die jetzigen Verfahren zur Einbindung dezentraler Erzeuger in die Nieder- und Mittelspannungsnetze bei weiterem Ausbau zu einem noch höheren Bedarf an Ausgleichs- und Regellenergie und damit zu steigenden Netznutzungskosten. Bedingt wird dies durch systematische Fehler in den zur Anwendung kommenden Ersatzwertverfahren sowohl im Bezug als auch in der Produktion.*

*Im vorliegenden Artikel wird zur Lösung dieser Problematik die Einführung eines Produktionsprofils vorgeschlagen. Integriert wird dieses in das Konzept des virtuellen Kraftwerks Harz mit besonderem Schwerpunkt auf kleine – nicht leistungsgemessene – dezentrale Erzeugungsanlagen, die am Beispiel von Mikro-KWK-Anlagen erläutert werden.*

*Mit Hilfe des so entstehenden virtuellen Kraftwerks kann mit diesem Konzept die genutzte Einspeisekapazität aus den vorgelagerten Netzen nachhaltig gesenkt und deren zeitlicher Verlauf vergleichmäßigt werden. Dadurch werden die großen Kraftwerke bei der Produktion und die Übertragungsnetze beim Transport der Regellenergie entlastet sowie die Effizienz der Netze erhöht.*

## Inhaltsübersicht

	Rn.		Rn.		
1	Einführung	1–3	7		
2	Analyse des Entgeltsystems	4–6	Statistischer Ansatz – Produktionsprofile	27–37	
3	Bedeutung dezentraler Energieerzeugung	7–11	8	Lösungsansätze und Anforderungen	38–39
4	Das Virtuelle Kraftwerk Harz	12–17	9	Synthetische Produktions- profile für wärmegeführte Mikro-BHKW	40–46
5	Einbindung kleiner Erzeuger	18–22	10	Ausblick	47–49
6	Kleine Kraft-Wärme- Kopplungs-Anlagen	23–26	11	Dank	50
			12	Literatur	

## 1 Einführung

- 1 Das elektrische Energieversorgungssystem in Deutschland ist hierarchisch gegliedert. Die Energie wird meist über die Höchst- und Hochspannungsnetze der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in die Mittel- und Niederspannungsebene der Verteilnetze schließlich zum Verbraucher transportiert. Mit Beginn der Liberalisierung vor fast 10 Jahren fanden und finden die größten Umwälzungen seit über 60 Jahren statt. Die erprobten monopolistischen Strukturen werden aufgebrochen und insbesondere Energieerzeugung, -handel sowie -transport und -verteilung getrennt. Lediglich Transport und Verteilung blieben als natürliche Monopole erhalten und werden durch staatliche Eingriffe reglementiert.
- 2 Hierbei spielt die Bundesnetzagentur (BNA) eine zentrale Rolle. Seit 2006 führt sie im Rahmen der Netzentgeltgenehmigungen eine so genannte „Kostenregulierung“ durch, das heißt es werden den Netzbetreibern bestimmte Kostenblöcke genehmigt, auf deren Basis die Netzentgelte zu kalkulieren sind (vgl. [1]). Um das Ziel volkswirtschaftlicher Effizienz zu erreichen, sind für jede einzelne Genehmigung detaillierte Informationen zu den Kosten und deren Einfluss auf die Entgelte notwendig, was einen enormen Aufwand bedeutet. Darüber hinaus werden Kostenvorteile durch Innovationen nicht belohnt, da diese im Rahmen der Kostenwälzung direkt in die Preise eingehen. Folglich sinkt in dieser Phase das Interesse an weiteren Effizienzerhöhungen. Allerdings wird dieses Problem durch einen zügigen Übergang in die dynamische Phase der Anreizregulierung entschärft. Die damit verbundene Entkopplung von Kosten und Erlösen führt zur Realisierung von Effizienzvorteilen im Wert bis zur Höhe der Monopolrente – einen passenden Preispfad vorausgesetzt.
- 3 Während im Rahmen der kostenbezogenen Startphase der Anreizregulierung der Fokus auf Anerkennung möglichst großer Kostenblöcke lag, wird es in der folgenden Phase der entgeltbasierten Regulierung entsprechend des Minimalprinzips darauf ankommen, welche Effizienzvorteile bei den einzelnen Beteiligten realisiert werden können.

## 2 Analyse des Entgeltsystems

Für die Nutzung des Gesamtsystems Energieversorgungsnetz zahlt der Verbraucher dem Verteilnetzbetreiber (VNB) einen Geldbetrag und dieser zahlt für die Nutzung des Teilsystems Übertragungsnetz einen Teil davon an den ÜNB (s. Abb. 2.1). Je nach Lage der Ausspeisung können kein, einer oder mehrere Verteilnetzbetreiber nacheinander vorhanden sein.

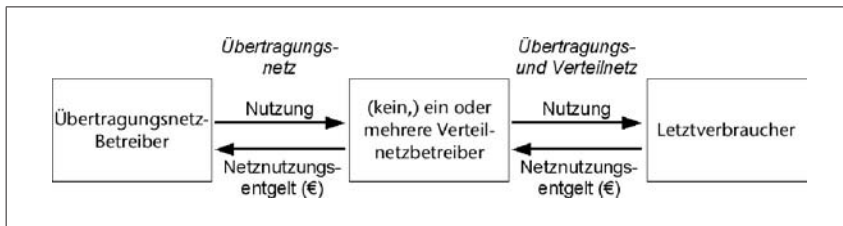


Abb. 2.1: Geldflüsse und Netzdienstleistungen im deutschen Energieversorgungsnetz (vereinfacht)

Wird im Sinne einer Entgeltregulierung der Netznutzungspreis eines Verteilnetzbetreibers durch die BNA determiniert, so wird der rational handelnde Unternehmer entsprechend des Minimalprinzips versuchen, seine stückbezogenen Kosten zu minimieren. Aufgrund der langfristigen Kapitalbindung der Betriebsmittel in den Netzen verbleiben als kurz- und mittelfristige Optionen im Wesentlichen die Bereiche Personal und die Kosten der Netznutzung, die der Übertragungsnetzbetreiber bzw. allgemeiner, der vorgelagerte Netzbetreiber, abrechnet. Der Bereich Personal soll im Rahmen dieses Artikels nicht weiter betrachtet werden. Die vorgelagerten Netzkosten sind im Sinne der Anreizregulierung in den jeweiligen von der BNA genehmigten Netznutzungspreisen als unbeeinflussbare Größe enthalten. Ihr absoluter Wert ist aber abhängig von der bezogenen Arbeit, der genutzten Netzanschlusskapazität, dem Netzbereich der Ausspeisung und den Jahresbenutzungsstunden.

Von den genannten Größen erscheint im Hinblick auf dezentrale Erzeuger die Beeinflussung der genutzten Netzanschlusskapazität am aussichtsreichsten. Sie ist definiert als größte mittlere Viertelstundenleistung die im Laufe eines Jahres als Ausspeiseleistung gemessen wird. So stellt E.ON in den drei oberen Netzbereichen dafür Preise zwischen 27,99 €/kWa) und 38,15 €/kWa) in Rechnung (Abb. 2.2)



[2]. Dies entspricht unter Beilegung dieses Tarifs bei einem einzigen Mikroblokkheizkraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 5,5 kW Opportunitätskosten von bis zu 209,83 € jährlich. Derzeit sind etwa 15.000 solcher Anlagen [3] mit einem Potenzial von bis zu rund 3,15 Mio. Euro pro Jahr (bezogen auf den Netzbereich 3, Hochspannung) im deutschen Energieversorgungsnetz installiert.

<b>Preisblatt 1</b>				
<b>Netzentgelt für Entnahmestellen mit ¼-h-Leistungsmessung</b>				
<b>gültig ab 1. September 2006</b>				
Jahresbenutzungsstunden	>= 2.500 h/a		< 2.500 h/a	
Netznutzung bei Ausspeisung aus	Leistungspreis €/ (kW x Jahr)	Arbeitspreis ct/kWh	Leistungspreis €/ (kW x Jahr)	Arbeitspreis ct/kWh
Höchstspannung (Netzbereich 1)	27,99	0,058	3,31	1,045
Umspannung Höchst- in Hochspannung (Netzbereich 2)	31,27	0,065	3,70	1,168
Hochspannung (Netzbereich 3)	38,15	0,194	5,51	1,499

Die Preise gelten für das von der E.ON Netz GmbH betriebene Übertragungsnetz zzgl. Mehrkosten gemäß Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, ggf. Blindleistungsanspruchnahme, ggf. Konzessionsabgabe und Umsatzsteuer in der jeweiligen gesetzlichen Höhe.  
Preise umfassen Nutzung der Netzinfrastuktur, Systemdienstleistungen und Deckung der Übertragungsverluste.

Abb. 2.2: Beispiel Preisblatt Netznutzung Jahresleistungspreissystem (Quelle: E.ON Netz GmbH, 13.02.2007 [2])

### 3 Bedeutung der dezentralen Energieerzeugung

- 7 Im elektrischen Energieversorgungssystem Deutschlands werden bis zum Jahr 2020 Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 40.000 MW stillgelegt [4]. Neben dem Neubau werden die effizientere Nutzung der vorhandenen Energie und Netze sowie innovative dezentrale Energieerzeuger (DEZ) an Bedeutung gewinnen. Der so entstehende Kraftwerkspark muss dem Ziel einer nachhaltigen Energieversorgung genügen. Die Anforderungen dafür sind Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Sozialverträglichkeit. Daher kommen regenerativ gespeiste Anlagen ebenso in Betracht wie hocheffiziente kleine und kleinste Systeme mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) im Sinne einer „stromerzeugenden Heizung“ sowie – bei wirtschaftlicher Verfügbarkeit – auch Brennstoffzellen. Neben einem Wandel der Energieträger wird auch die historisch gewachsene Einteilung in Grund-, Mittel-

und Spitzenlastkraftwerke weiter entwickelt hin zu einer Einteilung nach der Prognostizier- und Beeinflussbarkeit. Während Wind und Photovoltaik dann zur Gruppe der weitgehend nicht beeinflussbaren Erzeuger gehören, versprechen KWK-Anlagen und Gasturbinen gute Prognose- und Eingriffsmöglichkeiten.

Dem Erhalt und der Sicherung des Gleichgewichts zwischen Nachfrage und Erzeugung elektrischer Energie und damit der Stabilität des elektrischen Energieversorgungssystems muss auch bei einer derartigen Entwicklung eine besondere Bedeutung zugewiesen werden. Dafür ist im liberalisierten deutschen Markt das Instrument der Regel- bzw. Ausgleichsenergie vorhanden, die bislang fast ausschließlich von konventionellen Großkraftwerken zur Verfügung gestellt werden muss. Diese werden dafür in Teillast betrieben, was meist einen schlechteren Wirkungsgrad und sinkende Energieeffizienz bedeutet. Dabei ist es nicht ungewöhnlich, dass ein Erzeugungsdefizit im Norden der Regelzone beispielsweise durch Kraftwerke im Süden ausgeglichen wird, was zu zusätzlichen Energietransfers, teilweise über sehr große Entfernungen, führt. Diese wiederum müssen in die Netznutzungsentgelte der Letztverbraucher einkalkuliert werden. **8**

Sinnvoller erscheint hier das Ziel der Vermeidung derartiger Transfers durch einen Ausgleich bereits innerhalb des jeweiligen Verteilnetzes. Es ist leicht nachvollziehbar, dass die Übertragungsnetze dadurch nicht ihre Aufgabe als „Rückgrat“ des Systems verlieren, jedoch sind sie damit von Aufgaben, die bereits im Verteilnetz erledigt werden können, zu entlasten. Auf diese Weise wird auch der Regelenergiebedarf aus Großkraftwerken minimiert. Dies wird auch von Luther et al. in Nummer 9 der Bullensee-Thesen und abgeleiteten Handlungsempfehlungen zur zukünftigen Energieversorgung [5] als zentrale Aufgabe zur Entwicklung eines nachhaltigen Energiesystems gesehen. Der Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen wird dies ermöglichen. Insbesondere die erwähnten kleinen, nicht leistungsgemessenen Anlagen bieten bei weiterer Marktdurchdringung ein wachsendes Potenzial. **9**

Beim weiteren Ausbau der dezentralen Erzeugung sind auch neue Formen des Zusammenspiels zwischen Kraftwerken, Netz und Verbraucher notwendig. Die Einhaltung der Rahmenbedingungen wird durch die Bundesnetzagentur überwacht und im Rahmen der gelten- **10**

den Gesetze und Regeln gestaltet. So sind die Akteure in rechtlicher und wirtschaftlicher Hinsicht lediglich über den freien Markt miteinander verbunden. Damit dieser funktioniert, müssen die notwendigen Informationen für jeden Marktteilnehmer verfügbar sein. Die etablierte Netzbetriebsführung und Kraftwerkseinsatzplanung muss um neue Werkzeuge für dezentrale Energieerzeuger erweitert werden. Eine einfache Skalierung der Regelung von großen auf kleine Kraftwerke erscheint nicht erfolgsversprechend.

- 11 Werden beispielsweise die leistungsbezogenen Transaktionskosten für die Erfassung und Verarbeitung der Lieferung einer elektrischen Leistung aus einem Großkraftwerk mit denen für Mikro-BHKW verglichen, so sind die Werte für den kleinen Erzeuger unwirtschaftlicher. Gleiches gilt auch für die Netze: Die energiebezogenen Transaktionskosten für die Erhebung und Verarbeitung von Daten für den Transport der Energie bei einer Hochspannungsleitung sind niedriger als für ein Niederspannungskabel. Die Folgen sind heute schon zu beobachten: Im Erzeugungsmix wird die Energie (ohne besondere Regelungen) aus Großkraftwerken präferiert, da ein komparativer Kostenvorteil vorliegt. Dieser Effekt wird durch die Forderung nach weitergehender Kommunikation weiter verstärkt. Daher sind Methoden und Systeme zu finden, die diese Transaktionskosten senken, um den komparativen Vorteil zugunsten der Dezentralisierung zu verschieben. Die im folgenden Kapitel dargestellten Produktionsprofile sind ein erster Schritt auf dem Weg zu diesem Ziel.

## 4 Das Virtuelle Kraftwerk Harz

- 12 Das Konzept eines „virtuellen Kraftwerks“ (VKW) wird seit Jahren diskutiert (vgl. [6], [7]). Ein VKW wird hier definiert als imaginärer Zusammenschluss von räumlich getrennten elektrischen Energieanlagen, die
- mindestens über das öffentliche Energieversorgungsnetz miteinander verbunden sind;
  - eine oder mehrere Funktionen von elektrischen Kraftwerken erfüllen;
  - hinsichtlich dieser Funktion eine wirtschaftliche oder technische Einheit sind.

Ziel ist meist, durch die intelligente Vernetzung verschiedener dezentraler Stromerzeuger die dezentral erzeugte elektrische Energie mit maximalen Gewinn zu verkaufen und damit die wirtschaftliche Grundlage für den weiteren Ausbau dezentraler Stromproduktion zum Teil basierend auf erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen, gegebenenfalls mit dem strategischen Ziel des Einsatzes von Brennstoffzellen zu schaffen.

VKW lassen sich nach den herkömmlichen Kriterien in Grund-, Mittel- bzw. Spitzenlast- oder Regel-, Reserve- und Netznutzungskraftwerke gliedern. Wird die weiter vorn beschriebene Einteilung verwendet, so ist es Ziel eines virtuellen Kraftwerks, seinen eigenen Produktionsgang und die Beeinflussbarkeit verlässlich zu prognostizieren und dem Kunden, beispielsweise dem Netzbetreiber, anzubieten. 13

Charakteristisch, wenn auch nicht zwingend, ist die Integration von Erzeugungsanlagen auf Basis von verschiedenster Brennstoffe, Technologien, Standorte und Eigentümer. Bislang werden VKW mit einzelnen Erzeugungseinheiten größer als 1 MW (elektrisch) wirtschaftlich erfolgreich betrieben, kleinere Anlagen wurden zu Forschungs- und Demonstrationszwecken eingebunden. 14

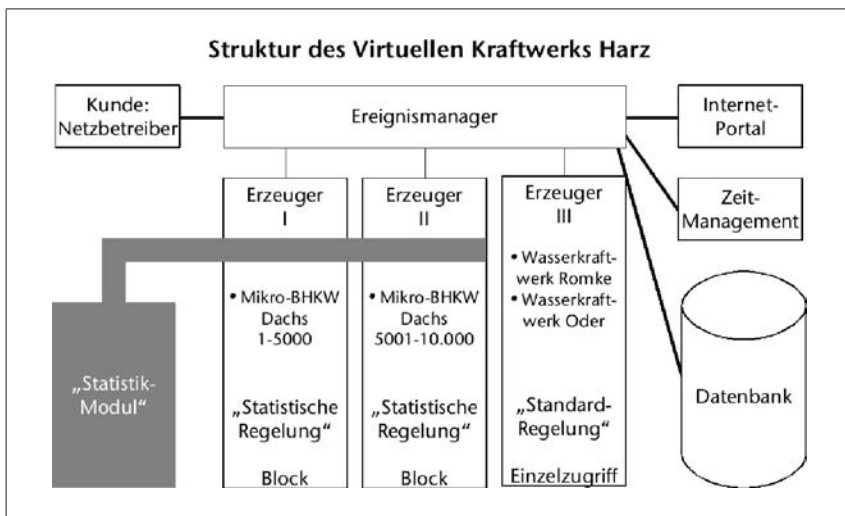


Abb. 4.1: Schematische Darstellung der beabsichtigten Struktur des Virtuellen Kraftwerks Harz

- 15 Das vorliegende Konzept des „Virtuellen Kraftwerks Harz“ (Abb. 4.1) basiert auf der wirtschaftliche Einbindung von Mikro-KWK-Anlagen im Leistungsbereich von wenigen Kilowatt elektrisch. Ziel ist es, dem Netzbetreiber die Regelung der genutzten Netzkapazität gegenüber dem vorgelagerten Hoch- und Höchstspannungsnetzen zu ermöglichen und damit den Bezug von Regel- bzw. Ausgleichsenergie aus Großkraftwerken über das Übertragungsnetz zu minimieren.

Die ökonomische Realisierung erfolgt dem Opportunitätskostenprinzip folgend durch die Vermeidung von Kosten für die Netznutzung der vorgelagerten Netzbetreibern durch Senkung der genutzten Netzkapazität, die auf Basis der höchsten mittleren Viertelstundenleistung eines Abrechnungszeitraums – in der Regel des Kalenderjahres – ermittelt wird (Abb. 4.2).

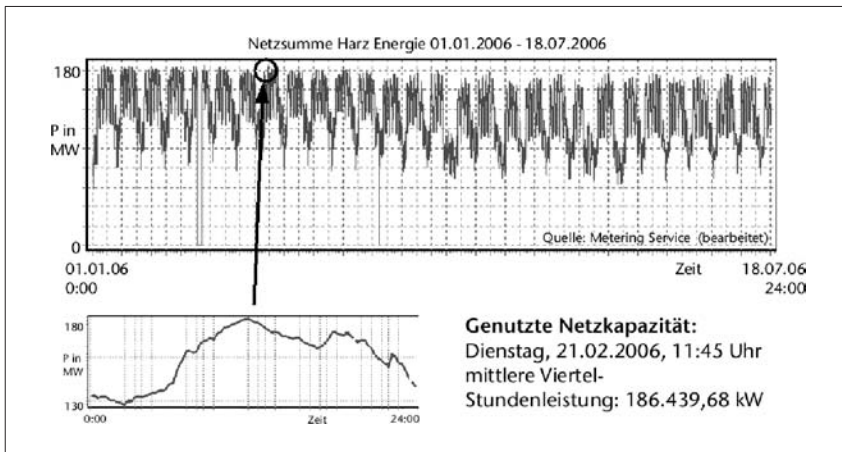


Abb. 4.2: Zeitlicher Verlauf der Netzsumme der Harz Energie zur Bestimmung der genutzten Netzanschlusskapazität ([8] vom Autor verändert)

- 16 Die Lieferanten des VKW lassen sich in fünf Gruppen unterscheiden, wie in Abbildung 4.3 dargestellt. Beeinflussbar ist eine Anlage immer dann, wenn der Betreiber der Anlage einer überlagerten Steuerung zugestimmt hat. Dies ist unabhängig von deren praktischen Realisierung. Sie wird zur fernsteuerbaren Anlage, wenn das VKW ohne Betreten des Grundstücks des Betreibers die Parameter der Beeinflussung ändern kann. Anlagen vom Typ 0 sind für die Einbindung in ein virtuelles Kraftwerk nicht geeignet, da das für Typ 1 zugrunde gelegte

	beeinflussbar	Lastgangmes- sung oder andere Rückmeldungen	fernsteuerbar	Einbindung ins VKW Harz
Typ 0	nein	*	*	uninteressant
Typ 1	ja	nein	nein	Lastprofil und feste Betriebs- zeiten
Typ 2	ja	ja	nein	gemessener Last- gang und feste Be- triebszeiten
Typ 3	ja	nein	ja	Lastprofil und Fernsteuerung
Typ 4	ja	ja	ja	gemessener Last- gang und Fern- steuerung

Abb. 4.3: Gliederung der Lieferanten eines virtuellen Kraftwerks nach der Beeinflussbarkeit und den Möglichkeiten zur Messung bzw. Fernsteuerung

Rückspeiselaufgrund gesetzlicher Vorschriften vom Netzbetreiber ggf. auch für Typ 0 verwendet werden muss (Diskriminierungsfreiheit).

Ein Schlüssel für eine erfolgreiche Markteinführung ist das Vergütungssystem des virtuellen Kraftwerks. So ist es essentiell, dass eine angemessene Vergütung im vorhandenen Preissystem ermöglicht wird. Dafür soll zusätzlich zu den nach den gesetzlichen Regelungen zu leistenden Beträgen – beispielsweise nach KWKG-Gesetz<sup>1</sup> (vgl. [9]) – ein erfolgsabhängiger Bonus für die Teilnahme am VKW gezahlt werden. Der Verteilnetzbetreiber zahlt einen Teil der durch die Steuerung des VKW vermiedenen vorgelagerten Netzkosten an das virtuelle Kraftwerk. Mit diesen Erlösen deckt es seine eigenen Kosten und die des oben genannten Bonus. Eine Unterscheidung nach den Gruppen von Typ 1 bis Typ 4 erscheint sinnvoll. Das aktuelle Erneuerbare-Energien-Gesetz<sup>2</sup> (2006) enthält Regelungen, nach denen der Verteilnetzbetreiber die vermiedenen Netzkosten an den vorgelagerten Netzbetreiber zahlen muss, so dass diese „EEG-Anlagen“ bis auf weiteres wirtschaftlich nicht eingebunden werden können (vgl. [10]).

1 Im HbE abgedruckt unter 11318

2 Im HbE abgedruckt unter 11317

## 5 Einbindung kleiner Erzeuger

- 18 Der Begriff „kleine Erzeuger“ wird hier verwendet für Anlagen zur Produktion elektrischer Energie, bei denen die technische und wirtschaftliche Möglichkeit besteht, elektrische Energie in das öffentliche Energieversorgungsnetz in einer Größenordnung einzuspeisen, für die eine Lastgangmessung nicht erforderlich ist. Als Systemgrenze zwischen öffentlichem Energieversorgungsnetz und Anlage mit kleinem Erzeuger wird die geeichte Zählleinrichtung betrachtet.
- 19 Für die klassische Energieflussrichtung hat die Energiewirtschaft für nicht leistungsgemessene Kunden bereits Lösungen zur Vereinfachung des Handels und der Abrechnung von Lieferungen elektrischer Energie entwickelt. So werden diesen vom Netzbetreiber als Ersatzwerte Lastprofile, fast ausschließlich in Anlehnung an die normierten VDEW-Standardlastprofile, zugeordnet. Bezugsgröße zur Entnormierung ist die jeweils gemessene Jahresarbeit. Dabei wird aus verschiedenen Profilen wie H0, G0, usw. ausgewählt. Entsprechend der Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen haben die „... Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen [...] für die Abwicklung der Stromlieferung an Letztverbraucher mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 Kilowattstunden vereinfachte Methoden (standardisierte Lastprofile) anzuwenden, die eine registrierende Lastgangmessung nicht erfordern“ [11]. Dabei gilt eine Beschränkung auf Letztverbraucher.
- 20 Die Ansätze zur Einbindung DEZ lassen sich demgegenüber in drei Bereiche gliedern. Zum einen wird versucht, die Anforderungen für eine Einbindung großer Erzeuger auf kleine zu übertragen und anschließend mit den bekannten Methoden zu bearbeiten. Problematisch dabei sind die Anforderungen an die zu übertragenden Daten, was die Kommunikationskosten in Höhe treibt und wodurch dies insbesondere für kleine Erzeugungsanlagen unrentabel wird. Dieses Problem erkennend, werden beim zweiten Ansatz nur die Anlagen in ein Energiemanagementsystem eingebunden, für die sich der enorme Kommunikationsaufwand einer Online-Einbindung lohnt. Beiden Ansätzen gemeinsam ist, das Potential von insbesondere kleinen – nicht leistungsgemessenen – Erzeugern ungenutzt zu lassen.
- 21 Andererseits wird eine Ersatzwertbildung, insbesondere für nicht leistungsgemessene Einspeisung kleiner DEZ versucht. Heute ist dies

eine Bandeinspeisung – nicht ohne zu betonen, dass dieses Vorgehen die Realität nur unzureichend abbildet. Auf diese Art und Weise gewonnene Daten sind für die Planung und Steuerung der Netze nicht hinreichend. So besteht das Problem einer adäquaten Zuordnung von Ersatzwerten weiterhin.

Zur Nutzung im virtuellen Kraftwerk Harz wurden daher für solche die Anlagen ein Ansatz für Produktionsprofile entwickelt, der eine einfache, praktikable und wirtschaftlich rentable Methode zur Vereinfachung der Planung, des Handels und der Abrechnung von DEZ am Beispiel der derzeit marktführenden Mikro-KWK-Anlage „Dachs“ der Firma Senertec darstellt. Dabei soll die Verantwortung für Einsatz und die Führung der Anlagen weitgehend beim Anlagenbetreiber verbleiben. Die Kommunikation zwischen Zentrale und Erzeugungsanlage ist auf das absolute Minimum beschränkt bzw. vorhandene Daten werden mehrfach verwendet. Dies gilt auch für die Anzahl der Einflussparameter. Die gewonnenen Ergebnisse sind als Grundlage für Prognosetools oder die Einsatzplanung verwendbar. **22**

## **6 Kleine Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen**

Eine besondere Gruppe der kleinen Energieerzeuger sind Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (Mikro-KWK) [12], bei denen es praxisüblich und fast immer notwendig ist, einen Wärmespeicher als Puffer vorzuhalten. Dieser kann das Heizungssystem selbst sein oder wie in den meisten Fällen als separater Wasserspeicher ausgeführt sein. Durch diese Kombination wird im System der Wärmebedarf einerseits und die Strom- bzw. Wärmeproduktion andererseits entkoppelt, so dass hier die Beeinflussung der Laufzeit und damit der Einspeisung möglich wird. **23**

Durch die bedingte Entkopplung von Wärmebedarf und -produktion werden mit dem System Spitzenwärmeleistungen bereitgestellt, die die Wärmeleistung des eigentlichen Aggregats um ein Vielfaches übersteigen. Dies hat zur Folge, dass beispielsweise die morgendliche Wärmebedarfsspitze nicht mit einer entsprechend Produktionsspitze korreliert. Vielmehr wird die Höhe der Produktion durch die Leistung des Aggregats begrenzt und die Laufzeit entsprechend der benötigten Wärmemenge angepasst. Dadurch ist das System bei einem **24**



entsprechenden Management in der Lage, den gesamten Wärmebedarf monovalent zu decken.

- 25 Begrenzend für die Variabilität der Systeme sind einerseits die Größe des Speichers, zum anderen die Interessen der Betreiber. Dabei ist es essentiell für die Einbindung kleiner KWK-Anlagen, dass der Wärmebedarf des Betreibers vorrangig zu bedienen ist, während die Optimierung des *Stroms* als Kuppelprodukt nachrangig erfolgt. In diesem Zusammenhang wird häufig der Begriff der „stromerzeugenden Heizung“ benutzt [3].
- 26 Im Rahmen der „Stromoptimierung“ sind zwei Fälle zu unterscheiden: Sofern der Einspeisepreis unter dem Bezugspreis der elektrischen Energie liegt, wird zunächst der eigene „Strombedarf“ gedeckt – um diesen nicht einkaufen zu müssen. Diese Betriebsart wird auch als Stromverdrängungsbetrieb bezeichnet. Da die Energieumwandlung am *Ort des Verbrauchs* erfolgt, wird damit auch das öffentliche Energieversorgungsnetz entlastet (Abb. 6.1). Im anderen Fall erhält der Kraftwerksbetreiber für die Einspeisung einen höheren Preis als den, den er für den Bezug von elektrischer Energie zu zahlen hat. Dies kann derzeit beispielsweise bei Biogasanlagen eintreten. Dann wird der Betreiber versuchen, zunächst die komplette Eigenerzeugung

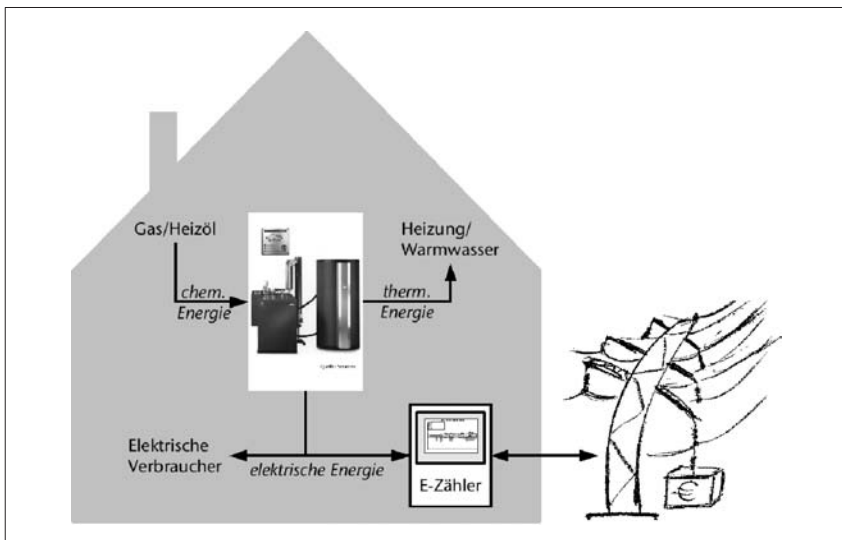


Abb. 6.1: Übersichtsbild eines Haushalts mit Mikro-Blockheizkraftwerk im Stromverdrängungsbetrieb

elektrischer Energie ins öffentliche Netz einzuspeisen und seinen Bedarf wieder aus dem öffentlichen Netz zu decken. Dies erhöht die Netznutzung und ist auf Dauer nicht sinnvoll. Insbesondere Betreiber nicht leistungsgemessener Erzeuger wären in diesem Fall geneigt, die Fahrweise ihrer Anlagen möglichst an 24 Volllaststunden pro Tag anzunähern. Diese Entwicklung ist bereits bei Anlagen wie den erwähnten Biogasanlagen, aber auch bei Wasserkraftwerken mit einer Förderung aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz<sup>3</sup> (EEG) zu beobachten, die dadurch teilweise Kosten durch die zusätzliche Nutzung der öffentlichen Netze verursachen. Daher wird dieser Fall hier nicht weiter betrachtet.

## 7 Statistischer Ansatz – Produktionsprofile

Die Verwendung einer arbeitsäquivalenten Bandeinspeisung für kleine nicht leistungsgemessene Erzeuger verursacht zahlreiche Probleme. Beispielhaft wird dies anhand eines Mikro-KWK-Haushalts im Stromverdrängungsbetrieb dargestellt (Abb. 7.1).

27

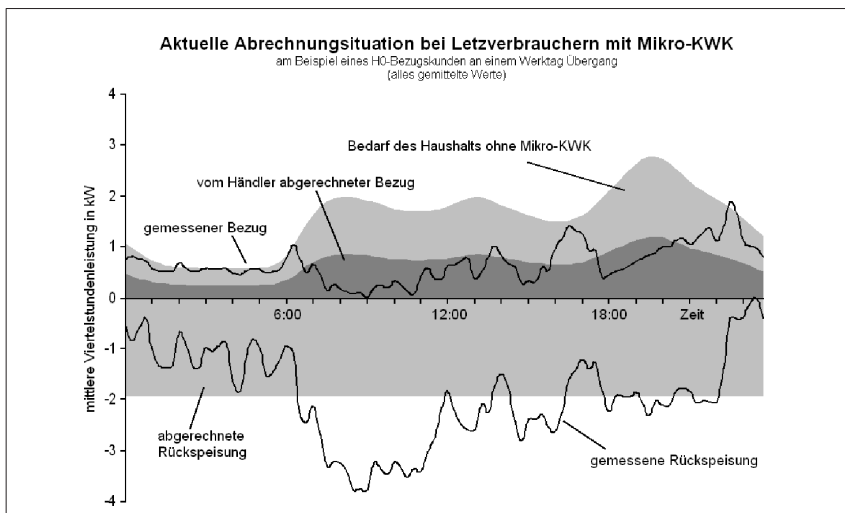


Abb. 7.1: Aktuelle Situation: Vergleich der Tageslastgänge als Bemessungsgrundlage zur Abrechnung bei Letzverbrauchern mit BHKW (Messungen als mittlere Viertelstundenleistung, Ersatzwertprofile als entnommene VDEW-Lastprofile H0, alle Werte entnommt)

3 Im HbE abgedruckt unter 11317

- 28 Dem Haushalt wird aufgrund des Stromverdrängungsbetriebes der Eigenerzeugung ein vermindertes H0-Bezugsprofil zugewiesen (vgl. Abb. 7.1: abgerechneter Bezug). Tatsächlich sind aber zwei Bereiche zu unterscheiden. In Zeiten, in denen keine Erzeugung erfolgt, folgt das Bezugsprofil dem Bedarf des „normalen“ Haushalts. Es kann hinreichend genau durch ein H0-Profil – entnormiert über den Jahresbedarf – abgebildet werden (Abb. 7.1: abzurechnender Bedarf ohne Mikro-KWK). In Zeiten, in denen der Mikro-KWK arbeitet, ist der Bezug gegenüber diesem um 5,5 kW vermindert, minimal jedoch Null. Verschiedene durchgeführte Messungen bestätigen dies. Eine dieser Messungen ist beispielhaft in Abb. 7.1 als Bezug dargestellt.
- 29 Diese systematische Abweichung vom abgerechneten Bezug wird hier als Bezugseffekt des Stromverdrängungsbetriebes bezeichnet. Weitergehende Auswertungen zeigen, dass durch diesen Bezugseffekt der relative Abbildungsfehler des H0 Profils vom „normalen“ H0-Kunden zum Dachs-Kunden im dargestellten Beispiel fast verdoppelt wird.
- 30 Mit dem Bezugseffekt erwirtschaftet der Haushalt eine finanzielle Ersparnis. Durch das unterstellte Bezugsprofil wird dem Haushalt auch eine verminderte Netznutzung unterstellt, obwohl er in Zeiten, in denen der Dachs nicht arbeitet, der Netznutzung entsprechend dem Bezugsprofils des Bedarfs eines „normalen“ Haushalts folgt. Mithin wird der Haushalt – bezogen auf die Jahresarbeit – eine um den Bezugseffekt verminderte Netznutzung zahlen, obwohl er möglicherweise die höhere Netznutzung des „normalen“ Haushalts verursacht hat.
- 31 Speist der Haushalt mit Mikro-KWK keine Energie ins Netz zurück, z. B. durch modulierende Fahrweise, so wird durch den Bezugseffekt ein wesentlicher Teil des gesamten systematischen Fehlers bestimmt. In der Praxis wird jedoch häufig über den Eigenbedarf hinaus elektrische Energie produziert, die dann ins Netz zurück gespeist wird. Diese wird derzeit mit dem Ersatzwert einer arbeitsäquivalenten Bandedinspeisung bewertet. Dies führt zu zwei weiteren systematischen Fehlern, dem Wärmebedarfs- und dem Speichereffekt.
- 32 Der Wärmebedarfseffekt beschreibt den Fehler, der durch die Kuppelproduktion von elektrischer und Wärmeenergie entsteht. Da die Anlagen vorrangig wärmegeführt gefahren werden, ist die Erzeugung

im Sommer bzw. bei höherer Außentemperatur geringer als im Winter. Entsprechend ist die Einspeisung im Sommer niedriger als angenommen und umgekehrt im Winter höher. Ein ähnlicher Effekt stellt sich durch die sogenannte Nachtabsenkung der Heizung ein, das heißt, tagsüber ist die Produktion höher als durch den Ersatzwert abgebildet, während sich nachts der Effekt umkehrt.

Darüber hinaus entsteht durch die teilweise Entkopplung des Wärmebedarfs von der Wärmeerzeugung durch den in den meisten Fällen gemeinsam mit der Mikro-KWK verwendeten Wärmespeicher eine weitere Abweichung. Typischerweise pendelt durch die Speicherbewirtschaftung das Wärme- und damit das Stromerzeugungsprofil um das Wärmebedarfsprofil. Das heißt, neben dem Wärmebedarf des Haushalts wird ein Teil der bei Betrieb der Mikro-KWK erzeugten Wärme in den Speicher geladen, um später bei abgeschalteter Mikro-KWK sie zur Wärmebedarfsdeckung des Haushalts zu verwenden. Diese Betriebsweise führt zu einer verminderten Anzahl der Starts, führt aber zum sogenannten Blockbetrieb. 33

Ein weiterer Fehler entsteht sowohl auf Bezugs- als auch auf Erzeugungsseite durch die Lebensgewohnheiten der Betreiber. Dies soll hier auf eine Unterscheidung zwischen Werktag einerseits und Samstag, Sonntag bzw. Feiertag andererseits reduziert werden, wie dies auch in den VDEW-Standardlastprofilen für Haushalte erfolgt. Seitens des Bezuges wird dies durch unterschiedliche Profile für die jeweiligen Tage berücksichtigt, im Rahmen der Produktion jedoch nicht. 34

Die Auswirkungen dieses Fehlers sind derzeit für die Netzbetreiber marginal, da derzeit in Deutschland Mikro-KWKs mit einer Gesamtleistung von weniger als 100 MW (el.) installiert sind (Stand Ende 2006 [3]). Allerdings ist das Potenzial für die Installation von weiteren Mikro-KWK insbesondere im Baubestand sehr hoch. Es ist davon auszugehen, dass derzeit dieser Markt erst am Beginn des Wachstums steht. So ist bei weiter steigender Anlagenzahl zu erwarten, dass diese als „unvorhersehbar“ geltenden Einspeisungen ein bedeutsamer Faktor für die Netzführung werden, bis hin zu einem erheblichen Prognoseproblem für den Verteilnetzbetreiber – bei hoher Durchdringung mit derartigen Erzeugern. 35

Wenn – wie heute üblich – der Netzbetreiber diese Abweichungen mit Ausgleichs- bzw. Regelenergie kompensiert, ist zu erwarten, dass 36

dadurch eine Situation eintreten wird, in der durch die zunehmende dezentrale Erzeugung mit Mikro-KWKs der Ausgleichs- und Regelenergiebedarf steigt und als Folge die Netznutzungskosten. Bei der Regulierung nach dem Vergleichsmarktprinzip könnte das schließlich dazu führen, dass der Ausbaugrad Mikro-KWK als Korrekturfaktor in das Benchmarking eingehen müsste.

- 37 Besser ist es, einen Lösungsansatz zu entwickeln, der geeignet ist, die Möglichkeiten der Mikro-KWK und anderer dezentraler Erzeuger besser zu prognostizieren und als Möglichkeit zur Steuerung der genutzten vorgelagerten Netzkapazität einzusetzen. Ein Ansatz dafür soll im Folgenden beschrieben werden.

## 8 Lösungsansätze und Anforderungen

- 38 Eine Lösung ist die Verwendung einer Lastgangmessung, bestenfalls mit Online-Durchgriffsmöglichkeiten. Die technischen Möglichkeiten dafür existieren bereits heute, die Realisierung ist in der Regel unwirtschaftlich, da die Betreiber der Mikro-KWK die Kosten der Messung tragen müssen. Auf absehbare Zeit ist hier auch keine wesentliche Änderung zu erwarten. Darüber hinaus wirkt eine entsprechende Forderung nach Lastgangmessung im Vergleich zu nicht leistungsgemessenen Letztverbrauchern bei einer technisch maximal möglichen Einspeisung von unter 50.000 kWh/a (Anlage 5,5 kW<sub>el</sub>, Laufzeit: 8760 h/a, Eigenverbrauch des Haushalts Null) diskriminierend.
- 39 Daher erscheint die Verwendung eines Mikro-KWK-Produktionsprofils indiziert, dass folgenden Anforderungen genügt:
- Es berücksichtigt die genannten Abweichungen und Fehler und verbessert die Prognostizierbarkeit der Mikro-KWK signifikant.
  - Es entspricht dem derzeit anerkannten Stand der Technik.
  - Es ist wirtschaftlich, einfach, robust, praktikabel, transparent und normierbar.
  - Das Bezugsprofil ist nicht auf die Kombination mit dem H0-Profil beschränkt, es kann leicht durch andere Profile substituiert werden.
  - Die Produktion von elektrischer Energie in Mikro-KWK-Anlagen wird hinreichend genau prognostizierbar.

Auf Basis dieser Anforderungen wird im Folgenden ein synthetisches Produktionsprofil für Kunden mit Mikro-KWK-Anlagen im Stromverdrängungsbetrieb vorgeschlagen.

## 9 Synthetische Produktionsprofile für wärmegeführte Mikro-BHKW

In einem ersten Schritt wurden Lastgangmessungen in Haushalten mit Mikro-KWK durchgeführt. Dabei wurden im Rahmen einer Stichprobe 14 Anlagen vom Typ Dachs des derzeitigen Marktführers Senertec Schweinfurt ausgewählt und vom Netzbetreiber Harz Energie Osterode mit einem Lastgangzähler ausgestattet. Als Messwerte wurden die mittleren Viertelstundenwerte der Wirkleistung, Bezug und Rückspeisung  $P+$  und  $P-$ , und teilweise auch die Blindleistung  $Q+$  und  $Q-$  erfasst. Anhand der Blindleistung lässt sich die Laufzeit der Mikro-KWK bestimmen, hilfsweise können Wirkleistungssprünge herangezogen werden. Mit Hilfe der als konstant angenommen Erzeugerleistung von hier 5,5 kW/Anlage lassen sich die jeweiligen Jahresarbeiten der Erzeugung, Rückspeisung, Bezug und Bedarf des Haushalts sowie die jeweils zugehörigen Last- und unbereinigten Produktionsgänge bestimmen. Unter der Annahme, dass sich ein Haushalt mit Mikro-KWK im elektrischen Energieverbrauch und damit -bedarf nicht anders verhält als ein „normaler“ Haushalt, wurde daraus ein Produktionsprofil Mikro-KWK bestimmt, wie es in der folgenden Tabelle beschrieben wird.

40

Tab. 9.1: Produktionsprofil Mikro-KWK

Nr.	Schritt	Zweck
1	Entnormierung des H0-Profiles mit Hilfe der Jahresarbeit des Bezuges	Bestimmung des abgerechneten Bezugslastgangs
2	Ermittlung der Laufzeiten des Dachs mit Hilfe der Blindleistung oder Wirkleistungssprüngen	Bestimmung des Erzeugungslastgangs
3	Entnormierung des H0-Profiles mit Hilfe der Differenz der Jahresarbeit von Erzeugungs- und Produktionsgang zuzüglich der Jahresarbeit des Bezuges	Bestimmung des abzurechnenden Bedarfslastgangs ohne Mikro-KWK

Tab. 9.1: Produktionsprofil Mikro-KWK

Nr.	Schritt	Zweck
4	Differenz zwischen abzurechnendem Bedarfslastgang ohne Dachs und abgerechnetem Bezugslastgang	Bestimmung des Bezugseffekts
5	Differenz zwischen Produktionsgang und abgerechnetem Bezug um den Bezugseffekt zu vermindern	Bestimmung des um den Bezugseffekt bereinigten Produktionsgangs
6	Normierung des Produktionsgangs und Überlagerung mit anderen Produktionsgängen	Bestimmung des rohen Produktionsprofils
7	Verifikation und Korrektur der Kurve (statistische Verfahren)	Beseitigung von Ausreißern – Determination des endgültigen Produktionsprofils

- 41 Der so erhaltene Produktionsgang aus Schritt 5 wurde tagesgenau nach verschiedenen Kriterien sortiert, das arithmetische Mittel gebildet und daraus wieder ein Produktionsgang generiert. Dieser wurde mit dem eingangs erhaltenen Produktionsgang verglichen:

Tab. 9.2: Produktionsgang, simuliert

Variante	Sortierung	erste Ergebnisse
1	Mittelwert über alle Tage	<ul style="list-style-type: none"> <li>einfachste Lösung, dient als Vergleichsmaßstab für folgende Auswertungen</li> </ul>
2	Sortierung nach Werk- und anderen Tagen	<ul style="list-style-type: none"> <li>deutliche Unterscheidbarkeit der Tagesarten</li> <li>signifikante Verbesserung gegenüber Variante 1</li> </ul>
3	Sortierung nach Saison (entsprechend VDEW in Winter, Sommer, Übergang)	<ul style="list-style-type: none"> <li>deutliche Unterscheidbarkeit der Jahreszeiten</li> <li>signifikante Verbesserung gegenüber Variante 1 und 2</li> </ul>
4	Sortierung in Klassen äquivalenter Tagesmitteltemperatur (Breite ca. 5 K)	<ul style="list-style-type: none"> <li>deutliche Unterscheidbarkeit der Temperaturextrema</li> <li>signifikante Verbesserung gegenüber Variante 1 und 2</li> </ul>

- 42 Da die jeweilige Tagesmitteltemperatur erst im Nachhinein für analytische Auswertungen zur Verfügung steht, erscheint in Anbetracht der notwendigen Wirtschaftlichkeit für die Verwendung im syntheti-

schen Produktionsprofil nur eine Unterscheidung nach Sommer, Winter und Übergang sinnvoll. Die zusätzliche Einbeziehung der Außentemperatur erscheint nach dem Stand der derzeitigen Auswertung nicht angezeigt. Die Situation bei Anwendung der vorgeschlagenen Produktionsprofile zeigt Abbildung 9.1.

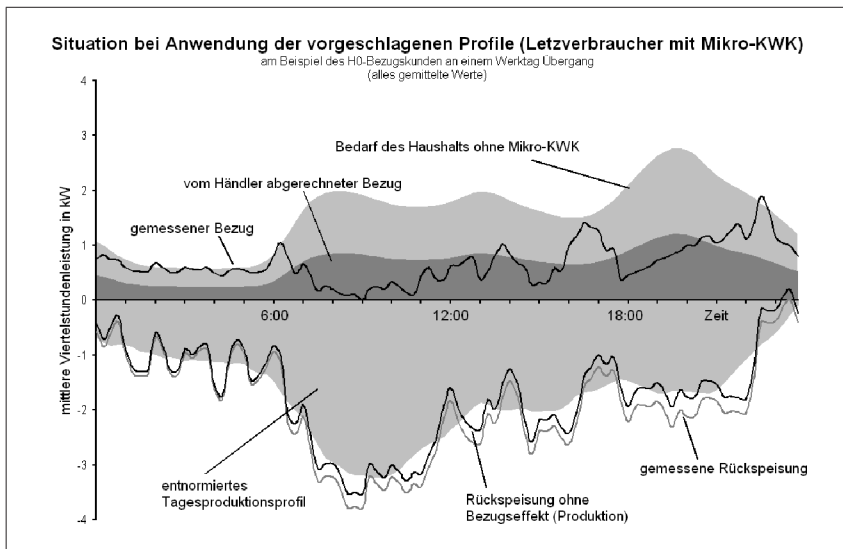


Abb. 9.1: Situation bei Anwendung der vorgeschlagenen Profile: Vergleich der durchschnittlichen Tageslast- und -produktionsgänge als Bemessungsgrundlage zur Abrechnung bei einem Letzverbraucher mit wärmegeführter Mikro-KWK (Messungen als mittlere Viertelstundenleistung, Ersatzwertprofile als entnormierte VDEW-Lastprofile H0, alle Werte nicht normiert)

Ein Vergleich zwischen den in Abb. 7.1 und Abb. 9.1 dargestellten Produktionsprofilen verdeutlicht die Verbesserung durch die Verwendung des entwickelten Produktionsprofils. Das vorgeschlagene Mikro-KWK-Produktionsprofil genügt den eingangs beschriebenen Anforderungen:

Es berücksichtigt die genannten Abweichungen und Fehler und verbessert die Prognostizierbarkeit der Mikro-KWK signifikant:

- Das Profil berücksichtigt den Bezugseffekt. Es berücksichtigt in angemessenem Umfang den Wärmebedarfsfehler durch saisonabhängige Lastprofile. Durch die statistische Überlagerung vieler



Einzelmesswerte wird auch der Speicherfehler weitgehend ausgeglichen. Ebenso wird zwischen Werk- und anderen Tagen unterschieden. Ein Vergleich zwischen Lastprofil und Messwerten zeigt gegenüber der heutigen Situation eine wesentliche Verbesserung.

Es entspricht dem derzeit anerkannten Stand der Technik:

- Auf die Rückspeisung wurden Verfahren übertragen, die auch aus dem Bezugsbereich für nicht lastganggemessene Letztverbraucher bekannt sind.

Das vorgeschlagene Profil ist wirtschaftlich, einfach, robust, praktikabel und transparent:

- Es ist lediglich ein zusätzliches Mikro-KWK-Produktionsprofil notwendig. Durch die vorgeschlagene Konstruktion wird auch der Fehler im Bezugsprofil korrigiert, ohne dass zusätzlich Schritte notwendig sind.

Das Bezugsprofil ist nicht auf das H0-Profil beschränkt, es kann leicht durch andere Profile substituiert werden:

- Diese Forderung wurde weitestgehend bei der Konstruktion berücksichtigt, so dass keine größeren Arbeiten für die Substitution des H0-Profiles durch andere notwendig werden.

44 Bei Anwendung dieses Profils lässt sich die Prognostizierbarkeit der Mikro-KWK wesentlich verbessern, wodurch der Regel- und Ausgleichsenergiebedarf der Netzbetreiber bei weiterem Ausbau der KWK nicht steigt. Durch gezielte Nutzung des „Speicherfehlers“ lässt sich die Netznutzung optimieren, wodurch einerseits Potenzial für die Senkung der Netznutzungskosten und andererseits eine zusätzliche Erlösmöglichkeit für Haushalte mit Mikro-KWK (Virtuelles Kraftwerk Harz) generiert wird. Ein weiterer Vorteil bei Anwendung des Profils wäre seine leichte Handelbarkeit, wodurch Energie aus Mikro-KWK künftig auch an der Börse gehandelt werden kann. Durch das Mikro-KWK-Profil wird die Abrechnung zwischen Netz- und Mikro-KWK-Betreiber transparenter, wodurch dessen schnelle Akzeptanz gesichert ist.

45 Während in den bisherigen Darstellungen nur ein Haushalt berücksichtigt wurde, ist in Abb. 9.2 ein Tagesgang auf Basis eines normierten mittleren synthetischen Tagesproduktionsprofils für einen Win-

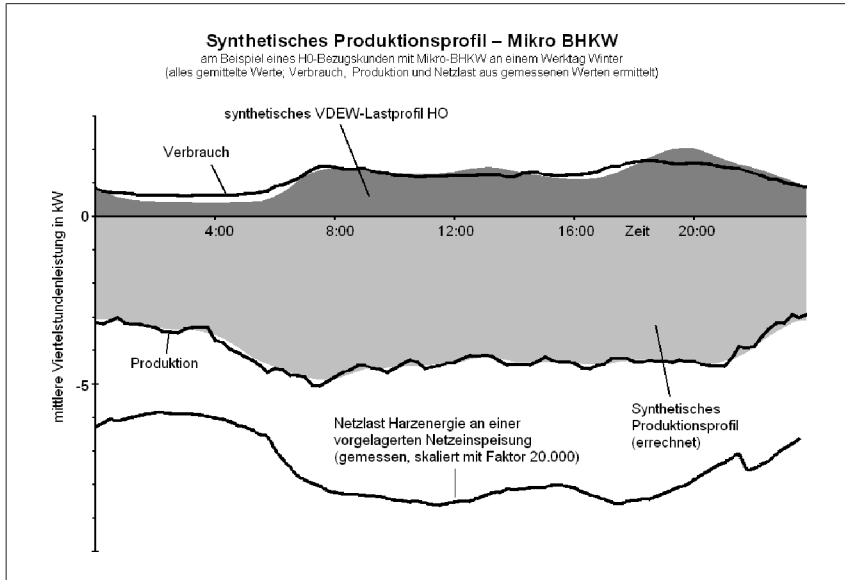


Abb. 9.2: Synthetisches Produktionsprofil – Mikro BHKW (wärmegeführt), im Vergleich dazu Messung Produktion, Verbrauch und daraus ermittelter Lastgang nach VDEW-H0-Lastprofil, ergänzt um die Messung der Netzlaster der Harzenergie (entnormiert, durchschnittlicher Tagesgang, mittlere 15-min-Leistung)

terwerktag aus der gesamten Stichprobe dargestellt, was zu einer weiteren Verbesserung der Werte führt.

In weiteren Schritten wird das bisher statische Produktionsprofil mit dynamischen Komponenten versehen, so dass mit dessen Hilfe einerseits das Ergebnis von verschiedenen Beeinflussungen – wie Laufzeitvorgaben, Rundsteuerimpulse oder Fernsteuerungen – prognostiziert werden kann und andererseits die Eingriffe determiniert werden können, die zu einem gewünschten Ergebnis führen. Darüber hinaus werden weitere Bezugsprofile über das derzeit verwendete H0-Profil hinaus integriert.

46

## 10 Ausblick

Die derzeitigen Verfahren zum Ausgleich von Differenzen zwischen Nachfrage und Erzeugung elektrischer Energie stützen sich weitestgehend auf die Übertragungsnetze und deren Betreiber. Für größere

47

Abweichungen ist diese Vorgehensweise sinnvoll, allerdings werden durch den „tagesgeschäftlichen“ Ausgleich wertvolle Ressourcen, seien es Kraftwerke oder Netzkapazitäten gebunden. Eine Entlastung auf dezentraler Ebene erscheint hier geboten. Bei Anwendung des vorgeschlagenen Konzeptes wird die notwendige Menge an Regellenergie mit effizienten Mitteln minimiert, weil der Summenlastgang der Übertragungsnetze vergleichmäßigt wird – was schließlich die Effizienz unserer Netze erhöht.

- 48 Durch die Verwendung von synthetischen Produktionsprofilen lassen sich auch die Auswirkungen einer stärkeren Durchdringung des Netzes mit Mikro-KWK-Anlagen analysieren. So sinkt die genutzte Netzkapazität gegenüber den vorgelagerten Netzbetreibern. Darüber hinaus ist auch eine Vergleichmäßigung der Netzlast zu erwarten, dies ist in Abb. 9.2 durch Einfügung der Tageslinie der Netzlast des Verteilnetzbetreibers Harz Energie Netz angedeutet.
- 49 Werden die derzeit in Deutschland installierten 15.000 Mikro-KWK-Anlagen des Typs Senertec Dachs im Netzgebiet der Harz-

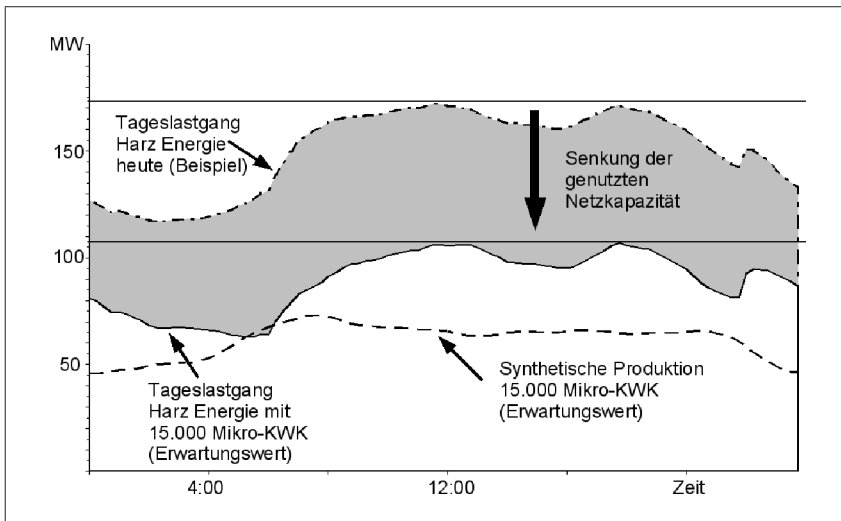


Abb. 10.1: Erwartete Senkung der genutzten Netzkapazität bei Konzentration der 15.000 installierten Mikro-KWK-Anlagen (Senertec Dachs) auf das Netzgebiet der Harzenergie an einem Winterwerktag (Simulationsrechnung auf Basis der gemessenen Daten unter Anwendung des synthetischen Produktionsprofils)

energie konzentriert und nur wärmegeführt betrieben, so wird die genutzte Netzkapazität um mehr als 60 MW gesenkt (Abb. 10.1). Darüber hinaus wird die Zeit der „Spitze“ vom Mittag zur niedrigeren Abendspitze verlagert. Die Vergleichmäßigung der Netzlast ist bei reiner Wärmeführung, d. h. ohne Vorsteuerung oder Eingriffe des VKW erwartungsgemäß weniger stark ausgeprägt und determiniert damit das durch Steuerung nutzbare Potential des Virtuellen Kraftwerks Harz.

## 11 Dank

An dieser Stelle ist Prof. Dr.-Ing. H.-P. Beck, Dr. E.-A. Wehrmann vom Institut für Elektrische Energietechnik der Technischen Universität Clausthal zu danken, die immer wieder mit Hinweisen, Anregungen und als geduldige Diskussionspartner zur Seite standen, ebenso wie Dr. Wenzl, der die Idee für das virtuelle Kraftwerk einbrachte.

50

Ebenso gilt der Dank unseren Projektpartnern Harz Energie GmbH & Co KG, dem Senerteccenter Harz und Börde, dem Goslarer Gebäudemanagement sowie den Firmen E.ON Avacon AG und Senertec GmbH für ihre wertvollen Hinweise.

Ein besonderes „Dankeschön“ geht an die Betreiber der Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die dem Einbau von Messeinrichtungen zugestimmt haben und das Auslesen der aufgezeichneten Daten ermöglichen.

## 12 Literatur

- [1] <http://www.bundesnetzagentur.de>
- [2] <http://www.eon-netz.com>
- [3] <http://www.senertec.de>
- [4] <http://www.dena.de>
- [5] Luther, J.; Pfaffenberger, W.; Wagner, U.; Brinker, W.: 10 Bul-lensee-Thesen und abgeleitete Handlungsempfehlungen zur zu-künftigen Energieversorgung. 2006

- 
- [6] Handschin, E.: Das virtuelle Kraftwerk der Zukunft, VDI-Bericht 1714, S. 339-348. Düsseldorf: VDI-Verlag 2002
- [7] Krewitt, W. et al.: Brennstoffzellen in der Kraft-Wärme-Kopplung – Ökobilanzen, Szenarien, Marktpotentiale. Berlin: Erich Schmidt Verlag 2004
- [8] <https://www.meteringservice.de>
- [9] Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), zuletzt geändert durch Artikel 170 der Verordnung vom 31. Oktober 2006 (BGBl. I S. 2407)
- [10] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2004 (BGBl. I S. 1918), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 7. November 2006 (BGBl. I S. 2550)
- [11] Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243)
- [12] Siemers, W.; Franke, G.: Technischer und ökonomischer Vergleich unterschiedlicher Technologien zur Mikrokraftwärmekopplung. In: Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung. Tagung Leverkusen, 9. – 10. Mai 2006, VDI-Bericht 1924, S. 141-152. Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH 2006

# Finanzdienstleistung für die Ware Strom: Beschaffung und Risikoabsicherung an einer Strombörse

*Hans-Bernd Menzel*

*Der Beitrag betrachtet – dargestellt am Beispiel der European Energy Exchange (EEX), Leipzig – den Handel mit Strom an der Börse, der seit dem Jahr 2000 in Deutschland möglich ist. Strombörsen sind ein wesentlicher Teil liberalisierter Energiemärkte. Am Spotmarkt der Börse findet der physische Handel für den nächsten Tag statt. Der Spothandel mit Strom dient den Handelsteilnehmern in der Regel zur Optimierung des eigenen Portfolios. Am Terminmarkt steht hingegen die Preisabsicherung für die Zukunft im Mittelpunkt des Interesses. Ein weiterer wichtiger Grund für die Nutzung des Terminmarktes – wie im OTC-Clearing, das mit dem Terminmarkt eng verbunden ist – liegt in der Eliminierung des Ausfallrisikos der Marktpartner.*

## Inhaltsübersicht

	Rn.		Rn.		
1	Einführung	1–8	3	Spotmarkt	15–21
2	Grundlagen des Strombörsenhandels in Deutschland	9–14	4	Terminhandel	22–27
			5	Zusammenfassung	28–29

## 1 Einführung

Dieser Beitrag beabsichtigt, einen Überblick über Portfoliooptimierung und Risikoabsicherung für die Commodity Strom über eine Börse zu geben und damit über die Funktionsweise und die bisherigen Erfahrungen der Strombörse European Energy Exchange AG im europäischen Strommarkt. Die European Energy Exchange AG (EEX) ist die Strombörse in Deutschland und damit Teil des größten Strommarktes in Kontinentaleuropa. Sie ist aus der Fusion der Leipzig Power Exchange (LPX) und der European Energy Exchange, Frankfurt – beide hatten ihren Betrieb im Jahr 2000 aufgenommen – hervorgegangen und hat ihren Sitz in Leipzig. Diese Fusion wurde im Juli 2002 vollzogen.

1

- 2 Strombörsen sind ein wesentlicher Teil liberalisierter Energiemärkte und hängen natürlich stark von den Marktverhältnissen ab, in denen sie agieren. Die Deregulierungsschritte durch das Energiewirtschaftsgesetz vom April 1998 waren Voraussetzung für die Entstehung derartiger Warenbörsen in Deutschland. Die Verabschiedung der EU-Direktive über gemeinsame Regelungen eines internen Strommarktes durch Europäisches Parlament und Kommission hatte bereits im Dezember 1996 den Weg frei für eine Liberalisierung des europäischen Strommarktes gemacht. Das deutsche Energiewirtschaftsgesetz basierte auf dieser EU-Direktive. Der deutsche Markt wurde durch dieses Gesetz in einem Schritt liberalisiert. Während Deutschland formell voll liberalisiert war, öffneten andere europäische Märkte ihre Märkte erst Schritt für Schritt. Der Netzzugang für Strom war in Deutschland durch festgelegte, aber freiwillig getroffene Regelungen organisiert worden. Der wichtigste Teil dieser Regelungen waren die sog. Verbändevereinbarungen, die unter den Verbänden, die einerseits Netznutzer und andererseits Netzeigner repräsentierten, geschlossen worden waren. Die Verbändevereinbarung II hatte eine Qualität erreicht, die einen Großhandelsmarkt für Strom möglich machte. Die folgenden Ausführungen beziehen sich daher ausschließlich auf Strom; im Gas-Sektor ist ein Börsenhandel unter den derzeit geltenden Bedingungen nicht möglich.
- 3 In 2004 wird die Regulierung des deutschen Energiemarktes erneuert werden; beim Redaktionsschluss für diesen Beitrag (Sommer 2004) war diese neue Regulierung noch nicht abgeschlossen.
- 4 Kennzeichen eines liberalisierten Marktes ist, dass es im Prinzip möglich ist, den Lieferanten (hier also den Stromlieferanten) frei zu wählen. Angebot und Nachfrage bestimmen den Preis. Sind diese Bedingungen gegeben, ist es sinnvoll, ist der Handel an einer Börse der effizienteste Weg. Im Vergleich zur individuellen Vertragsgestaltung im Rahmen von Over-the-counter-Geschäften spart die Zusammenführung von Anbietern und Nachfragern an einer Börse u.a. ein erhebliches Maß an Transaktionskosten.
- 5 Die Marktteilnehmer sehen sich zudem seit der Liberalisierung des Strommarktes mit neuen Risiken (Preis- und Kontrahentenrisiko) konfrontiert, wodurch das Bedürfnis nach einer effizienten Risiko-steuerung geweckt wird. Eine Strombörse liefert hierzu wesentliche

Werkzeuge. So ermöglicht sie mit einem Terminmarkt den standardisierten Handel mit Futures auf elektrischen Strom, mit denen sich Preis- und Mengenrisiken absichern lassen.

Als öffentlich-rechtliche Strombörse nach deutschem Börsengesetz bietet die European Energy Exchange (EEX) ihre Dienstleistungen diskriminierungsfrei allen Großhandelsteilnehmern des Strommarktes an. Zu den Marktteilnehmern der EEX zählen daher Energieversorger, Handelsunternehmen, Stadtwerke, Industrielle Stromverbraucher, Banken, Vorlieferanten von Bündelkunden etc. 6

Soll sinnvoll in einem wissenschaftlich orientierten Buch über Strombörsen geschrieben werden, so sind einige Besonderheiten hervorzuheben. Zum einen muss man sich – diese Anmerkung ist erfahrungsgemäß v.a. sinnvoll, wenn wettbewerbstheoretisch über Strommärkte diskutiert werden soll, da deren Besonderheiten in der wirtschaftswissenschaftlichen Diskussion zu wenig beachtet werden – die physischen Besonderheiten des Wirtschaftsgutes Strom vor Augen halten. Strom ist ein Gut, das – vereinfachend dargestellt – nicht speicherbar ist. Daraus resultieren erhebliche Schwankungen im Preis, was wiederum hohe Risiken für die Marktteilnehmer zur Folge hat. Darüber hinaus ist zu bedenken, dass Strombörsen zufriedenstellend nur in einem hinreichend liberalisierten Umfeld funktionieren. Wesentliche Voraussetzung ist dabei vor allem die Regelung der Netznutzungsbedingungen und -entgelte (in der wirtschaftswissenschaftlichen Diskussion meist „Durchleitung“ genannt). 7

Strombörsen unterscheiden sich je nach Auswahl des zugrunde liegenden Handelsmodells sehr stark. Die European Energy Exchange bzw. ihre Vorgängerbörsen haben sich bei ihrer Gründung dabei an das in Skandinavien praktizierte Modell angelehnt, das nach sorgfältiger Prüfung als einzig sinnvolles Referenzmodell identifiziert wurde. In den vergangenen Jahren hat sich dieses Modell immer weiter durchgesetzt; in den nächsten Jahren ist es jedoch möglich, dass das Grundmodell – auch infolge der Einführung der physischen Erfüllung in einigen Terminmärkten – modifiziert werden wird. 8



## 2 Grundlagen des Strombörsenhandels in Deutschland

- 9 Wie für andere Börsen gelten auch für Energiebörsen die Vorgaben des deutschen Börsengesetzes. Dieses Gesetz unterscheidet eine Anstalt des öffentlichen Rechts, in welcher der eigentliche Handel stattfindet und die Trägergesellschaft (hier European Energy Exchange AG). Organe des öffentlich-rechtlichen Teils der Börse sind der Börsenrat, die Geschäftsführung und die Handelsüberwachungsstelle; letztere überwacht den täglichen Handel an der Börse. Die Trägergesellschaft stellt die notwendigen finanziellen, materiellen und personellen Ressourcen für den Handel zur Verfügung. Zentraler Kontrahent aller Börsengeschäfte ist die Trägergesellschaft. Dieser privatrechtliche Teil ist also für die Abwicklung aller Geschäfte zuständig. Als Genehmigungs- und Aufsichtsbehörde fungiert die zuständige Aufsicht des Bundeslandes, im Beispielfall der EEX das Sächsische Staatsministerium für Wirtschaft und Arbeit. Der Ablauf des Handels ist in der Börsenordnung der EEX und weiteren Bestimmungen dazu geregelt. Darin ist unter anderem auch festgelegt, wer am Handel teilnehmen darf.
- 10 Die Betätigung im Strommarkt über den Börsenhandel setzt ein Vertragsverhältnis mit einem Netzbetreiber voraus, den sogenannten Bi-

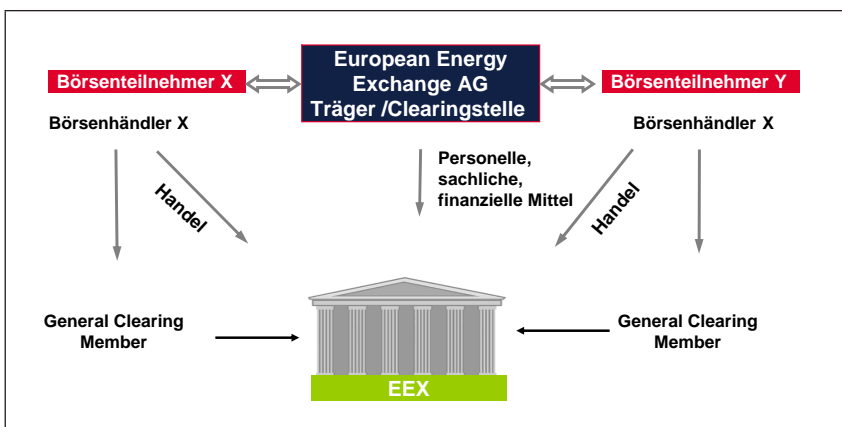


Abb. 1: Rolle der Börse

lanzkreisvertrag. Diese Voraussetzung gilt analog für den bilateralen Handel.

Einen Überblick über die Rolle der Börse (am Beispiel des Terminmarktes) gibt Abbildung 1. Die Trennung von Handels-Ebene und physischer Ebene wird aus Abbildung 2 deutlich. Die EEX ist für den Handel zuständig, die physischen Aspekte des Handels werden entsprechend speziellen Verträgen von den Übertragungsnetzbetreibern übernommen. Um die Lieferung und Abnahme des Stroms zu veranlassen, erhalten Stromverkäufer, -käufer und Netzbetreiber einen sog. Fahrplan, der die zu liefernden Mengen bzw. die verfügbaren Strommengen definiert.

11

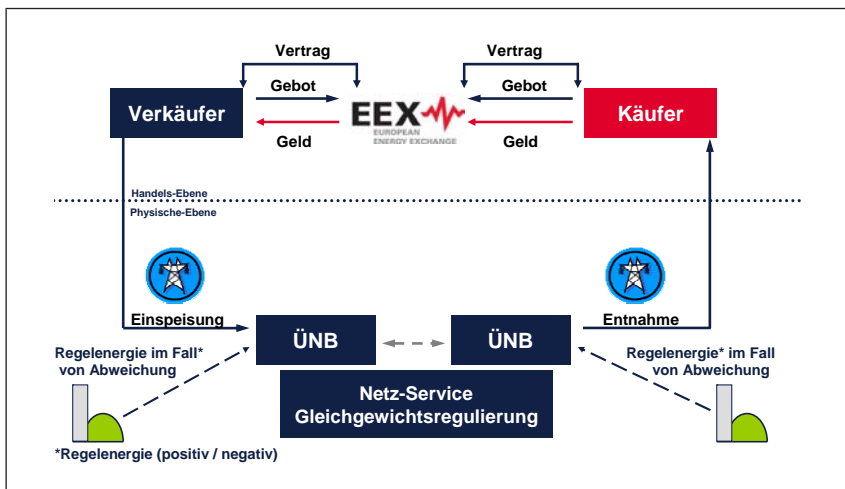


Abb. 2: Monetäre, vertragliche und physische Beziehungen

Analog zu anderen Warenbörsen existiert auch bei Strombörsen die Unterscheidung zwischen Spot- und Terminmarkt, je nach dem zeitlichen Abstand zwischen Börsengeschäftsabschluss und Erfüllung der sich daraus ergebenden Verpflichtungen. Auch die Leipziger Strombörse beruht auf diesen beiden Säulen.

12

Beide Marktformen seien kurz im Überblick skizziert, bevor sie in den folgenden Kapiteln näher erläutert werden. Der Spotmarkt ist dabei als sog. Day-Ahead-Market ausgestaltet; das bedeutet, dass der Handel einen Tag vor der physischen Erfüllung durchgeführt wird. An

13

Wochenenden und Feiertagen wird bei manchen Strombörsen (z.B. EEX) nicht gehandelt. Der Handel findet dort an dem vorangehenden Werktag statt. Beispielsweise findet am Freitag der Handel für Samstag, Sonntag und Montag statt (andere Strombörsen – z.B. in Skandinavien, Frankreich, Holland – haben ihren Spotmarkt jeden Tag geöffnet). Strom-Spotmärkte nutzen meist die Handelsform einer „geschlossenen Auktion“ mit einmaliger Preisermittlung. Gehandelt werden dabei Stundenkontrakte und Blockkontrakte. Neben dieser „geschlossenen Auktion“ mit einmaliger Preisermittlung kennt der Spotmarkt auch den fortlaufenden Handel, bei dem die Preise fortlaufend ermittelt werden. Auf diesem Wege werden Baseload- und Peakload-Kontrakte gehandelt.

- 14 Beim Terminmarkt erfolgt der Handel für einen längeren Zeitraum in die Zukunft hinein; bei EEX beispielsweise einen Monat bis sechs Jahre im Voraus. Gehandelt werden Futures, also die vertragliche Verpflichtung, eine festgelegte Menge Energie zu einem festgelegten Preis in der Zukunft zu kaufen oder zu liefern. Eine physikalische Erfüllung ist dabei nicht vorgesehen, kann aber durch Kopplung von Spot- und Terminmarkt sehr effizient durchgeführt werden. Der Handel wird in kontinuierlicher Form durchgeführt. Während der Handelsphase ist ständig die Abgabe von Geboten möglich.

### 3 Spotmarkt

- 15 Am EEX-Spotmarkt wird täglich ein Preis basierend auf dem Auktionsprinzip ermittelt. Hierzu werden alle Gebote gesammelt und zu einem bestimmten Zeitpunkt (12.00 Uhr) zur Preisfestsetzung herangezogen. Beim EEX-Spotmarkt tragen sowohl Angebot als auch Nachfrage zur Preissetzung bei, d.h., es handelt sich um eine zweiseitige Auktion. Die abgegebenen Gebote eines Marktteilnehmers sind den übrigen Marktteilnehmern nicht bekannt (geschlossenes Orderbuch).
- 16 Die Auktion basiert auf den Geboten der Teilnehmer. Das bedeutet, der Teilnehmer gibt mit seinem Gebot an, welche Verkäufe und Käufe er in den 24 Stunden des nächsten Tages unter Nutzung des Spotmarktes tätigen möchte. Dabei sind preisabhängige und preisunab-

hängige Studengebote zu unterscheiden. Ein Beispiel für ein Gebot zeigt die in Abb. 3 wiedergegebene Tabelle.

Stunde	0	6,9	7	16,9	17	17,1	17,2	149,9	150	1000
1	200,0	200,0	50,0	50,0	0,0	-75,0	-75,0	-75,0	-275,0	-275,0
2	154,9	154,9	42,6	42,6	6,3	6,3	0,0	0,0	-20,0	-20,0
3	-57,0	-57,0	-100,0	-100,0	-100,0	-175,0	-175,0	-175,0	-325,0	-325,0
4	200,0									200,0

Abb. 3: Gebot im Auktionsmarkt

Erläuterung zu Abbildung 3:

17

In Stunde 1 (0.00 Uhr bis 1.00 Uhr) ist dieser Teilnehmer bereit, 200 MWh bis zu einem Preis von 6,9 €/MWh zu kaufen. Ab einem Preis von 7 € und bis zu einem Preis von 16,9 € ist er bereit, 100 MWh zu kaufen. Ab einem Preis von 17,1 €/ MWh möchte er 75 MWh verkaufen usw.

Die Gebote werden täglich bis um zwölf Uhr für jede Stunde des folgenden Tages abgegeben. Die Teilnehmer erhalten von EEX die erforderliche Software und benötigen darüber hinaus lediglich einen Internet-Zugang. Sind alle Gebote abgegeben, dann wird mit Hilfe des EDV-Systems die Preis- und Volumenkalkulation für den Folgetag vorgenommen. Abbildung 4 gibt das dabei verwendete Grundprinzip wieder.

18

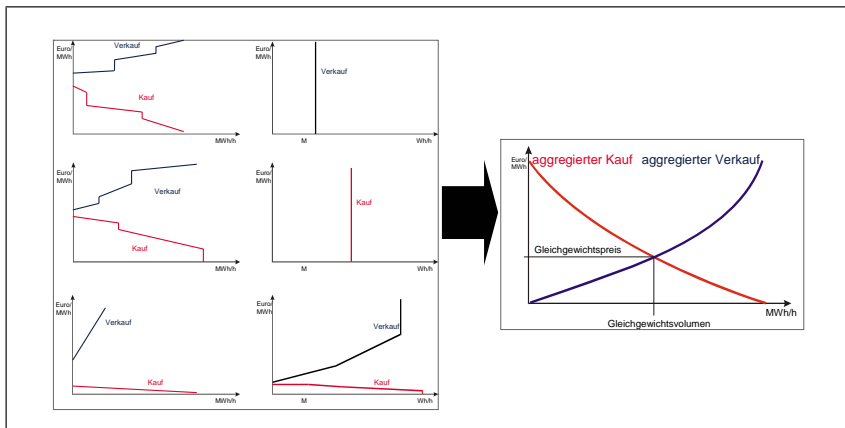


Abb. 4: Auktion

- 19 Die Gebote – in Abb. 4 als individuelle Angebots- und Nachfragekurven auf der linken Seite dargestellt – werden zu einer Angebots- und Nachfragekurve für das deutsche Stromnetz aggregiert. Im Schnittpunkt entsteht ein markträumendes Gleichgewicht mit einem für ganz Deutschland einheitlichen Preis.
- 20 Es ist oft nicht sinnvoll, den Stromkauf oder -verkauf nur für einzelne Stunden vorzunehmen. Aus Wirtschaftlichkeitsgründen werden daher einzelne Zeitintervalle bedient, etwa Baseload oder Peakload. Diese „Blöcke“ sind jedoch in die Stundenauktion integriert. Ein Stromversorgungsunternehmen erhält den Zuschlag für einen Zeitblock, beispielsweise einen Afternoon-Zeitintervall, nur dann, wenn der Preis des Intervalls dem Preis entspricht, der für die Summe der einzelnen Stunden dieses Intervalls im Mittel zu zahlen ist (Abb. 5).

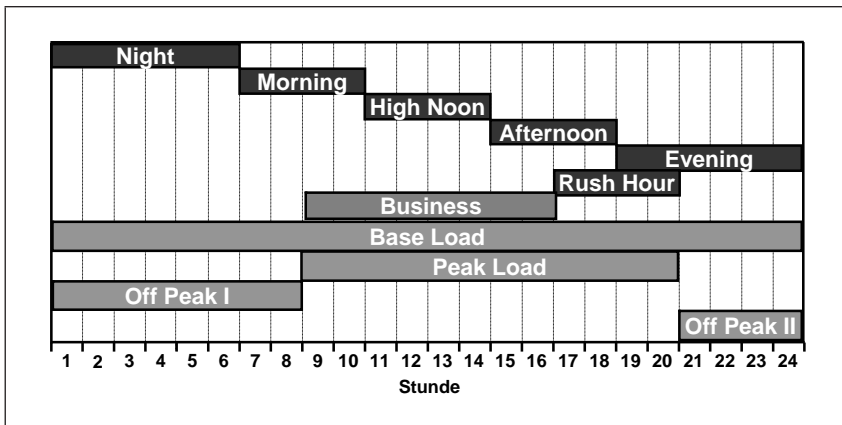


Abb. 5: Blöcke in der geschlossenen Auktion

- 21 Diese Form der täglichen Auktion hat sich im Laufe der Jahre als Standard in Europa durchgesetzt. Neben der täglichen Auktion verfügt die EEX über den fortlaufenden Handel als weiteres Spothandelssystem. Gehandelt werden morgens Peakload (Spitzenlast)- sowie Baseload (Grundlast)-Produkte für den folgenden Tag. Ein praktisches Beispiel soll die Ausführungen hinsichtlich der Verhaltensweisen der Spotmarkt-Teilnehmer verdeutlichen:

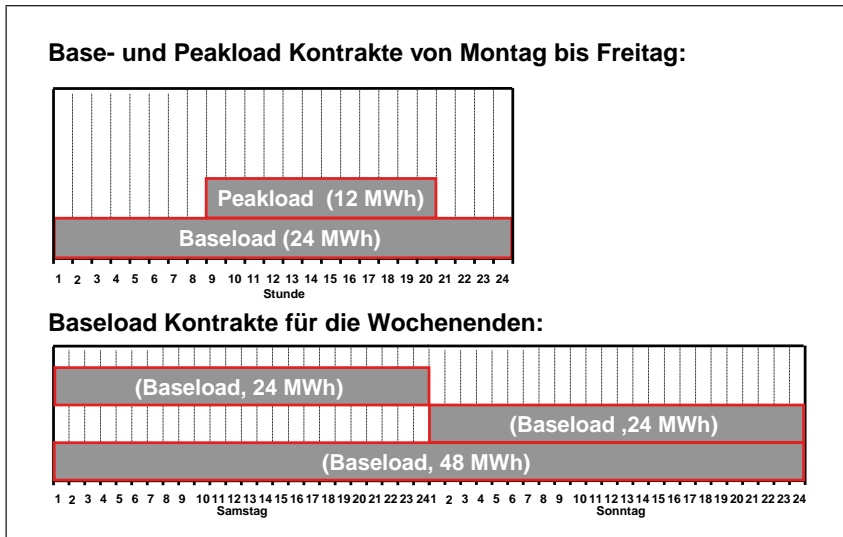


Abb. 6: Fortlaufender Handel

Das in Abbildung 7 gezeigte Diagramm sei der prognostizierte Lastgang eines Energieversorgungsunternehmens (EVU) für den folgenden Tag. Das EVU verfüge über zwei Kraftwerke mit einer Leistung von 14 bzw. 8 MW mit Grenzkosten in Höhe von 14 €/MWh bzw. 25 €/MWh. Wie kann das EVU nun sein Produktionsportfolio optimieren? Die Überlegung des EVU ist nun, wann sich der Betrieb der

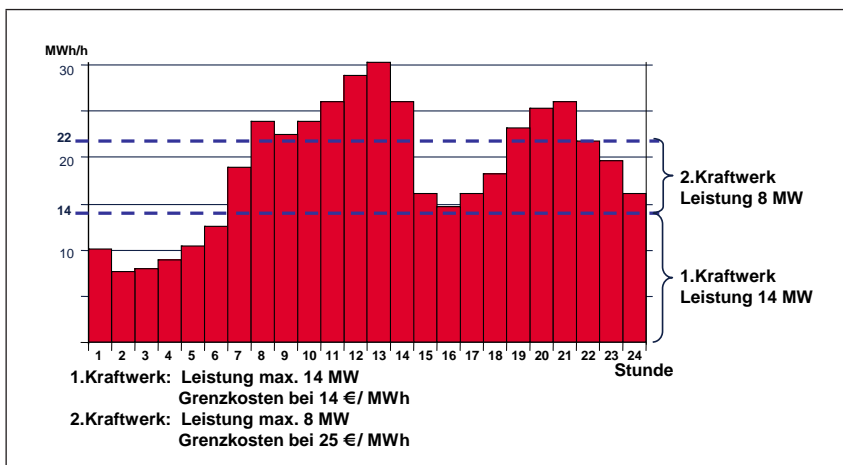


Abb. 7: Lastgang

Kraftwerke lohnt sowie zu welchen Zeiten es Strom kaufen bzw. verkaufen soll. Abbildung 8 verdeutlicht die daraus folgende Entscheidungssituation und die Börsenhandelsaktivitäten des Kunden.

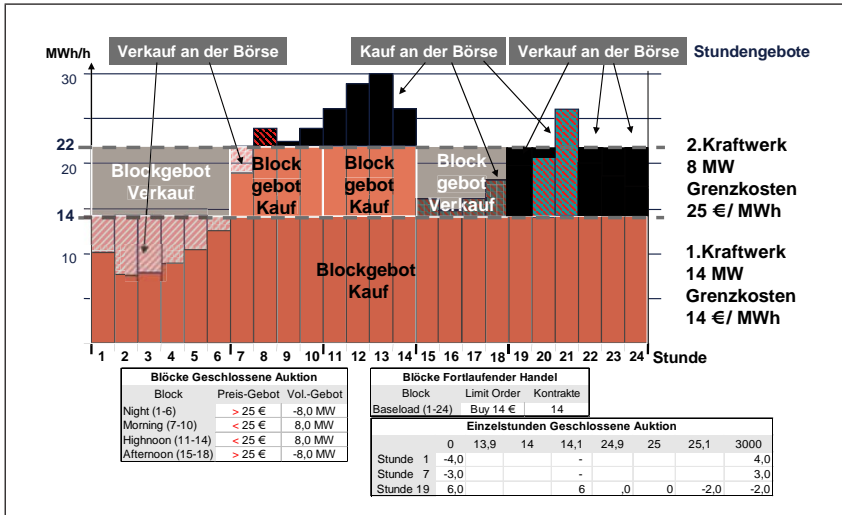


Abb. 8: Optimierung des Produktportfolios

## 4 Terminhandel

22 Die Tätigkeit als Unternehmen auf Strommärkten ist mit Risiken verbunden, insbesondere bei einem Gut, das großen Preisschwankungen ausgesetzt ist. Mit Hilfe des Terminmarktes können die Marktteilnehmer das Marktpreisrisiko, das Kontrahentenrisiko, das Volumenrisiko, das Basisrisiko und das Liquiditätsrisiko steuern. So bieten beispielsweise EEX-Futures die Möglichkeit, Festpreisgeschäfte für zukünftige Stromlieferungen abzuschließen, um auf diese Weise die Auswirkungen von Preisschwankungen zu kompensieren (Marktpreisrisiko). Das Kontrahentenrisiko besteht im Ausfall eines Geschäftspartners. Die EEX und die Clearingbanken sichern gegen dieses Risiko ab, indem sie die Erfüllung der Geschäfte sicherstellen. Ein liquider Terminmarkt ermöglicht eine schnelle und flexible Anpassung an veränderte Volumenerfordernisse (Volumenrisiko). Die Gestaltung des EEX-Futures schließt auch das Basisrisiko faktisch aus.

- 23 Für diesen Markt seien im Folgenden die wesentlichen Grundprinzipien erläutert. Die am Terminmarkt gehandelten Produkte sind Futures-Kontrakte. Diese werden nicht physisch erfüllt. EEX-Quartals- und Jahreskontrakte werden durch Kaskadierung erfüllt, Monatskontrakte werden finanziell erfüllt. Kaskadierung bedeutet, dass die langlaufenden Kontrakte automatisch vor dem letzten Handelstag in der Vorperiode in Kontrakte mit der nächstkürzeren Laufzeit zerfallen. Beispielsweise entstehen zwei Handelstage vor dem Lieferbeginn eines Jahres durch Kaskadierung aus einem Jahresfuture 3 Monatskontrakte für Januar, Februar und März sowie drei Quartalskontrakte für das 2., 3. und 4. Quartal. Da Futures den Spotpreis zur Basis haben, können sie auch zum physischen Kauf oder Verkauf genutzt werden. Futures können also als Hedge-Instrument eingesetzt werden.
- 24 Bei jeder Positionseröffnung ist eine Basissicherheit zu hinterlegen, sie ist während der gesamten Kontraktlaufzeit gebunden. Sie soll das Risiko der maximal anfallenden Kosten für die Glättstellung aller offenen Positionen eines Handelsteilnehmers am nächsten Börsentag abdecken. Die Wertveränderung der Futuresposition ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Abrechnungspreis des aktuellen Tages und dem Abrechnungspreis des Vortages. Diese Wertveränderung multipliziert mit dem Kontraktvolumen und der Kontraktzahl führt zur täglichen Gutschrift oder Nachschussverpflichtung (Variation Margin). Intra Day Margin heißt die Sicherheitsleistung, die ein Clearing-Mitglied auf Anforderung der EEX AG bzw. ein Handelsteilnehmer auf Anforderung des Clearing-Mitglieds für seine offenen Positionen in außergewöhnlichen und hochvolatilen Marktsituationen noch während eines Börsentages hinterlegen muss.
- 25 Manche Strombörsen (z.B. Nord Pool, EEX) bieten auch den Handel von Optionen auf Futures an. Die Erfahrung hat gezeigt, dass bei Commodity-Optionen der außerbörsliche Handel einen besonders großen Anteil am Gesamtmarkt hat. Börsen haben daher bei Strom-Optionen – neben der Handelsfunktion – eine besonders wichtige Rolle im OTC-Clearing (OTC = Over the Counter), auf das im Folgenden eingegangen werden wird.
- 26 Zeitgleich mit dem Rückzug der meisten amerikanischen Stromhandelshäuser aus dem europäischen Strommarkt ist das Kontrahentenrisiko verstärkt ins Zentrum der Aufmerksamkeit gerückt. In den



meisten Wirtschaftszweigen gibt es das Risiko, dass der Handelspartner nicht seinen vertraglichen Verpflichtungen nachkommt bzw. nachkommen kann. Um die Risiken eines Verlustes infolge der Insolvenz eines Marktpartners zu vermindern, haben viele Teilnehmer des Energiehandelsmarktes ein System von Handelslinien oder Sicherheiten eingeführt. Die Linien und die Ratings limitieren die Anzahl der möglichen Teilnehmer am Markt, v.a. kleinere und neue Marktteilnehmer haben insofern Schwierigkeiten beim Marktzutritt.

- 27 Ein sehr großer Teil der Strom-Termingeschäfte wird nach wie vor bilateral abgeschlossen. Diese außerbörslichen Termingeschäfte werden auch dauerhaft den Börsenmarkt ergänzen. In dieser Prognose sind sich seit dem Start des Stromhandels alle Marktbeobachter einig, auch weil Marktteilnehmer nicht in allen Fällen an der Anonymität des Börsenhandels interessiert sind. Durch eine Offenlegung der Marktteilnehmer könnten bessere Rückschlüsse auf die künftige Entwicklung des Marktes gezogen werden. Zudem werden manchmal Aufträge mit außerordentlich hohem Volumen nicht gerne in das offene Orderbuch einer Börse eingestellt, um nicht durch die Offenlegung eines hohen Bedarfs den Marktpreis in eine ungewünschte Richtung zu bewegen. Weiterhin kann man natürlich mit Marktteilnehmern, die keine Börsenzulassung haben, nur außerbörslich handeln. Aufgrund dieser dauerhaft zu erwartenden Existenz des bilateralen Handels bieten Strombörsen manchmal – wie die EEX – im Rahmen des sogenannten OTC-Clearings die Möglichkeit, auch für standardisierte OTC-Kontrakte das Kontrahentenrisiko zu tragen. Hierzu wird die börsliche Clearingstruktur bestehend aus Börse und Clearingbanken auch für außerbörsliche Geschäfte genutzt.

## 5 Zusammenfassung

- 28 Strombörsen tragen wesentlich zur Fairness und Transparenz im Großhandel bei. Neben den Effizienzgewinnen eines standardisierten Handels erleichtern sie – v.a. durch das damit verbundene OTC-Clearing – auch den Abschluss von bilateral ausgehandelten Verträgen.
- 29 Die geographische Situation – in der Mitte des neuen Europas und mit einer maximalen Anzahl an benachbarten Ländern in der erwei-

terten Europäischen Union – gibt Deutschland eine einzigartige Ausgangssituation als wichtigster Stromhandels-Marktplatz in Europa. Für den weiteren Ausbau dieses Standortvorteils ist eine Verstärkung der internationalen Übertragungskapazitäten förderlich.



---

# Übersicht

Die Aufsätze, bei denen *Autorennamen* angegeben sind, liegen bereits vor.

---

## **10 000 Energieinformatik**

10010 Energieinformatik – Einführung und Übersicht (*Elzer*)

## **10 100 Informationstechnik in der Unternehmensführung**

10110 Informations- und Prozessmanagement (*Lindwedel/Maicher/Schwarze*)

## **10 200 Betriebsführung in der Elektrizitätsversorgung**

10210 Energiemanagementsysteme – Technologie und Realisierung (*Zinser*)

10211 Energiemanagement im Energiepark Clausthal (*Beck/zum Hingst/M'Buy/Wehrmann*)

10220 Informationssysteme für Betriebsführung und Management (*Handschin*)

## **10 300 Betriebsführung in der Gas-, Öl- und Wärmeversorgung**

## **10 400 Leittechnik in Energiesystemen**

10410 Übersicht (*Elzer*)

10450 Mensch-Maschine-Schnittstelle (*Elzer*)

## **10 500 Grundlagen der Automatisierung von Energiesystemen**

10 510 Informationstechnik in der Energiewirtschaft (*Appelrath/González*)

## **10 600 Informationstechnik für Planung, Bau und Instandhaltung von Energiesystemen**

10 610 Das Common Information Model CIM – IEC 61970 und 61968 (*Uslar*)

- 10 620 Demand Side Management und Demand Response  
*(Sonnenschein/Rapp/Bremer)*
- 10 630 Smart Grids aus IT-Sicht und ihre Einbettung in nationale  
und internationale Frameworks *(Mayer/Rohjans)*

# Energieinformatik – Einführung und Übersicht

*Peter F. Elzer*

---

1 In den vergangenen vier Jahrzehnten hat sich die Informationsverarbeitung zu einem unverzichtbaren Werkzeug auf allen Ebenen der Führung von Unternehmen herausgebildet. Wie sehr sie zu einem kritischen Produktionsfaktor geworden ist, wurde schlaglichtartig durch den immensen Aufwand beleuchtet, der zur Lösung des „Jahr 2000 Problems“ investiert wurde. Dieses scheint ja nun überstanden zu sein, aber die Tatsache bleibt, dass vielen Unternehmen bei Ausfall zentraler Komponenten ihrer „Informationsinfrastruktur“ nur eine „Überlebenschance“ von wenigen Tagen zugebilligt wird. Das gilt auch – und sogar in besonderem Maße – für Unternehmen der Energiebranche.

2 Dafür gibt es eine Reihe von Gründen. Einer davon ist z. B., dass Energieerzeugung und -verteilung technisch hochkomplexe Prozesse sind, die einerseits hohe Anforderungen an die Technik zu ihrer Steuerung und Überwachung stellen, bei denen aber andererseits Störungen und Ausfälle von der Öffentlichkeit kaum toleriert werden. Ein anderer sind die durch die Liberalisierung des Energiemarkts notwendig gewordene größere Flexibilität und Reaktionsgeschwindigkeit der Unternehmen gegenüber Anforderungen des Marktes.

3 Beide Aspekte – die notwendige hohe Zuverlässigkeit der Informationsverarbeitung in der Energiesystemtechnik einerseits und die extremen Anforderungen an ihre Leistungsfähigkeit andererseits – machen es notwendig, dass sowohl das Management als auch die technische Ebene in den Unternehmen der Informationstechnik ihre ganze Aufmerksamkeit widmen. Dieses Kapitel soll dazu als Leitfaden (oder „Handreichung“) dienen. Natürlich ist nicht daran gedacht, mit einer Darstellung des vorgegebenen Umfangs Lehrbücher oder Spezialkurse zu ersetzen. Die Verfasser werden sich aber bemühen, möglichst alle Aspekte des Einsatzes der Informationstechnik in

Energiesystemen aufzuzeigen, um es den Lesern zu ermöglichen, ihre jeweiligen Probleme „einzumessen“ und sie dadurch zu befähigen, mit Aussicht auf Erfolg Spezialliteratur – oder Spezialisten – zu konsultieren.

- 4 Dazu soll zunächst versucht werden, die – wegen der fortschreitenden Integration und Vernetzung – ziemlich unübersichtlich gewordene „Informationslandschaft“ in Unternehmen etwas zu strukturieren. Als Einstieg dafür hat sich das in Abb. 1 dargestellte „Ebenenmodell der Unternehmensdatenverarbeitung“ bewährt.

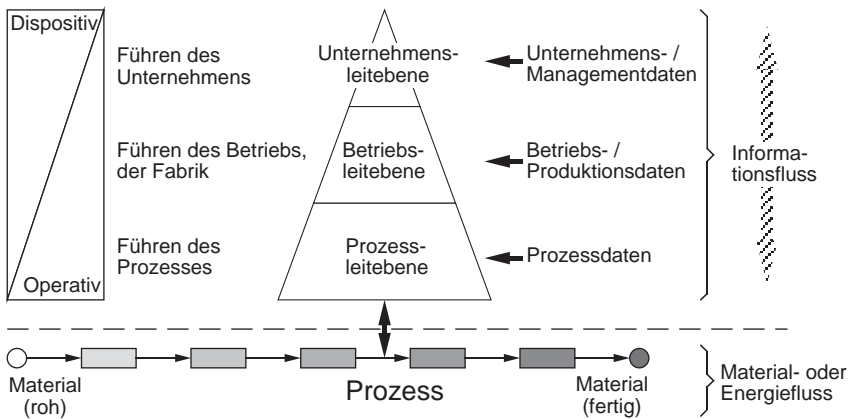


Abb. 1: Ebenen der Informationsverarbeitung im Unternehmen

Darin werden drei Ebenen unterschieden:

- 1 **Unternehmens-**,
  - 2 **Betriebs-**,
  - 3 **Prozessleitebene.**
- 5 Diese Gliederung hat aber eine weit tiefere Bedeutung als die eines reinen Ordnungsschemas. Jede dieser „Führungsebenen“ umfasst spezifische Aufgaben mit den daraus abgeleiteten Anforderungen an die dafür verwendeten informationsverarbeitenden Komponenten – seien sie in Hardware oder in Software realisiert.
- 6 Als Beispiele für solche Führungsaufgaben in den einzelnen Ebenen seien genannt:

- Unternehmensleitebene: – Marktanalysen  
 – Geschäftsplanung  
 – Sortimentsplanung  
 – Investitionsplanung  
 – Absatzplanung  
 – Ergebnisrechnung
- Betriebsleitebene: – Vertrieb  
 – Produktgestaltung  
 – Produktionslenkung  
 – Ressourcenverwaltung
- Prozesseitebene: – Prozessführung  
 – Steuerung  
 – Regelung  
 – Überwachung  
 – Schutz  
 – Optimierung

Aus diesen Aufgaben leiten sich z. B. die in Abb. 2 illustrierten unterschiedlichen Anforderungen an Reaktionszeiten und Datenmengen auf den verschiedenen Ebenen ab. Der eher qualitative Charakter dieser Darstellung zeigt auch, daß die Übergänge zwischen den einzelnen Ebenen fließend sein können und deshalb im konkreten Einzelfall sorgfältige Analysen nötig sind.

7

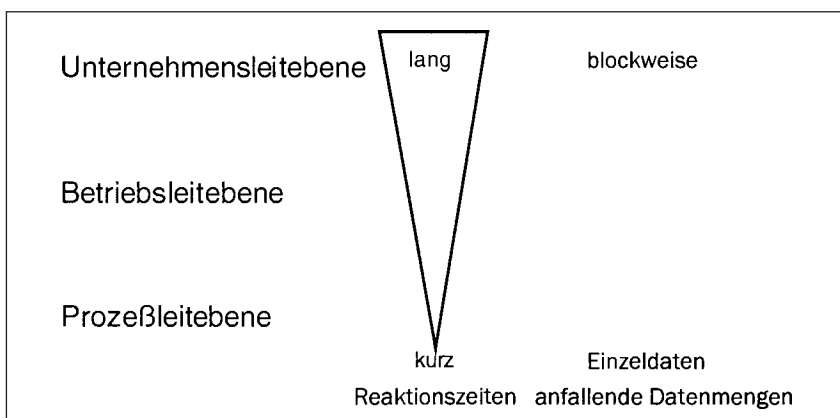


Abb. 2: Einige Charakteristika der einzelnen Ebenen



- 8 Wegen der ganz speziellen (= hohen) technischen Anforderungen in Energiesystemen erscheint es zweckmäßig, die Erfassung von Größen aus dem Prozess und seine Beeinflussung noch als weitere Ebene in dieses Schema mit aufzunehmen:

#### 4 Mess- und Stellebene

- 9 Tabelle 1 zeigt nun größenordnungsmäßig, wie sich die Anforderungen an die verschiedenen Ebenen – bei aller oben erwähnten Vorsicht – quantitativ charakterisieren lassen.

Tab. 1: Einige technische Parameter der Führungsebenen

Ebene	Reaktionszeiten	Datenmengen	erforderliche Zuverlässigkeit
1	Tage – Jahre	$n \times \text{MB} - n \times \text{GB}$	Standard
2	Stunden – Tage	$n \times \text{kB} - n \times \text{MB}$	hoch
3	msec – Stunden	$n \text{ Bit} - n \times \text{kB}$	sehr hoch
4	$\mu\text{sec} - \text{sec}$	$1 \text{ Bit} - 1 \text{ kB}$	sehr hoch (aber in der Praxis schwer zu erreichen)

- 10 Auf jeder dieser „Führungsebenen“ hat sich eine eigene Mischung von technischen Lösungsmitteln (Rechner, Informationsübertragungsmittel, Software und Datenhaltung) herausgebildet. Tabelle 2 gibt einen gerafften Überblick über diese Kategorien.
- 11 Die genannten Komponenten werden in Unterkapitel 10400 eingehend beschrieben. In Bezug auf Software und Datenhaltung ist allerdings anzumerken, dass es aus Kostengründen immer weniger üblich wird, Software für spezielle Anwendungsfälle selbst zu entwickeln. In den meisten Fällen werden Standardsysteme eingesetzt, die von spezialisierten Ausrüsterfirmen, System- oder Softwarehäusern entwickelt und vertrieben werden. Die angegebenen Softwarehilfsmittel werden jedoch bei deren Erstellung verwendet und bestimmen ganz wesentlich Leistungsfähigkeit, Qualität und dauerhafte Brauchbarkeit der Anwendungssoftware.

Tab. 2: Komponenten auf den verschiedenen Führungsebenen

Ebene	Rechnertyp	Informationsübertragung	SW und Datenhaltung
1	Workstations, leistungsfähige PC's	WAN, Internet, TCP-IP	„4-GLs“ Datenbanken
2	wie bei 1	LAN, Ethernet	„höhere Programmiersprachen“, Datenbanken
3	Echtzeitrechner, spezielle PC's, speicherprogrammierbare Steuerungen	Ethernet, Profibus, Fernwirktechnik	„höhere Programmiersprachen“, Echtzeitsprachen, „Blocksprachen“
4	Mikrocontroller, Signalprozessoren, spezielle Schaltungen	Fernwirktechnik, Rundsteuertechnik, ASI-Bus, CAN-Bus	Systemprogrammiersprachen

Zum Abschluss dieser Einführung erscheinen noch einige Erläuterungen zum Gesamtaufbau des Kapitels 10000 angebracht:

Die in der Unternehmensleitebene üblichen Anforderungen an die Informationstechnik werden in Unterkapitel 10100 eingehend dargestellt, die in der Betriebsleitebene in 10200 (Elektrizität) und 10300 (Öl, Gas, Wärme). Die letztere Aufteilung wurde wegen der doch erheblichen Unterschiede zwischen den genannten Prozessklassen vorgenommen. **12**

Die Prozessleitebene wird in den Unterkapiteln 10400 und 10500 näher erläutert. Unterkapitel 10400 beschäftigt sich dabei mit den heute üblichen technischen Realisierungsmitteln, Unterkapitel 10500 mit den methodischen und mathematischen Grundlagen. **13**

Unterkapitel 10600 widmet sich einer aus Kostengründen immer wichtiger werdenden Klasse von Anwendungen der Informationstechnik – der Planung, dem Bau und der Instandhaltung von Energiesystemen. **14**

Da sich das Gebiet der Informationstechnik aber wohl noch über viele Jahre hinweg weiterentwickeln wird – insbesondere werden noch Anwendungsgebiete auftauchen, die heute noch niemand vorhersehen kann – halten wir es für notwendig, das Kapitel selbst „erweiterbar“ zu gestalten. Unterkapitel 10700 bis 10900 sind deshalb zukünftigen Themen vorbehalten. **15**



# Informations- und Prozessmanagement\*)

*Eckart Lindwedel, Michael Maicher und Lars Schwarze*

## Inhaltsübersicht

	Rn.		Rn.
Überblick	1–50	IV-Anwendungsstrukturen	42–50
1.1 Ausgangssituation und Motivation	1–11	2 Grundlagen der Prozessmodellierung	((folgt))
1.2 Ordnungsrahmen zur marktorientierten Strukturierung von Unternehmensaufgaben	12–27	3 Prozessbeispiele aus der Energiewirtschaft	((folgt))
1.3 Informationsverarbeitung als integraler Bestandteil der Unternehmensstrategie	28–36	4 Anwendungsübersichten	((folgt))
1.4 Einführung komplexer Informationssysteme	37–41	5 Einführung neuer Anwendungen am Beispiel SAP	((folgt))
1.5 Vom Management heterogener und globaler		6 IT Management	((folgt))
		7 Schwerpunktthemen	((folgt))
		8 Literatur	

## Schlagwortübersicht

	Rn.		Rn.
Anwendungssysteme	34	Geschäftspotenzial	16
Einrichtungen	21	Geschäftsprozess	23ff.
ERP-Systeme	37ff.	Implementierungsstrategie	33
Finanzen	22	Individuallösungen	42
Fremdprodukte	42	Informatikeinsatzstrategie	31
Führungsorganisation	17	Informatikstrategie	32
geschäftseinheiteninterne		Informationen	19
Organisation	17	Informationstechnik	20
Geschäftsmodelle	36	Infrastruktur	18

\* Dieser Beitrag ist noch nicht vollständig, wird fortgesetzt.

	<b>Rn.</b>		<b>Rn.</b>
Integrationsmanagement	43 ff.	Ressourcen	18 ff.
IV-Landkarten	45	Strategieentwicklung	28 ff.
IV-Strategie	29 ff.	Strategische Geschäftseinheiten	27
Managementfeldsystem	13	Technische Anlagen	21
Marktprozess	26	Umstrukturierung Energiemarkt	2 ff.
Marktumfeld	15	Unternehmensaufgaben	12
Produkt-Markt-Kombinationen	27	Unternehmensstruktur	17

# 1 Überblick

## 1.1 Ausgangssituation und Motivation

- 1 In der Energiewirtschaft findet zur Zeit ein tiefgreifender struktureller Wandel statt. Mit der Öffnung der Übertragungsnetze für Strom und für Gas steht jedem Kunden Energie von verschiedenen Anbietern zur Verfügung. Auch wenn sich der physikalische Übertragungsweg für die Energie nicht geändert hat und nach wie vor über das bestehende Strom- bzw. Gasnetz erfolgt, findet der Verkaufs- und Kaufprozess in der Strom- und Gaswirtschaft in völlig neuartiger Form statt. Neue Marktteilnehmer treten auf und die Energieversorgungsunternehmen wandeln sich stark.
  
- 2 Während die Versorgung mit Energie klassisch bisher gebietsabhängig vom jeweiligen lokalen, regionalen oder kommunalen Energieversorgungsunternehmen mit eigenem Netz vorgenommen wurde, können nun, im Zuge der Liberalisierung der Energiemärkte, die verschiedensten Unternehmen Strom kaufen und verkaufen. Alle diese Marktteilnehmer können hierfür auf das öffentliche Stromnetz der „Netzbetreiber“ gegen entsprechende Gebühr zugreifen. Dieser „Netzzugriff“ ist auf bundesdeutscher und europäischer Ebene durch politische, gesellschaftliche, wirtschaftliche und technische Kräfte getrieben und von den verschiedenen Interessenverbänden, wie der VDEW (Verein Deutscher Energieversorgungsunternehmen), VIK (Verein industrieller Kraftwerksbetreiber) und BDI (Bund Deutscher Industrie) in einer so genannten Verbändevereinbarung vereinbart worden. Die Verbändevereinbarung regelt in ihrer zunächst 2. Fassung die Art und Weise der Netznutzung und ist eine Übereinkunft der grundsätzlichen Abläufe und Vorgänge bei den Kaufs- und Verkaufsprozessen für leitungsgebundene Energielieferungen. Eine der-

artige Regelung ist erforderlich, damit das Netz seine Energieübertragungs- und Verteilungsfunktion wahrnehmen und ein entsprechendes Geschäft datentechnisch beschreiben und abgerechnet werden kann.

Die mit dieser Umstrukturierung verbundenen Änderungen der Geschäftsprozesse stellen sehr hohe und neuartige Anforderungen an die Informationssysteme eines Energieversorgungsunternehmens. Softwareprodukte und Anwendungen müssen neue Funktionalitäten im Marketing, im Vertrieb, in der Abrechnung, im Controlling oder im Energiehandel erfüllen. **3**

Bisher eingesetzte Systeme liefern diese Funktionalitäten i. d. R. nicht. Daher ist ein Umbau der betriebenen Systeme oder/und die Einführung neuer Informationssysteme notwendig. Dies ist eine komplexe Aufgabe, die mit erheblichen Investitionen verbunden ist und eine gute Planung erforderlich macht. Ob ein Energieunternehmen eher in die Richtung einer dezentralen IT-Architektur mit dem Zusammenspiel vieler verschiedener Komponenten tendiert oder zu einer zentralen IT-Landschaft neigt, ist zunächst nicht von Bedeutung. Wichtig ist, dass eine funktionsfähige, den gestiegenen Ansprüchen des Energiemarktes gerecht werdende IT-Landschaft erstellt wird, die kostengünstig betrieben wird. **4**

Während in der Vergangenheit vor allem Sicherheit und Zuverlässigkeit der elektrischen Systeme und Anlagen an erster Stelle standen, erfordert der große Wettbewerbsdruck im liberalisierten Energiemarkt heute eine stärkere Fokussierung auf die Kosten. Investitionen, gerade auch in die IT, müssen daher sorgfältig geplant und ständig überprüft werden. **5**

Auf Grund der hohen Bindungsdauer, der Komplexität der IV-Systemveränderungen und der Bedeutung für praktisch alle Bereiche in einem Unternehmen besitzen Entscheidungen zum IT-Management strategischen Charakter. Grundsatzentscheidungen zum betriebswirtschaftlichen Basissystem (ERP-Systeme, Enterprise Resource Planning) oder zur Infrastrukturtechnik (LAN-Technologien, Local Area Network) beispielsweise haben erhebliche Auswirkungen auf die Unternehmensabläufe, auch wenn die Investitionssumme im Vergleich zu den kapitalintensiven Vermögenswerten von Energieunter- **6**

nehmen wie Kraftwerke und Hochspannungskabel etc. eher moderat sind.

- 7 Die Bedeutung des Informationsmanagements endet jedoch nicht an den Unternehmensgrenzen. Mit der schnellen Entwicklung der Internettechnologie spielt der Informationsaustausch sowohl für die Prozesse mit Kunden als auch für die Abläufe und die Zusammenarbeit mit den Lieferanten eine immer wichtigere Rolle.
- 8 Die Herausforderung besteht nun darin, durch den gezielten Einsatz der Informationsverarbeitung strategische Wettbewerbsvorteile zu erzielen. So kann die schnelle Bereitstellung von Systemen, die die veränderten Prozesse in der Energiebranche (Abrechnung, Energiehandel mit neuen Handelsprodukten) möglichst gut unterstützen bzw. überhaupt erst ermöglichen, einen wichtigen Wettbewerbsvorteil bedeuten.
- 9 Damit die IV dieser strategischen Bedeutung gerecht werden kann, muss sich ihre Rolle innerhalb der Energieunternehmen verändern. Verschiedene Trends einer organisatorischen Eingliederung der IV-Abteilungen sind identifizierbar. So ist eine stärkere Integration der IV-Abteilung in das Management und deren Planung erkennbar. Dies zeigt sich an so genannten CIO-Strukturen (Chief Information Officer), die in vielen Unternehmen anderer Branchen (z. B. im Bankenbereich) bereits existieren. Gleichzeitig nimmt die IV-Abteilung stärker die Rolle eines IT-Dienstleisters ein und wird nach Gesichtspunkten des Wettbewerbs über Leistungsqualität und Kostenstrukturen bewertet.
- 10 Um dieser in vielen Energieversorgungsunternehmen neuen Rolle der Informationsverarbeitung gerecht zu werden, und der wachsenden Komplexität der Anforderungen begegnen zu können, ist eine geeignete Strukturierung und transparente Darstellung aller wichtigen Prozesse und Informationsflüsse in einem Energieunternehmen erforderlich. Weiterhin ist eine Transparenz über den Einsatz der IT, also dem Zusammenspiel der einzelnen Hardware-, Netzwerk- und Softwarekomponenten notwendig. Der Umbau alter IV-Systeme und/oder der Einsatz neuer Systeme und Anwendungen kann dann sehr schnell und effizient vorgenommen werden.

Um eine derartige Vorgehensweise zu verstehen und anwenden zu können, werden in diesem Abschnitt des Handbuches für Energiemanagement folgende Themen behandelt und in zukünftigen Ergänzungsabschnitten weiter detailliert: **11**

- Grundlagen der Prozessmodellierung
- Prozessbeispiele aus der Energiewirtschaft
- Anwendungsübersichten
- Einführung neuer Anwendungen am Beispiel SAP
- IT Management
- Schwerpunktthemen

## 1.2 Ordnungsrahmen zur marktorientierten Strukturierung von Unternehmensaufgaben

Die Aufgaben innerhalb eines Unternehmens und die Vielzahl der Wechselwirkungen weisen eine nicht zu unterschätzende Komplexität auf. Um diese Komplexität handhaben zu können, ist es hilfreich, einen Ordnungsrahmen zu wählen, der die Darstellung der Unternehmenszusammenhänge in einfachen Strukturen erlaubt. **12**

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Systematik des Ordnungsrahmens „Managementfeldsystem“. Das Managementfeldsystem dient zur marktorientierten Strukturierung der Unternehmensaufgaben. Es ist somit eine Vorgehensweise zur strukturierten Erhebung und Darstellung eines Unternehmens. Dabei unterscheidet das Managementfeldsystem prinzipiell zwischen der Analyse der bestehenden Organi- **13**



Abb. 1: Zielsetzung des Ordnungsrahmens



sation im Hinblick auf ihre Leistungsfähigkeit und der notwendigen Entwicklungsschritte zu einer leistungsfähigeren Organisation.

- 14 Das Managementfeldsystem ist aufgegliedert in einzelne Managementfelder, die sich durch Dekomposition in einzelne Komponenten transparenter machen lassen. Die einzelnen Managementfelder und ihre Komponenten sind nachfolgend dargestellt.
- 15 Das **Marktumfeld** beschreibt die externen Einflussgrößen auf die Leistungsfähigkeit des Unternehmens. Dabei wird zunächst davon ausgegangen, dass alle Unternehmensaktivitäten daran ausgelegt sind, eine bessere Befriedigung der Kundenbedürfnisse im Vergleich zu den Wettbewerbern zu realisieren. Umgekehrt kann die interne Leistungsfähigkeit des Unternehmens auch das Marktumfeld z. B. durch neue Produkte oder Technologien beeinflussen. Die einzelnen Komponenten des Marktumfelds sind nachfolgend dargestellt:
- Branchenstruktur und -situation
  - Kundensegmentierung/-struktur
  - Wettbewerbsstruktur/Entwicklung der Wettbewerber
  - Lieferantenstruktur
  - Politische und gesetzliche Rahmenbedingungen

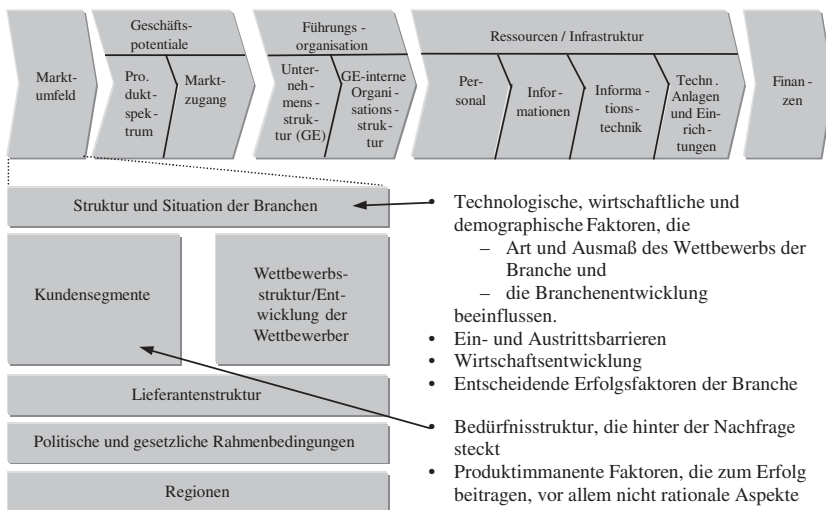


Abb. 2: Dekomposition des Managementfeldes „Marktumfeld“

- Regionen
- Demografische Rahmenbedingungen (neu)

Als weiteres Managementfeld sind die **Geschäftspotenziale** zu nennen. Geschäftspotenziale beschreiben die Fähigkeiten eines Unternehmens, mit seinem Produkt- und Leistungsspektrum sowie seinen Marktzugängen und Vertriebskanälen spezifische Kundenbedürfnisse besser als Konkurrenten zu befriedigen und die Kunden zu erreichen. Dies gilt hinsichtlich der 16

- physischen (Vertriebs-, Absatz- oder Distributionswege/-kanäle)
- psychologischen (z. B. Image/Akzeptanz) und
- vertraglichen (z. B. Serviceverträge, installierte Geräte)

Geschäftspotenziale des Unternehmens.

Die **Führungsorganisation** hat u. a. die Aufgabe, Spezialisierungsvorteile im Markt durch Abgrenzung von Teilaufgaben zu nutzen und diese Teilaufgaben im Hinblick auf eine Gesamtleistung zu koordinieren. Sie muss ein Optimum schaffen zwischen Ausschöpfung von Synergiechancen durch Integration der Aufgabenabwicklung einerseits und einer Aufgaben-Differenzierung nach Geschäftsprozessen andererseits im Hinblick auf die Marktleistung. Die Führungsorganisation ist in zwei Ebenen einteilbar. Die **Unternehmensstruktur** beschreibt das Führungskonzept der Unternehmensgruppe durch Abgrenzung einzelner Geschäftseinheiten mit weitgehend homogenen Anforderungen an die Organisation der Geschäftsabwicklung. Im Gegensatz dazu legt die **geschäftseinheiteninterne Organisation** die Organisation der Geschäftsabwicklung einer Geschäftseinheit fest. 17

Im Managementfeld **Ressourcen/Infrastruktur** sind alle entsprechenden Aspekte zur Abwicklung der Geschäftstätigkeit zusammengefasst. **Personelle Ressourcen** sind durch entsprechende, auf die konkrete Situation zugeschnittene Qualifikationen geprägt. Welche erforderlich sind, lässt sich nur in Abhängigkeit von der Struktur- und Verfahrensorganisation, aber auch anderen Ressourcen wie verfügbare Informationen, Informationstechnik oder Technische Anlagen und Einrichtungen festlegen. 18

Zur Steuerung der gesamten Geschäftsabwicklung sind eine Reihe von **Informationen** permanent zu aktualisieren. Bei Bedarf kann auf 19

sie zurückgegriffen werden. Die Leistungsfähigkeit der Geschäftsabwicklung wird demnach wesentlich davon bestimmt, welche Informationen bei Bedarf in welcher Qualität (Aussagefähigkeit) und mit welcher Aktualität verfügbar sind. Diese Abbildung der realen Geschäftsabwicklung (Informationsstruktur) beschränkt sich auf entscheidungsrelevante Informationen.

- 20 Die Ressource Informationstechnik** besteht im Wesentlichen aus Soft- und Hardwareprodukten, Systemen und Datenübertragungsnetzen für den Umgang mit Informationen. Die Informationstechnik unterstützt zwei Aufgaben. Zum einen unterstützt sie die Abwicklung der Geschäftsvorfälle. Hierbei ist der Integrationsgrad bei der Abwicklung (Vorgangsintegration) ein wichtiges Qualitätskriterium.

Zum anderen dient die Informationstechnik dem Management von Informationssammlungen, auf die bei Bedarf zurückgegriffen werden kann. Kriterien sind hierbei die Qualität, die Aktualität und die technischen Zugangsmöglichkeiten.

- 21 Technische Anlagen und Einrichtungen** als weitere Ressourcenkomponente umfassen die übrige Infrastruktur wie Gebäude einschließlich der gebäudetechnischen Infrastruktur, Fertigungs- und Produktionsmaschinen, Übertragungs- und Transporteinrichtungen, Bürousausstattungen etc. Die Art und Qualität hängt von der Organisation der Geschäftsabwicklung ab. Das technische Niveau dieser Infrastruktur kann jedoch die Leistungsfähigkeit dieser Geschäftsabwicklung stark beeinflussen.

- 22** Als letztes Managementfeld sind die **Finanzen** zu nennen. Hier sind alle Aspekte der Kapitalressourcen sowie der Unternehmenswert selber zusammenzufassen.

- 23** Die Durchführung der Geschäftsprozesse steht in direktem Zusammenhang mit den zuvor dargestellten Managementfeldern. Ein Geschäftsprozess beschreibt die logische Abwicklung von Typen einzelner Geschäftsaktivitäten (Transaktionen, Geschäftsvorfälle). Oder anders ausgedrückt, ein Geschäftsprozess stellt die horizontale Koordination im Hinblick auf ein definiertes Ergebnis oder eine definierte Leistung dar. In der Ausführung werden Einsatz und Qualität der erforderlichen Potenziale durch den Geschäftsprozess geregelt bzw. ko-

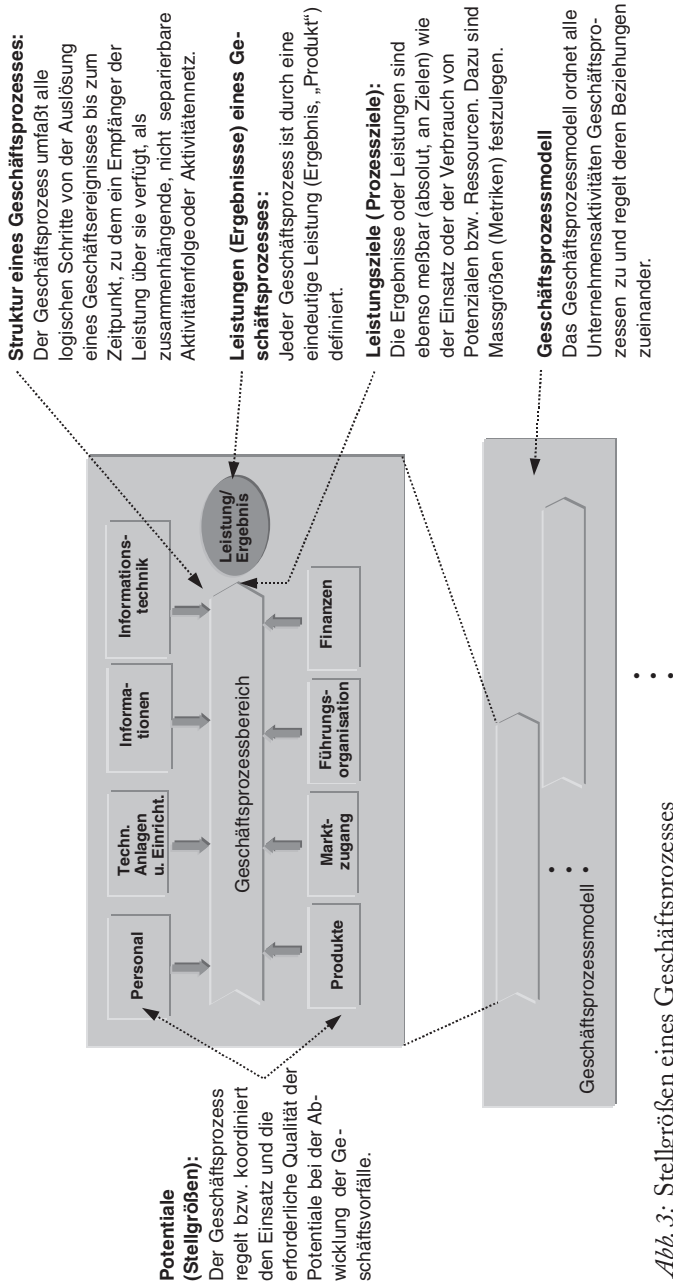


Abb. 3: Stellgrößen eines Geschäftsprozesses

ordiniert. Das Managementfeldsystem beschreibt eine Integration der Geschäftsprozesse und der Potenzialfaktoren.

- 24 Das Geschäftsprozessmodell ist ein Abbild aller Prozesse im Unternehmen und des Unternehmens mit dem Markt. Die Geschäftsprozesse lassen sich zunächst in Managementprozesse und Operative Prozesse einteilen. Als Managementprozesse werden solche Prozesse bezeichnet, die zur Steigerung der Leistungsfähigkeit der einzelnen Potenziale dienen sollen. Hierbei wird zwischen Strategischem Management und Mittelfristig-operativem Management unterschieden.
- 25 Eine weitere Strukturierung der Geschäftsprozesse kann im Hinblick auf ihre Nähe zum Markt erfolgen:
- Primär- oder Marktprozesse
  - Sekundär- oder Infrastrukturprozesse sowie
  - Innovationsprozesse
- 26 Die Marktprozesse dienen zur Erbringung der Marktleistung und werden im Wesentlichen durch die Beziehungen zum Lieferanten einerseits und zum Kunden andererseits determiniert. Infrastrukturprozesse dienen der Bereitstellung der Potenzialfaktoren und erbringen in der Regel keinen direkten Kundennutzen. Die Innovationsprozesse dienen der strategischen Entwicklung der Potenzialfaktoren.
- 27 Das Geschäftsprozessmodell ist aus der Geschäftsstrategie abzuleiten. Aus der Abgrenzung der Geschäftsfelder sowie der Strategieplanung ergeben sich die Produkt-Markt-Kombinationen als Basis für die jeweilige Geschäftsfeldstrategie. Aus den definierten Produkt-Markt-Kombinationen lassen sich über die Festlegung der Unternehmensstruktur die Strategischen Geschäftseinheiten (SGE) identifizieren. Aus den Strategischen Geschäftseinheiten und den Geschäftsfeldstrategien werden die Anforderungen an die organisatorische Leistungsfähigkeit und somit an die Geschäftsprozesse zur Erbringung dieser Leistungsfähigkeit abgeleitet. Aufbauend auf der Geschäftsprozessabgrenzung kann die Organisation der Geschäftsprozessabwicklung definiert werden. Dies entspricht der Detaildefinition der einzelnen Geschäftsprozesse.

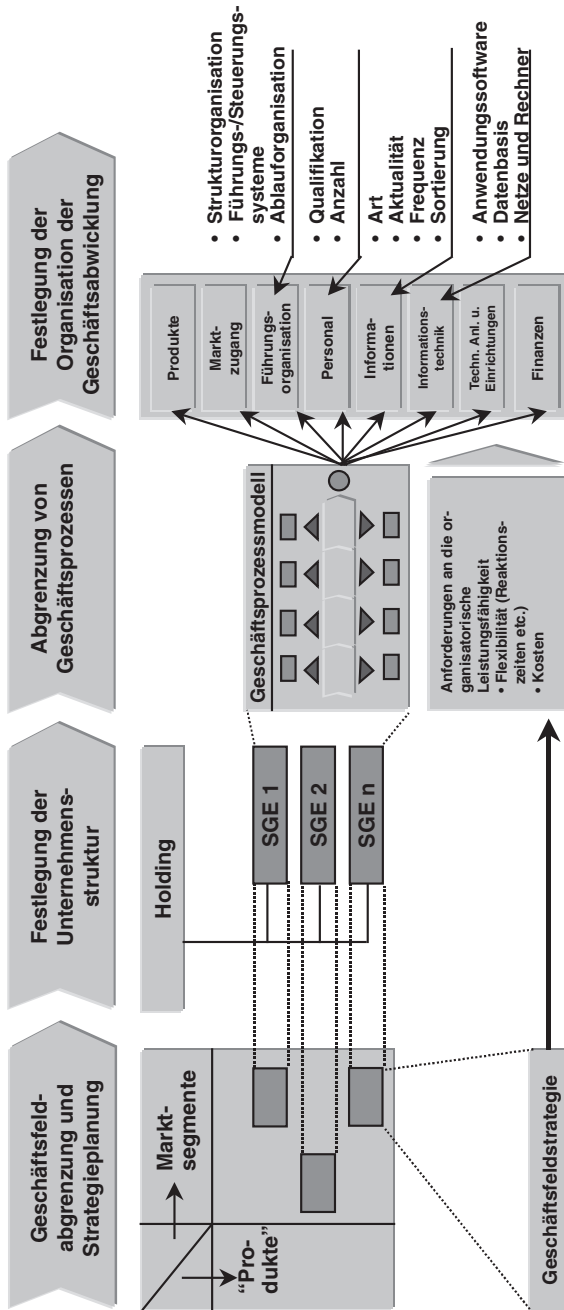


Abb. 4: Ableitung der Geschäftsprozesse aus der Unternehmensstrategie

### **1.3 Informationsverarbeitung als integraler Bestandteil der Unternehmensstrategie**

- 28** Aus den vorangegangenen Ausführungen lässt sich ableiten, dass die Informationsverarbeitung als ein strategischer Erfolgsfaktor des Unternehmens gesehen werden muss. Dieser Sachverhalt trifft auch auf Energiedienstleistungsunternehmen aller Ebenen insbesondere vor dem Hintergrund der struktureller Veränderungen in der Energiebranche zu.
- 29** Bei der Ableitung der IV-Strategie ist zwischen dem traditionellen und einem modernen Vorgehen zu unterscheiden. Bei der eher traditionellen Vorgehensweise werden aus den strategischen Unternehmenszielen einzelne Teilstrategien zur Erreichung des Geschäftskonzeptes abgeleitet. Aus diesen einzelnen Teilstrategien wird wiederum die IV-Strategie mit dem dazugehörigen Implementierungsplan für das IV-Vorhaben abgeleitet. Der Nachteil dieser Vorgehensweise liegt in der mangelnden Integration der IV-Strategie in die Gesamtstrategie des Unternehmens. Die Entwicklung der IV-Strategie mit der sich anschließenden Implementierungsplanung obliegt dem IV-Bereich. Bei dieser Vorgehensweise ist die IV Strategie auf unteren Ebenen nachgelagert, sodass viel Integrationsarbeit geleistet werden muss und langwierige Maßnahmen zum Aufbau der IV-Infrastruktur in Form von Implementierungsprojekten mit naturgemäß langen Projektlaufzeiten die Folge sind.
- 30** Eine moderne Vorgehensweise vermeidet die Nachteile der traditionellen Vorgehensweise indem eine stärkere Integration der IV-Strategie in den strategischen Planungsprozess des gesamten Unternehmens von vornherein stattfindet. Die IV-Strategie ist demnach gleichberechtigt mit den weiteren Teilstrategien wie z. B. der Produkt- und Vertriebsstrategie zu entwickeln. Bei dieser Formulierung obliegt die Formulierung der IV-Strategie dem Top-Management und nicht ausschließlich den IV-Spezialisten wie in der traditionellen Vorgehensweise. Der IV-Bereich wird bei dieser Vorgehensweise stärker in den gesamten Strategieentwicklungsprozess involviert. Der Vorteil dieser Vorgehensweise neben der gemeinsamen Strategieentwicklung von Top-Management und IV-Bereich liegt darin, dass Investitionen in die Infrastruktur frühzeitig erkannt und somit im Rahmen der Ge-

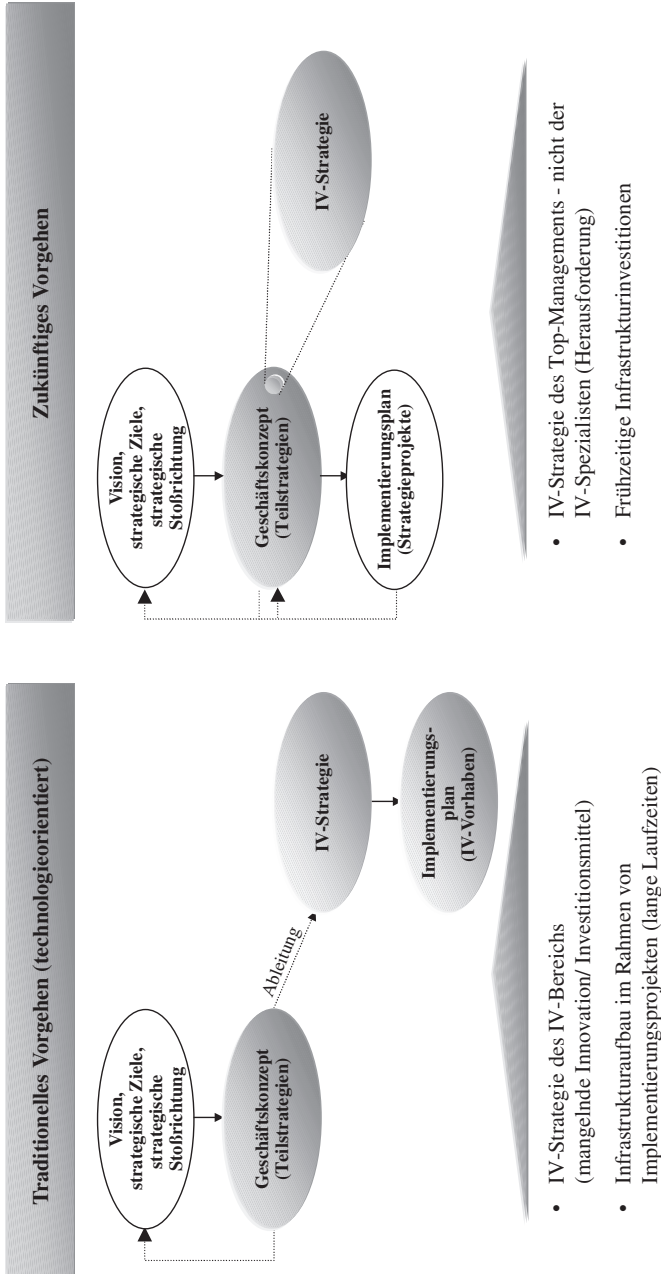


Abb. 5: Die IT-Strategie als Bestandteil der Unternehmensstrategie



samtinvestitionen berücksichtigt werden können. Der IV-Bereich kann so „marktnäher“ und wesentlich aktueller agieren.

- 31 Nachdem eine moderne Vorgehensweise zur Formulierung einer IV-Strategie skizziert wurde, ist die Frage nach den Komponenten einer IV-Strategie zu beantworten. Die erste Komponente einer IV-Strategie wird durch die Informatikeinsatzstrategie gebildet. Diese ist unmittelbar aus der Geschäftsstrategie bzw. aus den hierfür notwendigen Geschäftsprozessen abzuleiten. Wichtig hierbei ist, dass für jeden Geschäfts- bzw. Zentralbereich des Unternehmens eine eigene Einsatzstrategie entwickelt wird. Jeder Geschäfts- bzw. Zentralbereich beschreibt die Informatikanforderungen, wobei die Rahmenbedingungen auf Grund der Gesamtunternehmensstrategie berücksichtigt werden. Die Informatikanforderungen orientieren sich an den entsprechenden Geschäftsprozessen. Für diese Informatikunterstützung ist auch der entsprechende Nutzen qualitativ und quantitativ zu bestimmen.<sup>1)</sup>
- 32 Die zweite Komponente im Rahmen der IV-Strategie ist die Informatikstrategie. Die Informatikstrategie legt fest, wie die Anforderungen der Geschäfts- und Zentralbereiche, welche in der Informatikeinsatzstrategie formuliert wurden, mit den Mitteln der Informatik realisiert werden können. Neben den kostenseitigen und technischen Restriktionen sind hierbei auch personelle Restriktionen auf Grund der Personalqualifikation und/oder der Verfügbarkeit (Kapazität) zu berücksichtigen.
- 33 Als dritte Komponente einer IV-Strategie ist der Implementierungsplan anzuführen. Der Implementierungsplan stellt als Entscheidungsvorlage alle wesentlichen Parameter zur anschließenden Realisierung dar. In diesem Zusammenhang erfolgt auch eine Bewertung verschiedener Realisierungsszenarien. Bei der Erstellung des Implementierungsplans sind sowohl die Geschäftsanforderungen als auch die technischen Anforderungen zu berücksichtigen. Hinsichtlich der Geschäftsanforderungen sind im Wesentlichen die Prioritäten mit denen die einzelnen Anforderungen realisiert werden sollen, in den Implementierungsplan zu integrieren. Aus der technologischen Per-

---

1 Deloitte Consulting hat für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von IV-Projekten die Standardmethode „ValuePrint“ entwickelt.

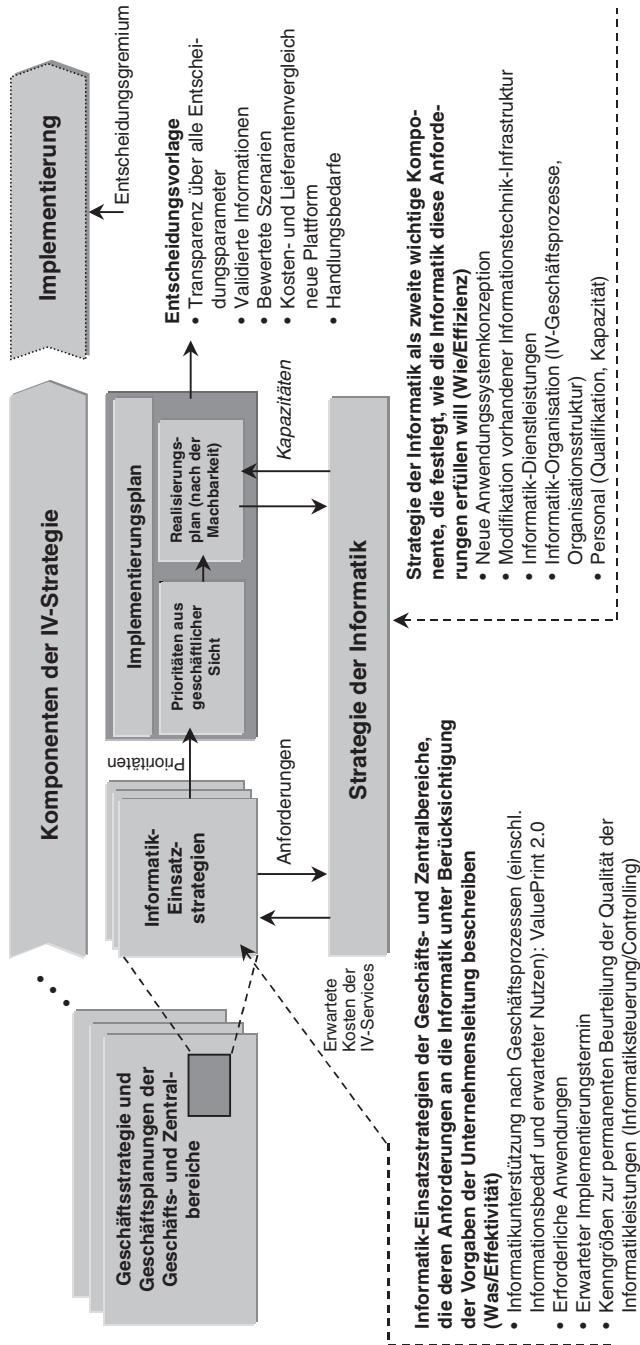


Abb. 6: Komponenten einer IV-Strategie

spektive ist die Realisierung hinsichtlich der technischen Machbarkeit in den Implementierungsplan zu integrieren.

- 34 Die definierte IV-Strategie ist die Ausgangsbasis zur Ableitung von Anforderungen an einzusetzende IV-Anwendungssysteme. Die konkrete Auswahl von Anwendungssystemen erfolgt anschließend auf der Basis eines funktionalen Abgleichs aus den Geschäftsprozessen heraus. Als weitere beeinflussende Parameter sind die strategische Lieferantenbeurteilung als auch die Projizierung zukünftiger Entwicklungsrichtungen hinsichtlich der eingesetzten Technologien auf die IV-Strategie des Unternehmen zu berücksichtigen.
- 35 Bei den Anforderungen im Rahmen der IV-Strategie sind kontinuierlich die Kosten und Nutzen der einzelnen Anforderungen im Sinne einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, z. B. mit ValuePrint [2.], zu analysieren.
- 36 Im Gegensatz zu den mehr thematisch ausgerichteten Aspekten spielt auch die Ausrichtung und die Organisation der IV-Abteilung im Unternehmen eine nicht zu unterschätzende Rolle. Prinzipiell lassen sich verschiedene Geschäftsmodelle zur Integration der IV unterscheiden.
- IV als Unternehmensbereich
  - IV als ausgegliederte IV-Tochter mit Konzernbindung
  - IV als eigenständiges am Markt orientiertes Unternehmen

## 1.4 Einführung komplexer Informationssysteme

- 37 In vielen Unternehmen ist die Ersteinführung komplexer, so genannter ERP-Systeme wie z. B. SAP, Baan, Oracle, PeopleSoft etc. bereits abgeschlossen. Die Umstrukturierung der Energiebranche und die damit einhergehenden Systemeinführungen erfordern nun auch in der Energiebranche eine Nutzung des Wissens über die Einführung komplexer Systeme. Für viele Energieunternehmen steht daher eine zweite Welle der Einführung von Systeme wie z. B. SAP R/3 sowie die Implementierung der Branchenlösung SAP IS-Utilities an.
- 38 Eine Studie<sup>2)</sup> beschreibt die technologischen und geschäftsbedingten Treiber für die Einführung von derartigen Systemen. Bei den technologischen Treibern für die Einführung von ERP-Systemen dominie-

---

2 Deloitte Consulting, Interne Benchmarkingstudie, 1998

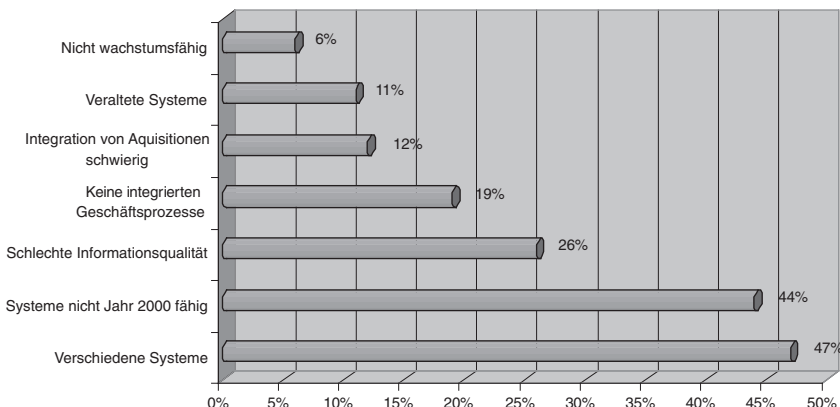


Abb. 7: Technologische Treiber für die Einführung von ERP-Systemen

ren Aspekte der Integration verschiedener Anwendungssysteme und – in der Vergangenheit – die mangelnde Jahr-2000-Fähigkeit.

Bei den geschäftsbedingten Treibern für die Einführung von ERP-Systemen dominieren die schlechte Ausführung (Performance) der Geschäftsprozesse sowie die zu hohe Kostenstruktur.

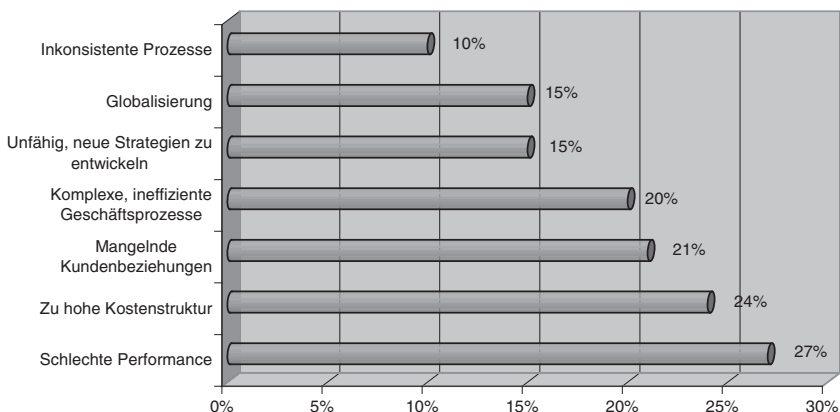


Abb. 8: Geschäftliche Treiber für die Einführung von ERP Systemen

Die ERP-Einführung wird von der Mehrheit der befragten Unternehmen nicht als einmaliger sondern als kontinuierlicher Prozess verstanden. Damit ist das Verständnis verbunden, dass ein IV-System

bzw. eine IV-Systemlandkarte eines Unternehmens einem ständigen Änderungsprozess unterliegt, um ständig die geschäftlichen Anforderungen zu erfüllen. Diese Erkenntnis ist sowohl bei der Investitionsentscheidung als auch bei der Projektplanung und Überführung des gerade eingeführten Systems (Go-Live-Systems) in den Wartungs- und Anpassungsprozesses zu berücksichtigen. Zur Unterstützung dieser so genannten Post-Implementierungs-Aktivitäten stehen verschiedene Methoden zur Verfügung. Deloitte Consulting hat die Methode „Second Wave“ [5.] entwickelt, mit der im Anschluss einer ERP-Implementierung Aktivitäten zur Optimierung der Prozesse durchgeführt werden.

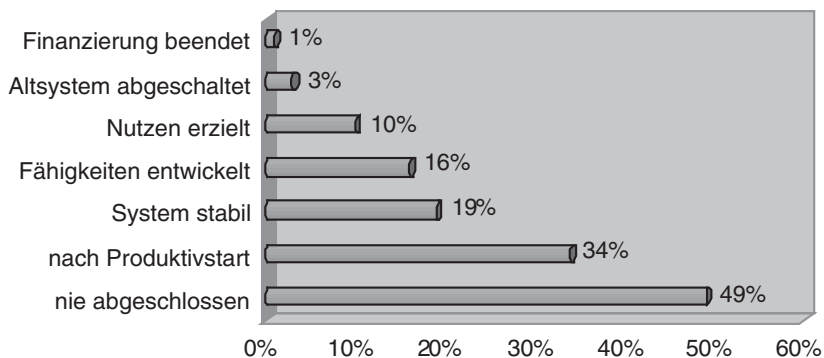


Abb. 9: Wann ist ein ERP-System eingeführt?

(Quelle: Intern. Studie von Deloitte Research/Benchmarking Partners)

40 Neben den betriebswirtschaftlichen ERP-Paketen gewinnen in der Energiebranche weitere komplexe Systeme z. B. für das Kundenmanagement, für die Abrechnung und für den Energiehandel an Bedeutung. So besteht für viele Versorgungsunternehmen auf Grund der Marktöffnung die Notwendigkeit die Vertriebsaktivitäten mit entsprechenden CRM-Lösungen (Customer Relationship Management) zu unterstützen. Hier sind neben den Komponenten der ERP-Anbieter verschiedene Produkte von spezialisierten Anbietern wie z. B. Siebel, SAP-CSS oder Vantive am Markt. Ein weiterer Bereich zur Implementierung neuer Softwarepakete eröffnet sich durch den Stromhandel. Zur Abwicklung dieser Geschäftsprozesse sind ebenfalls verschiedene Anwendungssysteme wie beispielsweise KW 3000

am Markt verfügbar. Schließlich werden die zunehmenden Aktivitäten im e-Business Bereich dazu führen, dass neue Applikationen z. B. für den elektronischen Verkauf und den Handel sowie für die elektronische Beschaffung (e-procurement) per Internet in den Unternehmen zu implementieren sind.

Die zeitliche Bandbreite für Implementierung von ERP-Systemen liegt zwischen 1 und 5 Jahren, bei einer durchschnittlichen Dauer von 3,5 Jahren. Da derartig lange Projektvorhaben auch ein deutliches Risiko in sich bergen, bieten einige Hersteller spezifische Vorgehensweisen zur Implementierung an. Als bekanntester Vertreter in dieser Rubrik kann ASAP (Accelerated SAP) zur Einführung von SAP R/3 angesehen werden. ASAP bietet neben einer reinen Vorgehensweise mit detaillierten Projektphasen auch zahlreiche Dokumente, Checklisten etc. aus bereits abgewickelten Projekten und wird von der SAP kontinuierlich weiterentwickelt. Neben einem ASAP für die SAP-Standardmodule werden von der SAP spezielle Versionen für weitere Produkte wie z. B. das Business Warehouse oder die Branchenlösung IS-Utilities entwickelt. 41

## **1.5 Vom Management heterogener und globaler IV-Anwendungsstrukturen**

ERP-Systeme wie z. B. SAP R/3 decken nur etwa 35–40% der Unternehmensanforderungen ab. Hierbei handelt es sich häufig um die Standardprozesse in den Bereichen Finanz- und Rechnungswesen sowie Controlling. Die Aktivitäten in den weiteren Unternehmensbereichen werden in Folge dessen mit Fremdprodukten anderer Hersteller oder sogar durch eigenentwickelte Individuallösungen unterstützt. Die Folgen derartiger heterogener IT-Strukturen wurden im Rahmen einer Studie unter den Fortune 2000-Unternehmen der Gartner Group untersucht. 42

- Durchschnittlich werden 49 unterschiedliche IV-Anwendungen eingesetzt.
- Rund 35% des IT-Budgets wird für die Integration der unterschiedlichen Anwendungen und Plattformen ausgegeben.
- 70% des gesamten Programmcodes entfallen auf Schnittstellen zwischen IV-Systemen.

- Der Betrieb dieser heterogenen IV-Systemlandschaften kostet ca. 24 Mrd. US \$ jährlich.

- 43 Das Integrationsmanagement solcher heterogener und bedingt durch zunehmende Globalisierung und Unternehmensfusionen weltweit verteilter IV-Anwendungsstrukturen stellt also hohe Anforderungen an das entsprechende Informationsmanagement in den einzelnen Unternehmen. Hierfür stehen zwar neuerdings geeignete Unterstützungswerkzeuge zur Verfügung, doch ist die gegenwärtige Situation in den Unternehmen noch immer geprägt durch eine Intransparenz der IV-Landschaften. Dies gilt leider auch nach der weitgehenden Bewältigung der Jahr-2000-Problematik, der eine Aufnahme und Analyse sämtlicher IV-Anwendungen vorausging.
- 44 Die Basis für die Durchführung eines effizienten Integrationsmanagements ist somit noch immer eine umfassende Bestandsaufnahme der IV-Landschaften und deren Abbildung in so genannten IV-Landkarten. Eine derartige Transparenz über die IV-Infrastruktur ist erforderlich, um den Herausforderungen, denen sich IT-Manager gegenüber sehen (Umfrage)<sup>3)</sup> begegnen können.

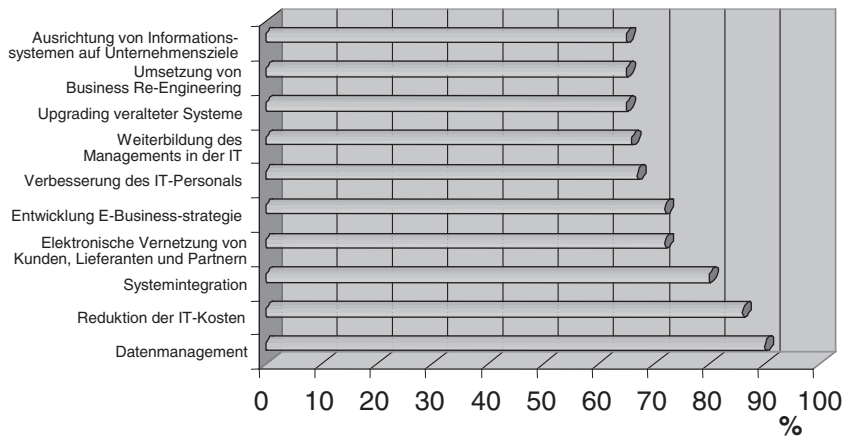


Abb. 10: Was deutsche IT-Manager beschäftigt

3 Umfrage unter 100 IT-Managern von CSC, 1999

- Bei der Abbildung von IV-Landkarten sollte zunächst die Anwendungsebene erhoben werden. Hierbei werden in einem ersten Schritt die im Unternehmen vorhandenen IV-Systeme wie z. B. SAP R/3, Paisy, KW 3000 etc. erfasst und in die IV-Landkarte eingefügt. Ebenso werden die im Unternehmen eingesetzten Datenbanken in die IV-Landkarte aufgenommen. Da die Anwendungsebene insbesondere bei komplexen Systemen lediglich zur Übersicht dienen kann und keineswegs ausreichend für eine genauere Betrachtung der IV-Landschaft ist, erfolgt eine Detaillierung der Anwendungen in ihre jeweiligen Module. 45
- Neben den Anwendungen selber ist für das Integrationsmanagement die Erhebung der Schnittstellen zwischen den Anwendungen unabdingbar. In einem ersten Schritt ist es ausreichend, in grafischer Form die Schnittstellen zwischen 2 Applikationen abzubilden und entsprechend der ausgetauschten Daten zu benennen. Auf diese Weise wird eine Übersicht über die im Unternehmen vorhandenen Applikationen sowie deren Schnittstellen untereinander erreicht. 46
- Die bisherigen Informationen in der IV-Landkarte sind für das Integrationsmanagement weiter zu detaillieren. Für die Applikationen sind entsprechende Informationen über deren Versionen, Kompatibilitäten, Systemverantwortlichkeiten sowie Status zu erheben. Die Schnittstellen sind ebenfalls weiter zu detaillieren. Hierzu werden im Wesentlichen die übertragenen Business Objekte (z. B. verdichtete Daten, Verkehrsdaten etc.) spezifiziert sowie die Bearbeitungsart i. S. v. Realtime-, Batch- oder manuellen Schnittstellen beschrieben. Da eine Schnittstelle sich prinzipiell aus Input- und Outputdaten sowie einer verarbeitenden Interfacesoftware zusammensetzt, lässt sich eine Schnittstelle als Klassenkonstrukt gemäß der Objektorientierung beschreiben. Als Beschreibungssprache für die Objektorientierung hat sich die UML (Unified Modeling Language) als Quasi-Standard etabliert. Auf Grund ihrer inhaltlichen Ausrichtung sowie der Standardisierung und des daraus resultierenden hohen Verbreitungsgrades ist die UML als geeignetes Mittel zur Beschreibung von Applikations-schnittstellen anzusehen. 47
- Sowohl für die in sich schlüssige Aufnahme und Darstellung der Anwendungslandschaften, Schnittstellen, und der Modellierung der 48



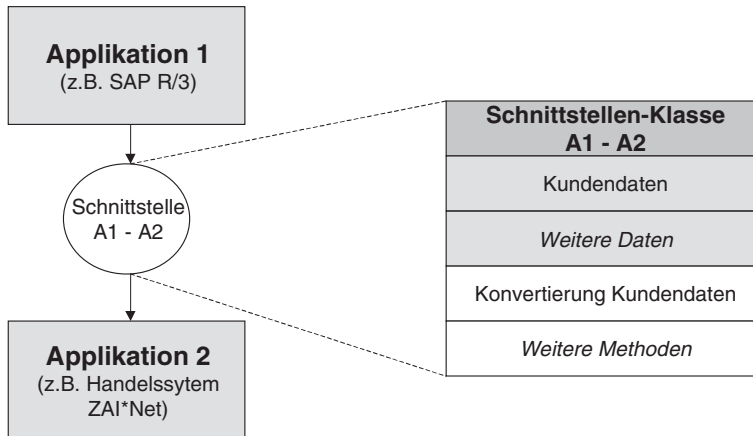


Abb. 11: Prinzipielle Beschreibung von Schnittstellen mittels UML

Prozesse als auch für die Unterstützung vieler anderer Aufgaben des IT-Managements existieren verschiedene Softwareprodukte.

- 49 Auf der operativen Ebene des IT-Managements sind verschiedene Produkte zur Unterstützung des Systemmanagement sowie zur Anwendungsintegration angesiedelt. Die Standardprodukte für das Systemmanagement wie z. B. IBM's Tivoli, Unicenter TNG von Computer Associates (CA) oder OpenView/Vantagepoint von HP unterstützen das IT-Management bei der operativen Systemadministration und dem Systembetrieb durch Softwareverteilung, Datensicherung, Zugriffsschutz, Netzwerkmanagement oder bei der Verwaltung der IT-Komponenten (Hard- und Software) im Rahmen des Asset Managements. Hinsichtlich der IT-Integration der verschiedenen Applikationen stehen im Bereich der EAI-Produkte (Enterprise Application Integration) verschiedene Produkte zur Auswahl. Hier reicht das Produktspektrum von eher einfachen Messaging-Produkten wie z. B. IBM's MQ-Series oder TIBCO's TIB-Rendezvous bis hin zu umfassenden EAI-Framework-Produkten wie z. B. Mercator Enterprise Suite von TSI-Mercator oder auch Business Ware von Vtria.
- 50 Auf der Ebene des strategischen Informationsmanagements sind mittlerweile auch moderne Systeme zur strategischen Planung von Informationssystemen verfügbar. Besonders hervorzuheben ist der in-

novative Integrierte-System-Management-Ansatz der Firma mip auf der Basis der „alfabet“-Technologie. Ausgehend von den Informationen über die technischen Hard- und Softwareplattformen sowie über die Anwendungslandschaften im Unternehmen können diese in Relation zu den fachlichen Anwendungsbereichen sowie der IT-Geschäftsarchitektur betrachtet werden. Ferner kann der IT-Planungsprozess vom Ist- zum Soll-Zustand inklusive der hierfür notwendigen Maßnahmendefinitionen und -überwachung abgebildet werden.

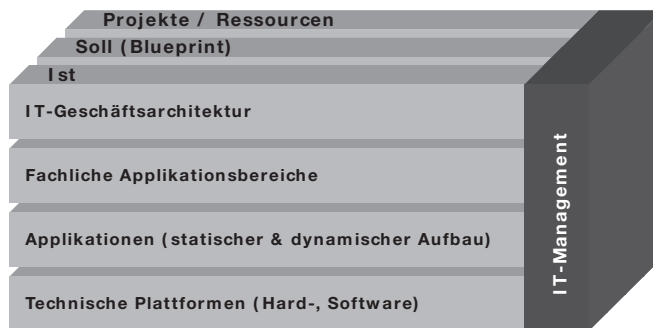


Abb. 12: Alfabet ISM-Framework

*(Fortsetzung folgt)*

## 8 Literatur

- [1] Deloitte Consulting (Hrsg.): ERP's Second Wave – Maximizing the Value of Enterprise Applications and Processes. 1999
- [2] Deloitte Consulting (Hrsg.): ValuePrint. Interne Methodenschulung und Dokumentation. 1998
- [3] CSC (Hrsg.): Was deutsche IT-Manager beschäftigt: Eine Befragung von 100 IT-Managern. Wiesbaden 2000
- [4] MIP (Hrsg.): alfabet Benutzerhandbuch. Berlin 1999
- [5] *Krcmar, H.*: Informationsmanagement. Heidelberg 1997
- [6] Gartner Group (Hrsg.): The Five Pillars of IS Organizational Effectiveness. 1998



# Energiemanagementsysteme – Technologie und Realisierung

*Klaus Zinser*

## Inhaltsübersicht

	Rn.		Rn.		
1	Einführung	1–4	4	Lösungsverfahren	38–52
2	Typische Anwendungsbereiche	5–20	4.1	Gemischt-ganzzahlige Lineare Programmierung	44–45
2.1	Energieversorgungsunternehmen	6–9	4.2	Branch-and-Bound	46
2.2	Querverbundsysteme	10–12	4.3	Lagrange Verfahren	47–48
2.3	Fernwärmanlagen	13–14	4.4	Dynamische Programmierung	49
2.4	Industrieunternehmen	15–17	4.5	Genetische Algorithmen	50–51
2.5	Kooperationsmöglichkeiten	18–20	4.6	Neuronale Netze	52
3	Spezielle Aufgabenstellungen	21–37	5	Implementierung	53–68
3.1	Langzeiteinsatzplanung	22	5.1	Einsatzkriterien	53–54
3.2	Langfristige und Mittelfristige Optimierung	23	5.2	Kosten-Nutzen-Betrachtung	55–57
3.3	Kurzzeitplanung	24–27	5.3	Planung und Umsetzung	58–68
3.4	Energiekennzahlensysteme	28–32	6	Kommerzielle Lösungen	69–73
3.5	Energiebezugsverträge	33–34	6.1	Produkte	69–70
3.6	Lastvorhersage	35	6.2	Projektmodelle, Dienstleistungen und Finanzierung	71–73
3.7	Lastmanagement	36	7	Zusammenfassung, Schlussfolgerungen	74–77
3.8	Schadstoffbegrenzung	37	7.1	Status, Potenzial und Grenzen	74–75
			7.2	Ausblick und Trends	76–77

## Schlagwortübersicht

	Rn.		Rn.
Anwendungsgebiete	4	Interpolationsverfahren	50
Approximationsverfahren	50	Komponentenanlagen	63
Application Service Provider (ASP)	73	Konkurrenzfähigkeit	17
Auslastungsplanung	26	Kooperationsmöglichkeiten	18
Benchmarking	31	Kosten-Nutzen-Betrachtung	55
Bezugsverträge	33 ff., 60	Kostenstruktur	61
Blockanlagen	63	Kundennutzen	57
Branch-and-Bound	46	Lagrange-Relaxation	47
Brennstoffmanagement	23	Lastabwurf	36
Bündel-Verfahren	48	Lastdarstellung	59
Demand Side Management (DSM)	74	Lastmanagement	36
Einsatzkriterien	53 ff.	Lastplanung	22 ff.
Einsparpotenziale	8 f.	Lastvorhersage	35
Energie	1	Lieferverträge	62
Energiekennzahlen	29 ff.	Neuorganisation	7
Energiemanagementsystem	1	Optimierungsverfahren,	
Energiemanagement	1	Optimierungsrahmen	41 ff.
Energieoptimierung	38 ff.	Optimierungszeithorizont	27
Energiespeicher	67	Planung	16
Entscheidungsprozesse	49	Preisstruktur	34
Fernwärmeanlagen	13 f.	Produkte	69
Genetische Algorithmen	51 f.	Querverbundsysteme	10 ff.
Gemischt-Ganzzahlige Lineare		Reorganisation	7
Programme (GGLP, MILP)	44 f.	Verbundlösungen	19
Grenzbedingungen	25	Versorgungsnetzcharakteristik	68
Indepent Power Producer (IPP)	19	Versorgungsunternehmen	6 f.
Industrieunternehmen	15 ff.		

## 1 Einführung – Ziel und Zweck

1 Energiemanagement umfasst in allgemeiner Definition die optimale Nutzung von Energie in Energiesystemen. Dementsprechend kann der Begriff **Energiemanagementsystem** unterschiedlich benutzt werden, in Abhängigkeit vom Anwendungsgebiet:

- Energieerzeugung,
- Energieübertragung und Energieverteilung,
- Energiespeicherung.

Unter dem Begriff „Energie“ können grundsätzlich verstanden werden:

- Strom,
- Wärme (Fernheizung),
- Dampf (Prozessdampf),
- Brennstoffe (Kohle, Öl, Gas usw.).

In diesem Kapitel werden folgende Aspekte des Energiemanagements im Kontext der Energieerzeugung behandelt (auch im Querverbund, d. h., gleichzeitige Betrachtung mehrerer Energiearten): 2

- kurzfristige Planung (bis zu 48 Stunden),
- mittelfristige Planung (2–10 Tage),
- langfristige Vorhersage (größer 10 Tage bis zu einem Jahr),
- Langzeitplanung (größer als ein Jahr, zur Investitionsplanung),
- Optimierung von gleichzeitiger Erzeugung von Strom, Wärme, Dampf,
- Optimierung des Brennstoffeinsatzes (inkl. Stromeinkauf und -verkauf),
- Lastmanagement,
- Emmissionsmanagement.

Die folgende Abb. 1 stellt entsprechend die Themen dieses Kapitels in Übersicht und in ihrem Umfeld dar. 3

Energiemanagementsysteme kommen in folgenden **Anwendungsbieten** in den jeweils spezifischen Ausprägungen zum Einsatz: 4

### **Energieerzeugung**

- Optimales Anfahr- und Abfahren eines Kraftwerkblocks (Blockfahrweise),
- Optimale Einsatzplanung eines Kraftwerkblockes in einem Kraftwerk (Blockeinsatzplanung),
- Optimale Einsatzplanung verschiedener Kraftwerke in einem Verbund,
- Brennstoffmanagement und -logistik (über längere Zeiträume).

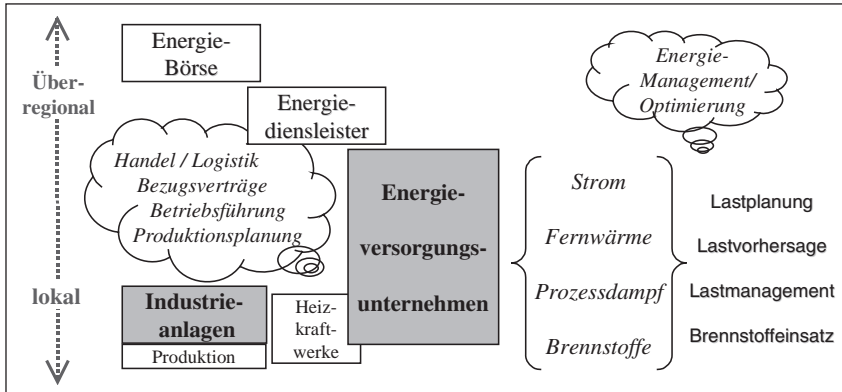


Abb. 1: Umfeld der Energiemanagementsysteme

## Energieübertragung und -verteilung

- Netzwerkanalyse, Lastberechnungen,
- Lastbegrenzung (Verfügbarkeitsgarantie für die kritischsten Verbraucher),
- Optimierung und sicherer Betrieb von Komponenten.

Die Energiemanagementaspekte im Sinne der Netzführungssysteme (Lastrechnung, Lastverteilung, Durchleitungsoptimierung) werden in einem anderen Beitrag des Handbuchs behandelt. Solche Netzführungssysteme haben jedoch häufig ebenfalls Energiemanagementsystemfunktionen im Sinne des vorliegenden Kapitels (Stromerzeugung) integriert.

## Industrieunternehmen

Zusätzlich zu den Anwendungsgebieten der Energieerzeugung und -verteilung kommen Energiemanagementsysteme in folgenden Gebieten zum Einsatz:

- ökonomische und ökologische Aspekte der betrieblichen Energieversorgung,
- Erfassung und Analyse der betrieblichen Energieverwendung (Energie-Controlling).

Von besonderem Interesse für Industriekraftwerke sind zusätzlich die Funktionen der Lastbegrenzung, wenn die Erzeugung und Verbrauch

von Strom und Dampf sehr eng gekoppelt sind und die Prioritäten je nach Produktionsstand dynamisch der Stromerzeugung bzw. Dampferzeugung zugeteilt werden.

## 2 Typische Anwendungsbereiche

In diesem Abschnitt werden die Anwendungsbereiche und Anwendungsfälle von Energiemanagementsystemen bei der Energieerzeugung beschrieben (Abb. 2).

5

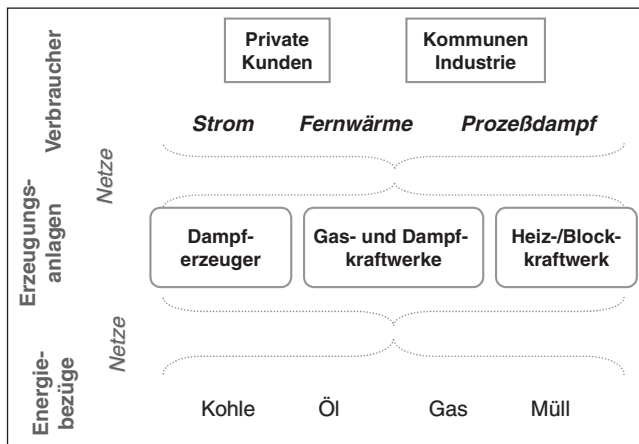


Abb. 2: Anwendungsbereiche für Energiemanagementsysteme

### 2.1 Energieversorgungsunternehmen

Versorgungsunternehmen sind Betreiber von Energieerzeugungsanlagen auf kommunaler, regionaler, und überregionaler Ebene. Aktuelle Entwicklungen in diesen Unternehmen sind gekennzeichnet durch:

6

- die Reorganisation der Geschäftsbereiche zur Steigerung der wirtschaftlichen Effizienz (Vereinfachung und Vereinheitlichung betrieblicher Arbeitsabläufe),
- den Aufbau unternehmensweit nutzbarer Datenpools mit aktueller, konsistenter, redundanzfreier und hochverfügbarer Datenhaltung,
- den unternehmensweiten Einsatz einheitlicher und anforderungsgerechter Anwendungssoftware auch für Energiemanagement.



- 7 Besonders in solchen Unternehmen ist der Aufbau einer optimierten Betriebsführung eines der wichtigsten Unternehmensziele. Im Zusammenhang mit der Neu- oder Reorganisation im Bereich der Betriebsführung geht es um die folgenden Fragestellungen:
- Welche Einsparpotenziale sind erschliessbar (Kosten/Nutzen)?
  - Welche organisatorischen Rahmenbedingungen sind zu schaffen?
  - Wie ist die künftige Betriebsführung aus Sicht der Arbeitsabläufe zu gestalten?
  - Welche grundlegenden funktionalen Anforderungen muss die Prozessleittechnik erfüllen?
  - Wie ist die Prozessleittechnik in die unternehmensweite Datenhaltung zu integrieren, mit welchen Werkzeugen wird auf diese Daten unternehmensweit zugegriffen?
- 8 Die erschließbaren Einsparpotenziale liegen in:
- Kostenreduzierung durch übergeordnete Querverbundoptimierung im Rahmen der technisch und betrieblich gegebenen Freiheitsgrade,
  - Reduzierung des Arbeits- und/oder Personalbedarfs in den Bereichen und im Umfeld der Betriebsführung, der Betriebsabteilung und der Bereitschaftsdienste,
  - Reduzierung der leittechnischen Investitionskosten und der betrieblichen Aufwände für Systembetreuung, -wartung und -pflege.
- 9 Quellen möglicher Einsparpotenziale bei einer übergeordneten Optimierung von verflochtenen Versorgungsbereichen (Querverbund) liegen in den Felder
- Verbesserung der Güte aller vorbereitenden und prozessaktuellen Lastgang- und Energiebedarfsprognosen,
  - fehlerminimale Überwachung der Vorlieferantenbezüge mit zeitlich und quantitativ optimal angepassten Steuereingriffen,
  - Verbesserung der vorbereitenden und prozessaktuellen Fahrplanoptimierung und -überwachung.

## 2.2 Querverbundsysteme

Energieversorgungssysteme, die verschiedene Energieträger zur Verfügung stellen und deren Produktion und Verteilung nicht entkoppelt betrachtet werden kann, bezeichnet man als *Querverbundsysteme*. Industrielle Energieversorgungssysteme (siehe unten) können als Spezialfall der Querverbundsysteme aufgefasst werden. **10**

Bei energetisch verflochtenen Versorgungsbereichen werden die beeinflussbaren, variablen Betriebskosten wesentlich durch die Art und Weise der Betriebsführung bestimmt. Die Planung der Fahrweise und das prozessaktuelle Management bezüglich **11**

- Eigenerzeugung/Fremdbezug,
- Speicherbewirtschaftung,
- Vorlieferantenbezüge,
- Sondervertragskunden,
- bezugsbeeinflussender Maßnahmen

muss aus betriebswirtschaftlicher Sicht dem Gesamtkostenoptimum zumindest nahe kommen.

Weitere Anforderungen aus dem Betrieb von Erzeugungsanlagen, die bei der Optimierung zu berücksichtigen sind, sind, spezifisch je nach Energieumwandlungsprozess (Kondensationskraftwerke, Gas- und Dampfkraftwerke, Müllverbrennungsanlagen, Heizkraftwerke): **12**

- Brennstoffverbrauchskurven, Eigenbedarf und Anfahrerenergien,
- Verbrauch von Zusatzstoffen, Erzeugung von Reststoffen, Mischfeuerungen,
- Revisionszeiten.

## 2.3 Fernwärmeanlagen

Fernwärmeanlagen als Teil von Querverbundsystemen werden in zwei, auf den ersten Blick sehr verschiedenen Energieversorgungssystemen eingesetzt: In öffentlichen Fernwärmeversorgungsunternehmen dienen diese Anlagen im wesentlichen der Erzeugung und Bereitstellung von Raumwärme, z. T. auch für Prozesswärme kleinerer oder mittlerer Industrieunternehmen (Heizkraftwerke). Fernwärmeanlagen in der Industrie dienen in erster Linie der Versorgung indus- **13**

trieller Prozesse mit Dampf und Wärme, daneben auch für Raumwärme industrieeigener Gebäude.

- 14 In beiden Fällen wird die Wärmegrundlast aus energetischen und wirtschaftlichen Gründen auf Basis der Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt. Damit muss zumindest die Erzeugung elektrischer Energie zusammen mit der Fernwärmeversorgung betrachtet werden. Die öffentlichen Versorgungsunternehmen sind oft gleichzeitig auch für die Gas- und Wasserversorgung zuständig. In industriellen Versorgungssystemen ist die Strom- und Wärmeproduktion meist mit der Betriebsstoffversorgung (Druckluft u. Ä.) und der Abwärmenutzung der industriellen Prozesse gekoppelt.

## 2.4 Industrieunternehmen

- 15 Primäres Ziel eines Industrieunternehmens ist zunächst die kostengünstige Produktion (Fertigung) von Gütern. Zu diesem Zweck sind in Abhängigkeit der Produktionsprozesse im allgemeinen unterschiedliche Energieträger notwendig. Kennzeichnend für die industrielle gegenüber der öffentlichen Energieversorgung ist insbesondere die Vielzahl unterschiedlicher Energieträger wie z. B. Strom, Heißwasser, Prozessdampf (auf unterschiedlichen Druckniveaus), Druckluft, Gas, Abwärme, Abfallstoffe aus der Produktion usw. Darüber hinaus sind die einzelnen Energieformen häufig – bedingt durch den für die Produktion notwendigen zeitlichen Ablauf der technischen Prozesse – eng miteinander verzahnt.
- 16 Je nach der Art der Produktionsprozesse besteht eine gewisse Beeinflussungsmöglichkeit des Energie- und Leistungsbedarfs. Dadurch entsteht, ähnlich wie z. B. durch die Zwischenlagerung thermisch zu verwendender Abfallstoffe, ein größerer Spielraum für die Betriebsplanung. Die sichere und kostengünstige Bereitstellung der für die Produktionsprozesse benötigten Energieträger ist eine wichtige Planungsaufgabe für Industrieunternehmen. Zu diesem Zweck führen die Betreiber industrieller Energieversorgungssysteme vorausschauende Planungen durch, in denen der Einsatz der Erzeugungsanlagen und aller verfügbaren Energiebezugs- und -lieferverträge geplant wird. Diese Planungen erfolgen nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten mit dem Ziel, die Betriebskosten zu minimieren. Dabei müssen zahlreiche technische, vertragliche, betriebliche, produktionsbe-

dingte, wirtschaftliche, umweltrelevante und gesetzliche Randbedingungen berücksichtigt werden.

Die kostengünstige Energieversorgung spielt für die internationale Konkurrenzfähigkeit insbesondere exportabhängiger und energieintensiver Industrieunternehmen eine bedeutende Rolle. Auf Grund der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte erweitert sich der Planungsrahmen der industriellen Energieversorgung ganz erheblich, wodurch die bestehende Betriebsplanungspraxis neu überdacht werden muss. Die kostenmäßige Beurteilung unterschiedlicher Versorgungsoptionen ist allerdings wegen der Vielzahl energetischer, stofflicher und betrieblicher Verknüpfungen industrieller Energieversorgungssysteme ein hochkomplexes Problem. 17

## 2.5 Kooperationsmöglichkeiten

Durch die Aufhebung des Gebietsmonopols der öffentlichen Energieversorgung können sowohl Energieversorgungs- als auch Industrieunternehmen nun ihre energiewirtschaftlichen Vertragspartner frei auswählen. Die Möglichkeiten vertraglicher Vereinbarungen sind durch die Liberalisierung grundlegend erweitert worden. Die Bandbreite möglicher Vertragstypen bis hin zu kompletten Energiedienstleistungen wird allein durch die Vielzahl potenzieller Vertragspartner erheblich vergrößert. 18

Kooperationslösungen können Verbundlösungen, also der Zusammenschluss mehrerer Industrieunternehmen zu Stromeinkaufsgemeinschaften, sein. Mit einem solchen Bündelbezug ist das Ziel verbunden, auf Grund der größeren Energiebezugsmenge deutliche Preisnachlässe durchzusetzen. Dabei kann die Einkaufsgemeinschaft selbstverständlich auch aus mehreren, räumlich verteilten Zweigwerken einer Unternehmensgruppe bestehen, wobei dann die jeweiligen Netzbenutzungsgebühren zu berücksichtigen sind. Andererseits ermöglicht der Netzzugang die Einspeisung von Überschussstrom, so dass Industrieunternehmen als unabhängige Stromeinspeiser (IPP = *Independent Power Producer*) aktiv am liberalisierten Strommarkt teilnehmen können. 19

Aufseiten der bisherigen, öffentlichen Energieversorgungsunternehmen und der zukünftigen, neuen Marktteilnehmer entsteht dadurch Konkurrenz und steigender Kostendruck. Infolge dessen werden fle- 20

xiblere und maßgeschneiderte Energiedienstleistungen bis hin zu Stromtausch, Stromhandel im kurzfristigen Bereich und Stromhandel für Dritte angeboten. Dazu gehören aber auch z. B. kürzere Vertragslaufzeiten, die eine Anpassung an konjunkturelle Schwankungen der Produktion ermöglichen, bis hin zu Spotbezugsmengen, die gegebenenfalls an entsprechenden Energiebörsen gehandelt werden.

### 3 Spezielle Aufgabenstellungen

- 21 Die einzelnen Teilaspekte des Energiemanagements in der Energieerzeugung sind in Abb. 3 in ihrem Zusammenhang über die Planungszeiträume als Wasserfallmodell dargestellt und werden in den folgenden Abschnitten erläutert.

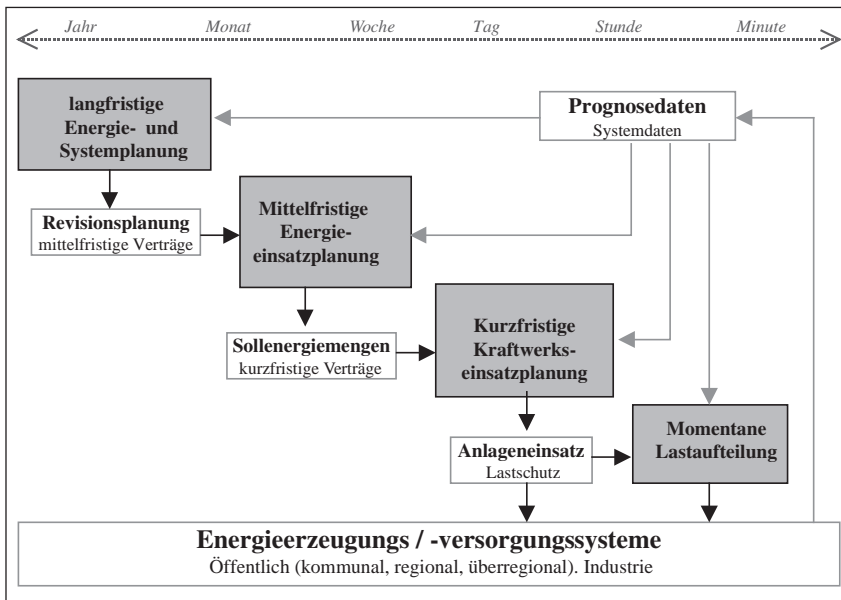


Abb. 3: Spezielle Aufgabenstellungen für Energiemanagement in der Energieerzeugung

#### 3.1 Langzeiteinsatzplanung

- 22 Die Langzeitplanung umfasst die Optimierung des Einsatz eines Energieerzeugungssystems im Zeitraum größer als ein Jahr. Das Ziel ist im Allgemeinen die Unterstützung für Planung von Wartungsarbeiten

ten (Revisionen) an Komponenten und für die Investitionsplanung im Falle von Austausch von Komponenten.

Grenzbedingungen, die in Betracht gezogen werden müssen:

- Kosten der Erzeugungseinheit (meistens eine Kraftwerkseinheit),
- Kosten für Inbetriebnahme und Stilllegung,
- Kosten für Wartung und Service.

Hierfür werden im Allgemeinen folgende Methoden eingesetzt:

- zeitorientierte Planung auf Basis Betriebsstundenzähler, Stoffmengen-zähler, etc.,
- zustandsorientierte Planung basierend auf berechnetem Lebensdauerverbrauch.

Dafür werden meistens modellbasierte Methoden eingesetzt.

### 3.2 Langfristige und Mittelfristige Optimierung

Die mittelfristige Optimierung umfasst das optimale Brennstoffmanagement (Planung des Einkaufs und Verbrauchs von Brennstoffen) mit dem Ziel, die Gesamtbrennstoffkosten innerhalb des zu betrachtenden Zeitraumes zu minimieren. Normalerweise wird dieser Planungsprozess zu Beginn eines Jahres für das ganze Jahr ausgeführt. Während des Jahres wird der daraus resultierende Plan abhängig von neuen Bedingungen in Zeiträumen bis ca. zwei Wochen angepasst.

23

Grenzbedingungen für die Planung und Optimierung sind:

- die Abdeckung der elektrischen Auslastung und Brennstoffbedarf,
- garantierte Einkaufsbedingungen für Brennstoff,
- kurzfristiger Einkauf (Spotmarkt).

Für die Lösung dieser Optimierungsaufgaben stehen Softwaretools zur Verfügung, in denen mathematischen Lösungsmethoden zur Anwendung kommen.

### 3.3 Kurzzeitplanung

Die Kurzzeitplanung (oftmals mit „*unit commitment*“ bezeichnet) ist die Optimierung von Betriebskosten, die mehreren Anforderungen und Randbedingungen genügt. Dies wird durch die Berechnung der

24

optimalen Start- und Abschaltzeiten mit minimierten Betriebskosten erreicht („*commitment schedule*“: welche Erzeugungseinheiten müssen wie und wann synchronisiert werden). Typische Zeiträume sind die nächsten 2 Stunden bis zu 2 Tagen.

- 25 Grenzbedingungen, die in Betracht gezogen werden müssen:
- zur Verfügung stehende Kraftstofftypen und -kosten,
  - minimale Auszeiten und Kosten für Mindeststillstandzeiten,
  - Kosten für Abnutzung (geschätzter Lebensdauerverbrauch),
  - Emissionsbestimmungen und -kosten,
  - Betriebsreserve (inkl. rotierende Reserven).
- 26 Die Auslastungsplanung kann für verschiedene Aufgaben und Anforderungen berücksichtigt werden, abhängig von den Prozessbedingungen und Anlagenzustand:
- optimale Auslastungskontrolle zwischen mehreren Einheiten unter Berücksichtigung von Auslastungseinschränkungen und Emissionen,
  - optimale Generation von elektrischer Energie und Heizenergie (mit / ohne Zukauf von Energie),
  - Auslastungsplanung und Weiterleitung zwischen verschiedenen Energieerzeugern (auch im Verbund), auch bzgl. verschiedener Energien (Dampf, Elektrizität).
- 27 Zwei Arten von Optimierungszeithorizonten können benutzt werden:
- Aktuell bzw. online, gestützt auf aktuelle (real-time) Prozesswerte,
  - Zukunft, gestützt auf Prognose für zukünftige Perioden.

### 3.4 Energiekennzahlensysteme

- 28 Da der absolute Energieeinsatz zur Beurteilung von Trends, Effizienz oder für Vergleiche meist nicht ausreicht (z. B. bei nicht gleich bleibender Produktionsintensität), müssen Bezugsgrößen gefunden werden, welche die Aussagekraft erhöhen.
- 29 Als Ausgangsgrößen zur Bildung der Kennzahlen werden hauptsächlich die eingesetzte Energiemenge, wenn notwendig gegliedert nach

Energieträgern, oder die Energiekosten verwendet. Als Bezugsgrößen können sehr unterschiedliche Daten wie Umsatz, Anzahl der Beschäftigten, Anzahl der produzierten Einheiten o. ä. dienen. Es ist darauf zu achten, ob Kennzahlen auf gemessenen Verbrauchsdaten oder nur auf berechneten (geschätzten) Bedarfsdaten beruhen. So kann sich z. B. der berechnete Energiebedarf stark vom wirklichen Verbrauch unterscheiden. Gemessene Daten sind daher immer vorzuziehen.

Energiekennzahlen können grundsätzlich in 3 Gruppen eingeteilt werden: 30

- Allgemeine Kennzahlen: Diese Kennzahlen können in allen Branchen verwendet werden (z. B. Energiekosten oder -verbrauch je Umsatz, je Wertschöpfung, je Beschäftigte oder je Lohn-, Gehaltskosten, etc.).
- Branchenspezifische Kennzahlen: Diese Kennzahlen sind nur innerhalb einer Branche vergleichbar (z. B. Energiekosten oder -verbrauch je produzierter Einheit, Nutzfläche, o. Ä.).
- Zusätzliche, abgeleitete Kennzahlen: Dies sind keine Energiekennzahlen im engeren Sinne, liefern aber zusätzliche Informationen über die zuvor genannten Kennzahlen (z. B. Energiepreise je kWh (elektrisch/thermisch), Stromanteil am Energieverbrauch (%), Leistungskostenanteil an Stromkosten, etc.).

Der Auswahl der richtigen Energiekennzahlen ist wichtig für Planung und Prognosen. Der Vergleich (z. B. innerhalb einer Branche) soll es einem Unternehmen ermöglichen, sich mit den besten der Branche zu messen („benchmarking“). 31

Ausgehend von der Ist-Situation sind im Rahmen von betrieblichem Energiemanagement realistische Plan- bzw. Zielwerte für geeignete Kennzahlen festzulegen. Nach Ablauf der Planungsperiode muss ein Vergleich der tatsächlichen Werte mit den Planwerten erfolgen. Die daraus resultierenden Abweichungen sind zu analysieren bzw. anschließend eventuell erforderliche Korrekturen der Planwerte oder Verbesserungen im Ablauf vorzunehmen. 32

### 3.5 Energiebezugsverträge

Energieverbraucher, speziell Querverbundunternehmen schließen für den Bezug von Brennstoffen und Sekundärenergien Verträge ab, die 33



häufig komplexe Preisstrukturen und Vertragsbedingungen aufweisen. Beispiele sind:

- Strombezugsverträge von vorgelagerten Energieversorgungsunternehmen,
- Wärmebezugsverträge von einer Müllverbrennungsanlage,
- Verträge für Brennstofflieferungen,
- Verträge für Zusatzlieferungen,
- Verträge für Reservelieferungen.

**34** Die Preisstrukturen dieser Verträge lassen sich im allgemeinen auf vier Grundpreise zurückführen, bei denen sowohl Arbeits- als auch Leistungspreise energiegezent und leistungsgezent vereinbart werden können. Diese Vertragstypen können folgende Merkmale umfassen:

- energiegezone – leistungsgezone Arbeits- bzw. Leistungspreise,
- Zeitabhängigkeiten: Haupttarife/Nebenzeittarife, Sommer/Winter, etc.,
- energie- und/oder zeitabhängige Rabatte,
- Inanspruchnahmedauer, -häufigkeiten,
- ausnutzungsdauerabhängige Leistungszonen,
- maximaleleistungsabhängige Energiezonen.

### 3.6 Lastvorhersage

**35** Eine unabdingbare Voraussetzung für die optimale Planung des Betriebs von Energieerzeugungsanlagen ist die Anwendung einer exakten Auslastungsprognose für mehrere Zeiträume. Aus diesem Grund ist ein Vorhersagemodell oft ein Teil eines Energiemanagementsystems. Ein solches Modul berechnet den Energiebedarf für ein zukünftiges Zeitintervall (z. B. 1 Stunde bis zu 100 Tage) unter Verwendung eines Auslastungsmodells. Vorgaben sind (Abb. 4):

- Zeitraum (entsprechend dem Verbrauchsverhalten industrieller und privater Abnehmer),
- festgelegte Auslastung (Verbrauchskurven, Produktionspläne, auch manuelle Eingaben),
- die Wettervorhersage (online oder z. B. per Telefon),

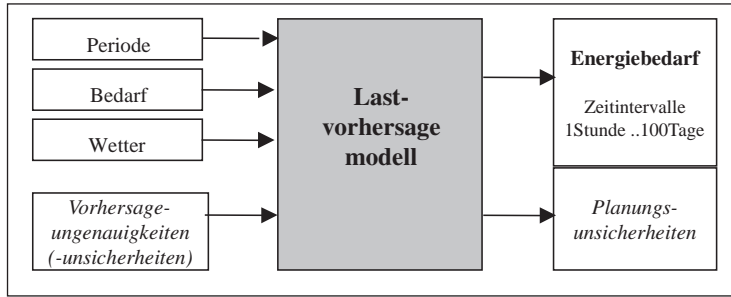


Abb. 4: Einflussfaktoren für die Lastvorhersage für Energiemanagementsysteme

- mögliche statistische Abweichungen der Einschätzung dieser Kriterien.

### 3.7 Lastmanagement

Lastmanagement muss zu jedem Zeitpunkt sicherstellen, dass die Verfügbarkeit von elektrischer Leistung für alle kritischen Lastverhältnisse und -anforderungen in Industrieanlagen und Netzverteilanlagen gegeben ist. Dies wird durch die Abschaltung (Lastabwurf *load shedding*) nicht-kritischer elektrischer Lasten erreicht. Typische Anwendungsgebiete existieren in:

- Industrieanlagen mit energieintensiven Verbrauchern (Chemie, Zement, Stahl, Aluminium, ...), die meistens hochverfügbar sein müssen,
- Kommunale Versorger (z. B. Stadtwerke) mit Versorgung in Industrie (z. B. Strom, Prozessdampf) und Wohngebiete (z. B. Fernwärme).

### 3.8 Schadstoffbegrenzung

Die Optimierung von Energieerzeugungsanlagen ist immer unter Einhaltung von Randbedingung für die Schadstoffemission zu betrachten. Typische Kriterien hierbei sind  $\text{CO}_2$ ,  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ . Diese Randbedingungen sind von Land zu Land, aber auch über die Zeit und abhängig von Gesetzgebungsverfahren unterschiedlich.

## 4 Lösungsverfahren

- 38 Energiemanagement und -optimierung als Planungsproblem wird durch die Vielzahl der einzuhaltenden Randbedingungen so komplex, dass es auch mit den heute zur Verfügung stehenden Rechnern nur dann befriedigend gelöst werden kann, wenn es in einzelne, hierarchisch angeordnete Planungsstufen unterteilt wird, deren Planungszeiträume aufeinander abgestimmt sind und die jeweils verschiedene Fragestellungen beantworten.
- 39 Mit der Linearen und Nichtlinearen Programmierung können viele betriebliche Probleme optimiert werden. Bei der Linearen Optimierung sind die Zielfunktion und die Nebenbedingungen linear, bei der Nichtlinearen Optimierung können sowohl die Zielfunktion als auch die Nebenbedingungen nichtlinear sein. Die Simplexmethode ist das Standardverfahren der Linearen Optimierung. Bei der nichtlinearen Programmierung wird insbesondere die Gradientenmethode verwendet, ein sogenanntes „*direct search*“ Verfahren, das beispielsweise in neuronalen Netzen zur Anwendung kommt.
- 40 Eine geschlossene Optimierung betrachtet dabei alle relevanten Versorgungssparten gemeinsam, wie zum Beispiel Strom, Fernwärme, Dampf, aber auch Brennstoffe und zu verwertende Abfallstoffe.

Hierbei gilt es, funktional folgende grundsätzliche Anforderungen zu erfüllen:

- objektivierte, automatisierte Fahrplanerstellung,
- Berücksichtigung aller relevanten Einflussgrößen über eine zweckentsprechend angepasste mathematische Modellbildung,
- kostentransparente Simulation alternativer Fahrweisen,
- Integration in die Betriebsführung und Zugriff über das Leitsystem und andere dispositive Systeme,
- Akzeptanz der Bedienoberfläche und der Ergebnispräsentation,
- unternehmensweite Informationsquelle für Controlling, Kostenüberwachung, Betriebsmanagement . . . ,
- Erweiterbarkeit bezüglich vorgelagerter Planungshorizonte und Veränderungen im Anlagenbestand.

Eine grundsätzliche Vorbemerkung für alle Optimierungsverfahren gilt der Modellierung: 41

Für die Lösungsverfahren zur Optimierung ist es wichtig, die Besonderheiten eines Kraftwerksparks und oder einer Industrieanlage möglichst genau abzubilden. Als Nebenbedingungen müssen neben den Kraftwerksbilanzen und Produktionsplänen die Anfahrkosten und Mindeststillstandszeiten der einzelnen Blöcke beachtet werden. Für die Optimierung des Kraftwerkseinsatzes ist auch die möglichst genaue Modellierung der Reserve- und Regelanforderungen an den Kraftwerkspark erforderlich. Aber auch für Strombezüge, die ergänzend im Mittel- und Spitzenlastbereich zum Einsatz kommen, gelten Randbedingungen, wie beispielsweise Mindestmengen.

Die Besonderheiten eines Kraftwerksparks können dabei den Ausschlag dafür geben, an Stelle von oftmals verwendeten Jahresdauerlinien konkrete Tageslastgänge zu verwenden. Zunächst wird ein deterministisches Modell entwickelt. Die spätere Berücksichtigung stochastischer Einflüsse soll ebenso möglich sein wie die zunächst nicht erfolgte Einbeziehung der Optimierung des Revisionsplanes. Von besonderem Interesse ist darüber hinaus die Berücksichtigung von Mengen-Preis-Staffelungen für einzelne Brennstoffe. 42

Zur mathematischen Modellierung des Problems der optimalen Kraftwerkseinsatzplanung ist angenommen, dass eine Prognose für die im Optimierungszeitraum durch das Kraftwerkssystem zu deckende Last vorliegt, und dass diese über einem Zeitraster eine stückweise konstante Funktion darstellt. Weiterhin sind technische und ökonomische Parameter der thermischen Erzeugereinheiten bekannt sowie ein Plan für die Abschaltung von Einheiten (z. B. für Instandhaltungsarbeiten) und die Größe der vorzuhaltenden rotierenden Reserve. 43

## 4.1 Gemischt-ganzzahlige Lineare Programmierung

Die gemischt-ganzzahlige Lineare Programmierung (GGLP / *Mixed Integer Linear Programming MILP*) ermöglicht die Lösung allgemeiner gemischt-ganzzahliger Optimierungsaufgaben, das heißt eine bezüglich einer linearen Zielfunktion optimale Lösung unter linearen Nebenbedingungen zu finden, wobei einzelne oder alle Variablen ganzzahlig sein müssen. 44

- 45 Der Einsatz der GGLP bietet gegenüber anderen mathematischen Optimierungsverfahren eine Reihe von Vorteilen. Sie ermöglicht eine geschlossene Lösung des mathematischen Gesamtproblems und beweist die Optimalität der gefundenen Lösungen. Zeitlich koppelnde und integrale Nebenbedingungen lassen sich exakt berücksichtigen. Dabei ergeben sich bereits für kurz- und mittelfristige Planungen Probleme sehr großer Dimension, deren effiziente Lösung erst durch den Einsatz moderner Optimierungsverfahren und -software sowie moderner, schneller Rechner möglich wird.

## 4.2 Branch-and-Bound

- 46 Die Modellierung aller Systemfunktionen durch lineare Ansätze und einige Vereinfachungen erlauben die Lösung z. B. einer Kraftwerkseinsatzplanung mit primalen Ansätzen, d. h. die direkte Behandlung des linearen gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblems. Das primale Vorgehen beruht auf dem klassischen Branch-and-Bound-Verfahren, erweitert um die Einführung von Schnitten, und kann so zumindest theoretisch bis zu beliebiger Genauigkeit vorangetrieben werden. Im Laufe des Algorithmus entsteht dabei ein binärer Baum von Teilproblemen und eine monoton wachsende Folge von unteren Schranken für den Zielfunktionswert. Für jede im Laufe des Algorithmus erzeugte zulässige Lösung liefert die Differenz ihres Zielfunktionswertes und der unteren Schranke eine Abschätzung für die Güte der Lösung, d. h. für die maximal mögliche Verbesserung des Zielfunktionswertes gegenüber der bekannten Lösung.

## 4.3 Lagrange Verfahren

- 47 Die Lagrange-Relaxation ist die in gegenwärtigen Anwendungen bevorzugte Methode zur Lösung für die Einsatzplanung – insbesondere für große Erzeugersysteme bzw. lange Optimierungszeiträume. Der wesentliche Vorteil der Lagrange-Relaxation ist, dass das Ausgangsproblem in Teilprobleme kleinerer Dimension für je eine Erzeugereinheit zerfällt, die sich mit angepassten, effektiven Algorithmen lösen lassen. Mit dieser Methode können auch nichtlineare Modelle behandelt werden. Als Nachteil gegenüber dem Branch-and-Bound-Verfahren erweist sich, dass bei Modelländerungen ein wesentlich

größerer Aufwand für die Anpassung der Algorithmen erforderlich ist.

Bei der Lösung werden zunächst die Schranken und eine entsprechende Belegung der Ausgangsvariablen bestimmt, die nicht notwendig alle Lastdeckungs- und Reserverestriktionen erfüllen. Zur Lösung des Optimierungsproblems können Bündel-Verfahren verwendet werden. Bündel-Verfahren nutzen die in den vorangegangenen Iterationen akkumulierten Gradienten- und Funktionswert-Informationen, um Aufstiegsrichtungen zu bestimmen. Die zugehörige Theorie liefert geeignete Abbruchkriterien und auch eine endliche Konvergenzaussage für den Fall stückweise linearer Zielfunktionen (die insbesondere für lineare bzw. stückweise lineare konvexe Brennstoffkostenfunktionen relevant ist).

48

#### 4.4 Dynamische Programmierung

Die dynamische Optimierung (dynamische Programmierung) ist eine mathematische Methode zur Lösung mehrstufiger Optimierungsprobleme, bei dem jeweils parallel alle Lösungen einer Stufe erzeugt werden und unter den „inhaltlich gleichen“ Lösungen (gleichartige, jedoch unterschiedliche Reihenfolge) nur die beste weiterverfolgt wird. Das Verfahren garantiert die optimale Lösung, ist allerdings nur für „kleine“ Probleme anwendbar. Ähnliche Lösungsmethoden findet man unter den Namen optimale Steuerung, sequenzielle Entscheidungsprozesse und Markov'sche Entscheidungsprozesse.

49

#### 4.5 Genetische Algorithmen

Genetische Algorithmen zählen zu den stochastischen Suchverfahren. Diese sind dadurch charakterisiert, dass ausgehend von einer oder mehreren zulässigen Lösungen (Punkten im Lösungsraum/Suchraum) Schritt für Schritt die optimale Lösung „gesucht“ wird. Der Lösungsweg ist dabei auch abhängig von den gewählten Ausgangspunkten und der „Beschaffenheit“ des Suchraums, also z. B. auch, welche Zwischenlösungen und Randbedingungen vorgegeben sind. Genetische Algorithmen arbeiten mit einer Menge solcher Punkte bzw. zulässiger Lösungen. Diese bezeichnet man auch als „künstliche Individuen“ (die zusammen eine Population bilden), die aus einem „Chromosomensatz“ (informationstechnisch spricht man hier von

50

Codierung eines Datensatzes) und einem „Fitnesswert“ bestehen. Alle diese Begriffe sind dem Evolutionskonzept der Natur entlehnt, das auf den Prinzipien der Genetik beruht. Daher auch der Name des Optimierungsverfahrens selbst.

51 Bei Genetischen Algorithmen geht man von der Annahme aus, dass ein Zusammenhang zwischen dem Chromosomensatz und dem Fitnesswert existiert und dass jede Änderung des Chromosomensatzes zu einer Änderung des Fitnesswertes führt. Der Algorithmus besteht darin, ausgehend von einer zufälligen Anfangspopulation von künstlichen Individuen eine „Kinderpopulation“ durch Anwendung der Genetischen Operatoren *Selektion*, *Kreuzung* und *Mutation* erzeugt. Diese wird dann zur neuen „Elternpopulation“ und bildet die Basis für die nächste Kinderpopulation, usw.. Im Verlaufe der Bildung immer neuer Kinderpopulationen sollte man sich dem gesuchten Optimum immer weiter nähern. Der Vorgang der Erzeugung von Kinderpopulationen wird so lange fortgesetzt, bis eine Abbruchbedingung erfüllt ist. Als Abbruchbedingung eignet sich die Anzahl der berechneten Generationen oder auch der Fitnesswert der Population (mittlerer oder bester). Wird keine Verbesserung des Fitnesswertes mehr erreicht, so kann die Suche abgebrochen werden. Der Vorteil dieses Verfahrens ist, dass nicht unbedingt eine explizite Zielfunktion mit allen Randbedingungen vorliegen muss, sondern lediglich eine Berechnungsmöglichkeit eines Fitnesswertes. Allerdings hängt die Möglichkeit, ob und wie schnell ein Optimum gefunden werden kann, stark von folgenden Parametern ab (diese können selbst während des Verfahrens optimiert werden):

- Populationsgröße und Fitnessfunktion,
- Mutationsrate und Erweiterungen, wie z. B. sicheres Überleben der besten Chromosomen
- Codierung der Eingabedatensätze (Binärcode, Graycode, etc.)

## 4.6 Neuronale Netze

52 Die Lösungsverfahren der Familie der Neuronale Netze sind keine Optimierungsalgorithmen im obigen Sinne, sondern Approximations- bzw. Interpolationsverfahren. Neuronale Netze ermöglichen, aus einer Menge von bekannten und bewährten Lösungen von Energiemanagementaufgaben bei variierenden Einabekriterien eine best-

mögliche Lösung zu bestimmen. Dies wird erreicht durch „Lernen“ von Beispiellösungen (oftmals durch ein „*gradient descent*“ Verfahren), die hierfür natürlich zunächst vorgegeben sein müssen. Dafür ist allerdings der Aufwand der Problemstellungs- und Anlagenmodellierung geringer.

## 5 Implementierung

### 5.1 Einsatzkriterien

Eine wesentliche Betrachtung für die den betriebswirtschaftlich erfolgreichen Einsatz und Betrieb von Energiemanagementsystemen liegt in der Analyse der entscheidenden Kriterien und einer folgenden Investitionsrechnung. 53

In kleineren Unternehmen kann Energiemanagement in der Regel durch eine recht eindeutig vorgebbare, kostenorientierte Rangfolge leicht algorithmiert und leittechnisch z. B. über Ablaufsteuerungen gegebenenfalls sogar vollautomatisiert umgesetzt werden. Das Kosten(sub)optimum ist wegen überschaubarer Randbedingungen und deren Freiheitsgrade mit einfachen Hilfsmitteln zu erreichen. Handelt sich es jedoch um einen komplexen Entscheidungsraum mit zahlreichen, sich gegenseitig beeinflussenden Freiheitsgraden, z. B.: 54

- Einsatz mehrerer Kraftwerke (ggf. unterschiedlicher Ausprägung und Charakteristika, wie Kohlekraftwerke, Gaskraftwerke, Müllverbrennungsanlagen, Heizkraftwerke, mit jeweils unterschiedlichen und komplexeren Anlagenstrukturen),
- alternative Möglichkeiten des Brennstoffeinsatzes,
- entscheidungsrelevante Vertragsrandbedingungen (Vorlieferantenbezüge, Betriebsstoffe usw.),
- mehrfach gespeiste Versorgungsnetze mit Einspeise- und Trennstellen-Alternativen,
- alternative Möglichkeiten der Anlagenbewirtschaftung, nutzbares Netzspeichervermögen

muss auf mathematisch anspruchsvolle Optimierungsverfahren und Algorithmen (gemischt ganzzahlige Lineareoptimierung, Lagrange, dynamische Programmierung o. ä.) zurückgegriffen werden. Derartige Verhältnisse trifft man in der Regel in Querverbundunternehmen



z. B. in der Industrie und größeren Städten an. Die Optimierungsfunktion ist hier in Beratungsfunktionen zum Lastmanagement mit integrierten Automatismen für die Prozessleittechnik einzubinden.

## 5.2 Kosten–Nutzen–Betrachtung

- 55 Eine seriöse Kosten–Nutzen–Betrachtung für eine rechnergestützte Optimierung ist nur über eine Einzelfallprüfung möglich. Häufig benötigt man jedoch eine erste orientierende Vorstellung über zu erwartende Größenordnungen der notwendigen Ausgaben, abhängig selbstverständlich von Projektgrößen und Komplexität als auch dem Erfahrungsstand des Anbieters:
- Investitionskosten einschließlich erforderlicher Vorstudien:  
1 Mio DM ±
  - zeitlich begrenzt erforderlicher, ingenieurtechnischer Personal-Zusatzbedarf zur Vorbereitung und Realisierung eines entsprechenden Projekts: ca. zwei Mannjahre ±
- 56 Die eingesetzten Produkte werden typischerweise nach dem erzielbaren Kundennutzen bewertet. Hierfür im folgenden beispielsweise Nennung erreichbarer Einsparungen:
- durchschnittliche Einsparung variabler Betriebskosten: bis zu 10%
    - durch Betriebseinsatzplanung 2... 5% der Erzeugungskosten
    - durch mittelfristige Optimierung 1... 3% in nicht-Spitzenperioden
  - Vertrags- und Einsatzfahrplanoptimierung
    - resultierende Arbeitseinsparung für Fahrplanerstellung, -korrektur, Berichtswesen usw.: 50 bis 90%
    - 1 Mio DM / Jahr pro 100 MW Lastanforderungen
  - bessere Anlagennutzung: 300 TDM / Jahr je 100MW installierte Leistung
    - Verkürzung von Anfahrzeiten (Möglichkeit kurzfristiger Vertragsübernahmen)
    - Längere Wartungsintervalle (höhere durchschnittliche Verfügbarkeit) verbunden mit besserer Planbarkeit von Wartungsarbeiten

- Erfassung und Berechenbarkeit der Nichtverfügbarkeitskosten
- Schnellere Reaktionszeiten auf Anlagenfehler
- Möglichkeit von echter Kostenerfassung und somit zur Realzeitpreisgestaltung im Stromhandel
  - Entscheidungsunterstützung für Stromkauf/-verkauf.

In der Summe können alle diese Punkte zusammen für einen großen Energieerzeugungskonzern Einsparungen bis zu 20 Mio DM/Jahr bedeuten.

Darüber hinaus gibt es nicht-quantifizierbare Nutzenkomponenten, deren Bedeutung man nicht unterschätzen sollte, wie die Kostentransparenz und erhöhtes Kostenbewusstsein vom Betriebsführer bis zum Management und objektivierte Entscheidungsprozesse, z. B. durch Modellrechnungen und Simulation. 57

### 5.3 Planung und Umsetzung

Für die Planung von Energiemanagementsystemen sind flexible, mächtige Datenmodelle mit folgenden Eigenschaften wichtig: 58

- geeignet für die mittel- und kurzfristige Einsatzoptimierung,
- geeignet zur optimalen Lastaufteilung,
- ein einziges, integriertes Datenmodell für alle Planungsstufen,
- einfache Parametrierung der Planungsstufen über die Datenschnittstelle,
- flexible parametrierbare Planungszeiträume, damit auch die Möglichkeit zur Betrachtung von Restzeiträumen,
- den Anfang und das Ende des Planungszeitraumes flexibel vorzugeben, ohne Beschränkung auf feste Planungshorizonte, wie z. B. ein Tag, ein Jahr.

Lastdarstellung lassen sich zeitdiskrete Lastganglinien mit einem Zeitraster von einer Minute an aufwärts verwenden. Die verschiedenen Lastganglinien können dabei unterschiedliche Zeitraster aufweisen: 59

- Lastdarstellung als Ganglinie,
- theoretisch unbegrenzte Anzahl von Lastganglinien,

- verschiedene Lasten durch eigene Ganglinien mit unterschiedlichen Zeitrastern darstellbar.
- 60 Die Abbildung von Bezugsverträgen wird in der Optimierung sowohl für Primär- und Sekundärenergieträger als auch für z. B. Hilfsstoffe benötigt.
- 61 Kostenstrukturen lassen sich darstellen als stückweise lineare Funktionen, die mit einer Kombination der folgenden Merkmale versehen sein können:
- arbeits-, leistungs-, zeitabhängige Arbeits- und Leistungskosten,
  - gezonte Arbeits- und Leistungspreise,
  - minimale/maximale und zeitabhängige Leistungsgrenzen,
  - minimale/maximale Energiemengengrenzen,
  - Energiemengengrenzen (auch zeitabhängig),
  - Inanspruchnahmedauer und -häufigkeit,
  - zeitabhängige Verfügbarkeit,
  - Hoch- und Niedertarifzeiten mit beliebig vielen, flexibel definierbaren Zeitzonen.
- 62 Lieferverträge können mit ähnlichen Datenmodellen abgebildet werden und umfassen:
- Arbeits-/Leistungs-/Zeitabhängige Arbeits- und Leistungskosten,
  - Gezonte Arbeits- und Leistungspreise,
  - Minimale/Maximale und zeitabhängige Leistungsgrenzen,
  - Minimale/Maximale Energiemengengrenzen,
  - Begrenzung der Dauer einer Abschaltung,
  - Berücksichtigung von Erlösen.
- 63 Je nach Bedarf können Erzeugungsanlagen in einer Blockbetrachtung oder in einer Komponentenbetrachtung modelliert werden:

### **Blockanlagen**

- Thermische Kraftwerke z. B. mit Kondensationsturbinen, Gegendruckturbinen, Entnahmekondensationsturbinen
- Heizkraftwerke mit Dampfsammelschienenanlagen

- Heizwerke und Heißwassererzeuger
- Gas- und Kombikraftwerke

### Komponentenanlagen

- Gasturbinen, Dampfturbinen
- Dampferzeuger
- Abhitzeessel mit Zusatzfeuerung
- Wärmetauscher
- Dampfsammelschienen, Pumpen und Reduzierstationen

Es sollten eine Vielzahl von Formulierungen des Verbrauches von Brenn- und Hilfsstoffen sowie der Emissionen von Erzeugungsanlagen unterstützt werden: **64**

- mittlere Energienutzungsgrade,
- spezifische Brennstoffverbräuche,
- stückweise linearisierte Brennstoffkennlinien.

Modelle sollten die folgenden optimierungsrelevanten Merkmale der Erzeugungsanlagen berücksichtigen: **65**

- Betriebsdiagramme,
- Mindestzeiten für Stillstand und Betrieb,
- Anfahrverluste und Anfahrkosten,
- Begrenzung der An- und Abfahrhäufigkeit,
- Berücksichtigung von Leistungsgradienten,
- Ein- und Ausschaltvorgaben,
- Vorgaben von minimalen und maximalen Leistungen,
- Beteiligung an der rotierenden Reserve,
- Vorgabe von Reservebändern.

Weiterhin können bei der Modellierung von Erzeugungsanlagen für Umweltauflagen berücksichtigt werden. Diese können sich sowohl auf eine Anlage als auch auf mehrere Anlagen beziehen, z. B.: **66**

- Kühlwasserrestriktionen,
- Begrenzung von Emissionen.

- 67 Energiespeicher schaffen die Möglichkeit, Erzeugung und Verbrauch von Energie zeitlich zu entkoppeln, um so die gesamten Erzeugungskosten zu senken. Solche sind:
- Wärmespeicher für Dampf- und Heißwasser,
  - Speicher für Brennstoffe wie z. B. Kohle, Öl, Gas,
  - Begrenzung der Be- und Entladeleistung, auch zeitabhängig,
  - Berücksichtigung von Be- und Entladeverlusten sowie Ruheverlusten.
- 68 In der Optimierung kann es unter Umständen erforderlich sein, die Charakteristika von Versorgungsnetzen (Elektrische Netze, Dampf- und Heißwassernetze) zu berücksichtigen, weil sie den Einsatz von Erzeugungsanlagen oder Bezugs- und Lieferverträgen einschränken. Dies geschieht durch Beschreibung folgende Merkmale in der Planung:
- Berücksichtigung der Netzstrukturen und Einspeisepunkte,
  - Zeitliche Verfügbarkeit von Netzabschnitten,
  - Minimale Übertragungsrestriktionen,
  - Maximale Übertragungsrestriktionen,
  - Thermische Übertragungsverluste,
  - Abbildung des elektrischen oder thermischen Eigenbedarfs,
  - Verluste in Netzen zum Medientransport,
  - Zeitliche Verfügbarkeit der Einspeisungen,
  - Begrenzung der Einspeiseleistungen.

## 6 Kommerzielle Lösungen

### 6.1 Produkte

- 69 Produkte für das Energiemanagement, die die in diesem Kapitel beschriebenen Fähigkeiten aufweisen, kommen zunehmend auf den Markt. Im Gegensatz zu Lösungsimplementierungen die vor mehr als ca. fünf Jahren abgeschlossen wurden, sind diese heutigen Produkte gekennzeichnet durch modularen Aufbau und variable Leistungsmerkmale bzgl. Softwareplattformen, Funktionsumfang, Schnittstellen und Integrationsmöglichkeiten. Sie erlauben somit eine generische

Anwendung für die besprochenen Energiemanagementaufgaben, mit der Möglichkeit zu individueller Anpassbarkeit.

Im folgenden seien exemplarisch einige representative Vertreter von Energiemanagementsystems genannt (in alphabetische Reihenfolge, im zentraleuropäischen bzw. deutschsprachigen Raum, ohne Anspruch auf Vollständigkeit) mit lediglich schlagwortartiger Nennung der für die im Zusammenhang mit dem vorliegenden Kapitel wichtigsten Produkteigenschaften, kein wertender Vergleich. Detaillierte Information und Beratung ist vom jeweiligen Hersteller anzufragen.

**70**

### **ABB**

#### Cougerplus

- umfangreiches EMS Produkt für Versorgungsunternehmen
- Blockeinsatzplanung (für thermische und Wasserkraftwerke)
- Brennstoffplanung, Emmissionsverwaltung und Optimierung auf Basis von Kostenfunktionen – kurz-, mittel- und langfristig
- Erzeugungsvertragsplanung und -fahrweisen

#### Gimsplus

- Integriertes Geschäftsabwicklungssystem für Stromerzeugung und Handel mit Schwerpunkt der Behandlung von kommerziellen Transaktionen
- Modulares System mit kombinierbaren Betriebs-, Optimierungs-, und Abrechnungskomponenten

#### O3esm

- On-line Berechnungen für Energiebilanzen, Wirkungsgrade, Brennstoffverbrauch, Emmisionswerte
- Lastmanagement und Lastabwurf
- Simulation, Was-wenn Szenarienmanager, Betriebsplanung

#### Optimax

- Modulares System mit kombinierbaren Prozessinformationsmanagement und -integrationsfunktionen

- Betriebs-, Wirkungsgrad- und Lebensdauerberechnungsfunktionen für Kraftwerkskomponente und -systeme
- Optimierung für Einsatzplanung und Betriebsfahrweisen

**BABCOCK**

- APMS (Advanced Plant Management System)
- On-Line Prozessoptimierung auf Basis von thermodynamischen Bilanzierungen
- Lebensdauerberechnungen und Effizienzoptimierung bei gemischten Energieträgern

**Fichtner**

## EMSY

- Optimierung der Lastverteilung und Fahrplänen von Dampf-Wärme-Strom Erzeugung
- Betriebsmanagementunterstützung, -planung, und -optimierung
- Lastvorhersage für alle Zeithorizonte, Lastoptimierung

**KETEK**

## SR2

- Lastmanagement und Fahrpläne für kommunale Querverbundunternehmen und Industriekraftwerke
- Lastvorhersagemodul für alle relevanten Zeithorizonte, Lastmanagement und Lastabwurfplanung
- Planungsaufgaben im Zusammenhang mit Produktionsänderungen oder auch mit Modernisierungen des Anlagenparks

## SR3

- Energie-Controlling: für Netze mit Einspeisungen und Abnehmern für Strom, Wärme, Dampf  
Steuerung von Energieverbräuchen und -kosten über Sollwerte
- Energiestatistik: Erfassung und Bilanzierung von Energieverbrauchsmengen
- Kostenbilanz: Abrechnung von Energiekosten nach Kostenstellen

**SR4**

- Online-Betriebsoptimierung von Kraftwerksblöcken, Blockeinsatzplanung
- Verlustminimierung, Energiebilanzierung, thermodynamische Modellierung
- Simulation, Diagnose, Korrektorempfehlungen

**ProCom****BoFiT**

- Online Optimierung (Kurz/mittelfristig) für Industriekraftwerke

## 6.2 Projektmodelle, Dienstleistungen und Finanzierung

Immer mehr Stromerzeugungs- und Industrieunternehmen bemühen sich gegenwärtig um die Einführung eines konsequenten Energiemanagementsystems als eine wesentliche Voraussetzung zur Kostensenkung und Wettbewerbsfähigkeit im deregulierten Markt. Angesichts der hohen Einsparpotenziale im Bereich der betrieblichen Energieverwendung besteht in vielen Unternehmen ein großes Interesse an schnell umsetzbaren Hinweisen und Hilfsmitteln, um 71

- ökonomische und ökologische Aspekte der betrieblichen Energieversorgung zu bewerten,
- die Vorteile und Kriterien eines wirkungsvollen betrieblichen Energiemanagements mit dem Schwerpunkt Strom zu erkennen und in die betriebliche Praxis umzusetzen,
- die betriebliche Energieverwendung zu erfassen und zu analysieren (Energie-Controlling) und ein Energiemanagementsystem im eigenen Betrieb einzuführen und somit Kosteneinsparpotenziale zu realisieren.

Hierbei gibt es zahlreiche Dienstleistungen in Beratung, Implementierung, Nutzenerfassung und -analysen, Betrieb und Wartung, um nur einige zu nennen. 72

Die o. a. Produkte werden sowohl gegen Preislisten als auch zunehmend auf Miet- und Leasingbasis angeboten. Moderne Finanzierungsprodukte der Investitionsgüter- und Bankenbranche finden den



Einzug in diese Produkt- und Dienstleistungsgeschäft. Weitere Kooperations- und Finanzierungsmodelle schliessen eine Beiteiligung des Anbieters am unternehmerischen und technischen Risiko eines Energiemanagementsystems ein, somit also eine Projektbeteiligung abhängig vom erzielten Projekterfolg („*performance-based selling*“).

- 73 In naher Zukunft werden für Energiemanagementsysteme sicherlich vermehrt so genannte *Application Service Provider* (ASP) auftreten, die die eigentlichen Produkte, die zum hochverfügbaren Betrieb notwendige Infrastruktur und weitere passende Dienstleistungen (Einführungsberatung, Integration, Daten- und Anwendungspflege) mithilfe der Internet-Technologie web-basiert anbieten.

## 7 Zusammenfassung, Schlussfolgerungen

### 7.1 Status, Potenzial und Grenzen

- 74 Mit der Liberalisierung des Strommarktes sind die Energieerzeuger weltweit unter Druck geraten, die Kosten zu reduzieren, die Profitabilität und somit die Effizienz des Betriebs der Anlagen zu erhöhen. Kommunale und regionale Energieproduzenten gehen zunehmend Allianzen ein, um die Koordination und den effektiven Datenaustausch zu verbessern. Größere Energieverbraucher in der Industrie optimieren ihre eigenen Energieerzeugungskapazitäten und treten zunehmend öffentlich in den Markt. Daher werden Energiemanagementsysteme wichtiger für die Optimierung der Last- und Energiefahrpläne. Dieser Trend setzt sich fort bis in die Einsatzplanung und Optimierung einzelner Energieerzeugungskomponenten (Turbinen, Kessel, Nebenanlagen) und die Optimierung des Brennstoffmanagements (Einkauf, Logistik, etc.). Die Zielsetzungen der langfristig ausgerichteten Integrierten Ressourcen-Planung bzw. der kürzerfristigen Verbraucherbeeinflussung (*Demand Side Management* DSM) versuchen, die Verbraucher und ihr Abnahmeverhalten in die Optimierung mit einzubeziehen.
- 75 Der Wandel des Energiemarktes wird für die Optimierung hauptsächlich eine Veränderung der Sicht auf die Verträge bedeuten, die zwischen den Partnern von Energieversorgern (Querverbundsysteme) eingegangen werden. Dazu müssen auch stochastische Ein-

flüsse auf die Eingangsdaten bei der Berechnung berücksichtigt werden mit dem Ziel, optimale Vertragsmodelle zu bestimmen.

## 7.2 Ausblick und Trends

Die Energieversorger werden sich verändern und zu Allround-Unternehmern werden: Bald werden sie ihren Kunden alles offerieren, von Wasser, Gas und Strom über die Müllentsorgung bis zu Telefon und Internet. Bald schon werden Kunden Strom, Gas und Wärme per Internet kaufen können oder sogar eigene kleine Energieanlagen betreiben: Solarzellen oder Brennstoffzellen und Micro-Gasturbinen. Natürlich wird es auch morgen noch Großkraftwerke und Überlandleitungen geben, aber zusätzlich wird es vermehrt dezentrale, umweltfreundliche, kleine und mittlere Einheiten geben, von der Fotovoltaik-Anlage über Biomasse- oder Brennstoffzellen-Kraftwerke bis hin zum hocheffizienten kombinierten Gas- und Dampfturbinenkraftwerk. Auch die Informationstechnologie wird zunehmend die Energieversorgung revolutionieren: Software-Agenten werden auf Internet-Börsen Energie anbieten und ersteigern; intelligente Leittechnik wird – wie bei einem Verkehrsleitsystem – den Strom gezielt dorthin lenken, wo er gerade gebraucht wird, und an internationalen Börsen wird mit Emissionszertifikaten gehandelt, um den Schadstoffausstoß global (mit lokalen Schwankungen) so gering wie möglich zu halten.

76

In diesem Szenario spielen Energiemanagementsysteme im Speziellen und die Energieinformatik im Allgemeinen eine zunehmend wichtigere Rolle. Für die Verwaltung, den Betrieb und die Optimierung verteilter komplexer und stark interagierender Systeme bedarf es leistungsfähiger, sicherer und flexibler Softwarelösungen.

77



# Energiemanagement im Energiepark Clausthal

*Hans-Peter Beck, Jens zum Hingst, Mankay M'Buy  
und Ernst-August Wehrmann*

*Nicht nur die spektakulären Ausfälle in den USA und Europa sondern auch die persönliche Energieabrechnung in den letzten Jahren treiben die aktuelle Diskussion um mittelfristige und nachhaltige Energieversorgung an. Dieser Beitrag beschreibt eine gesamtsystemtechnische Lösung beider Probleme: Die dezentrale regenerative Energieversorgung. Im Fokus ist das entwickelte Energiemanager-Unterstützungssystem bestehend aus Einsatzplanung, Netzsimulation und Online-Regler.*

## Inhaltsübersicht

	Rn.		Rn.
1		2	
			4-5
		3	6-9
		4	10-19
		5	20
		6	21-24
		7	
			Literatur

## 1 Clausthaler Lehr- und Demonstrationsanlage für dezentrale regenerative Energieversorgungssysteme – Energiepark Clausthal

Klimaschutz, Schonung endlicher Ressourcen und Kreislaufdenken sind Schlagworte in der heutigen Diskussion um die Zukunftsfähigkeit der Energiewirtschaft. Die Bundesregierung und die Europäische Union haben als politisches Ziel die Verdoppelung des Anteils regenerativer Energiequellen an der Energieversorgung bis zum Jahr 2020 verabschiedet. Durch die Liberalisierung der Energiemärkte wird sich eine stärkere Tendenz zur Dezentralisierung und gekoppelten Erzeugung von Wärme und Strom zeigen, wodurch sich die Einsatzchancen der Regenerativen erhöhen. Können die erneuer-

1

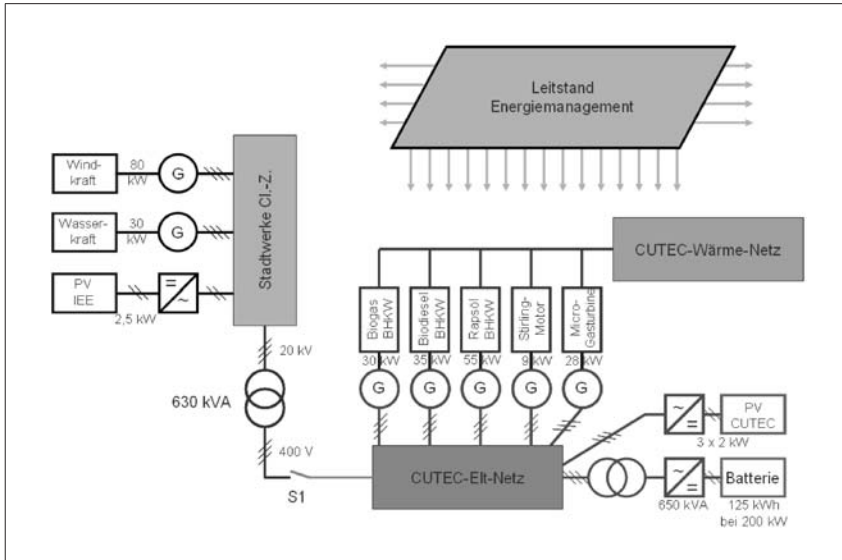


Abb. 1.1: Energiepark Clausthal

baren Energieträger zur Lösung der Probleme beitragen und können sie die Erwartungen erfüllen?

- 2 Belastbare Daten und Fakten in diesem Zusammenhang zu schaffen, ist die Aufgabenstellung des Projektes „Lehr- und Demonstrationsanlage für dezentrale regenerative Energieversorgungssysteme<sup>1</sup>“ [1]. Das Gebäude der Clausthaler Umwelttechnik-Institut GmbH (CUTEC) soll zu 100% mit erneuerbarer Energie versorgt werden, und zwar nicht nur als Jahresbilanz, sondern dynamisch und nachweisbar in Minuten- und Sekundenabschnitten bis hin zum Inselbetrieb ohne die Sicherheit eines Versorgungsnetzes. Partner in diesem langfristig angelegten Verbundvorhaben sind die Technische Universität Clausthal (TUC) mit dem Institut für Elektrische Energietechnik (IEE) und dem Institut für Energieverfahrenstechnik und Brennstofftechnik (IEVB), weitere Einrichtungen der TUC, die Stadtwerke Clausthal-Zellerfeld GmbH und die CUTEC-Institut GmbH. Ermöglicht wird das Projekt durch eine Förderung der Deutschen Bundesstiftung Umwelt (DBU) und das Land Niedersachsen.

1 [www.dresy.de](http://www.dresy.de)

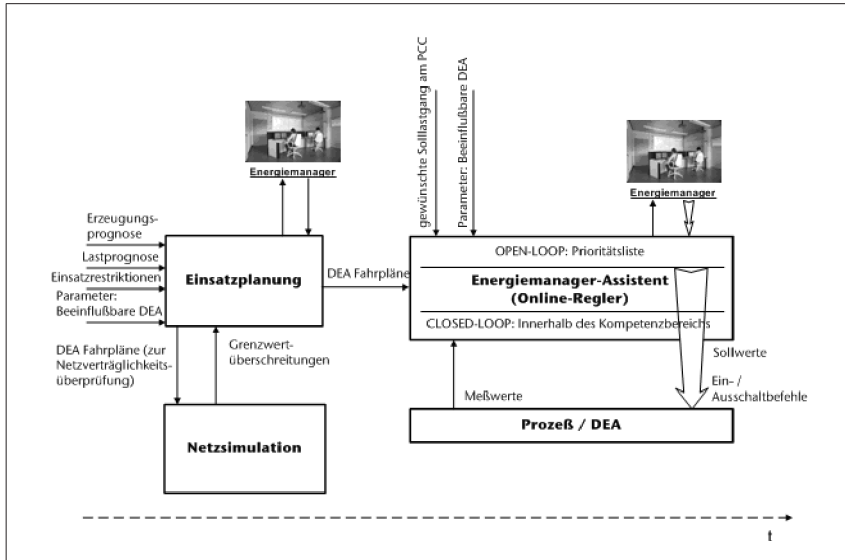


Abb. 2.1: Blockdiagramm des entwickelten dezentralen Energiemanagementsystems

Der Energiepark Clausthal nutzt durch Kopplung unterschiedlicher regenerativer Energieträger jeweils verfügbare Potenziale und Energieformen aus. Prinzipiell sind dies Wind, Wasser, Solarstrahlung und Biomasse als gespeicherte Sonnenenergie. Abbildung 1.1 zeigt die Kopplung der Kleinkraftwerke des Energieparks mit den entsprechenden Leistungsangaben. Mess- und Regelungstechnik der Kleinkraftwerke, Lastprognose, Betriebsfahrweise der Blockheizkraftwerke (BHKW), Messdatenerfassung, Darstellung und Bilanzierung werden von einem Leitsystem übernommen [4]. Die Regelung der Frequenz- und Spannungskonstanz (Netzconditionierung) wird von einem Batteriespeicher in Verbindung mit einem Umrichter übernommen [2].

## 2 Dezentrales Energiemanagement

Das elektrische Netz der CUTEC ist mit dem öffentlichen Versorgungsnetz über den Schalter S1 verbunden, siehe Abbildung 1.1. Unmittelbar hinter diesem Schalter ist der Übergabepunkt pcc (point of common coupling) definiert. Betrachtet werden die Wirk- und Blind-

leistungsbilanz an diesem Punkt, einschließlich der Erzeugung durch die drei externen Anlagen im Durchleitungsbetrieb.

- 5 In der klassischen kurzfristigen Einsatzplanung steht nur die Gesamtlastprognose zur Verfügung. In manchen Leitständen können die Energiemanager zusätzlich auf eine Windleistungsprognose auf Basis von Wettervorhersagen aus dem vorherigen Tag zurückgreifen. Abbildung 2.1 zeigt das Blockdiagramm des entwickelten Systems. In den folgenden Kapiteln werden die einzelnen Module nach dem zeitlichen Einsatz Schritt für Schritt erläutert.

### 3 Einsatzplanung

- 6 Die Planungssoftware für den folgenden Tag (day ahead) besteht aus 3 Hauptteilen:
  - a) Eingangsschnittstelle (Bearbeitung der Eingangsdaten)
  - b) Berechnungskern (Anwendung des Optimierungsalgorithmus)
  - c) Ausgangsschnittstelle (Bearbeitung der Ausgangsdaten und Visualisierung)
- 7 Zu a)

Eingangsschnittstelle – Last- und Erzeugungsprognose:

Aus Wettervorhersagen, Brennstoffmengen (Energiequellen) und alten Erzeugungs- und Verbrauchsdaten wird eine Prognose erstellt und ein Tagesverlauf der Last (Bild 3a) und der Erzeugung generiert.

Eingangsschnittstelle – Einsatzrestriktion:

Die Grenzbedingungen oder Einsatzrestriktionen werden als Nebenbedingungen aus Sicht der optimalen Betriebsplanung berücksichtigt. Dies sind Eigenschaften von Erzeugungsanlagen, die von Bedeutung für die Einsatzoptimierung sind. Dazu gehören unter anderem Anlagenverfügbarkeit, Mindestzeiten für Betrieb und Stillstand (oder Laufzeit), Betriebsdiagramme, Leistungsgradienten, unzulässige Leistungsbereiche, max. und min. Wirkleistung, Sperrzeiten, Pausenzeit usw.

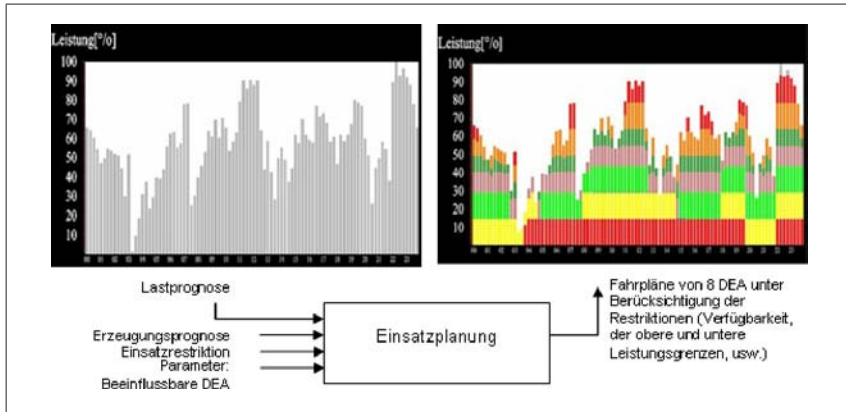


Abb. 3.1: Softwarepaket Einsatzplanung: Eingabeschnittstelle, Berechnungskern und Ausgabeschnittstelle für Plandaten

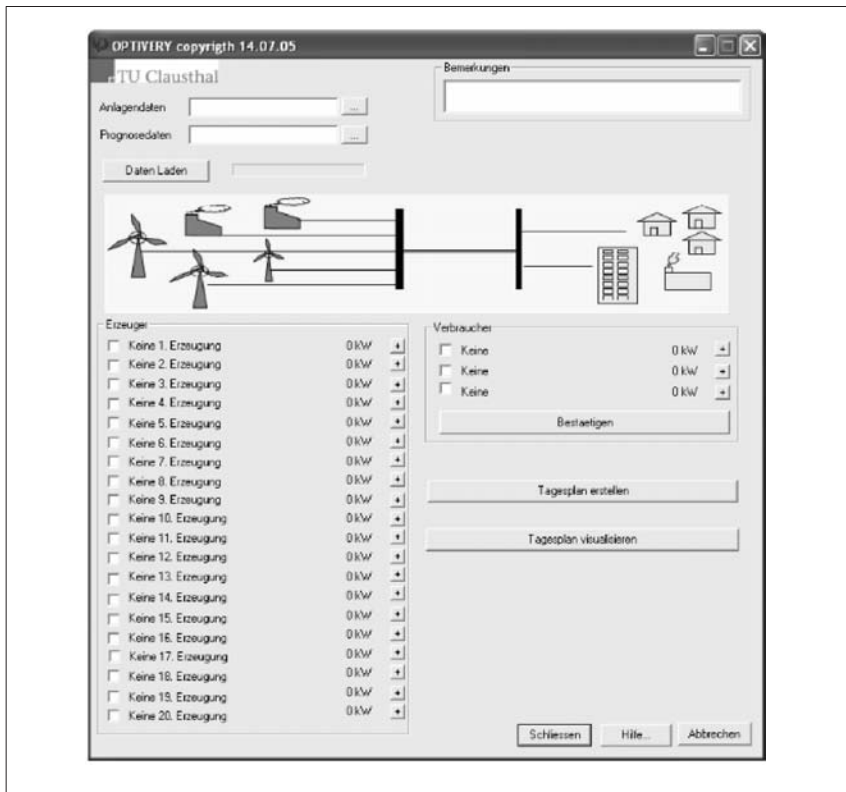


Abb. 3.2: Bedienoberfläche der Einsatzplanungssoftware



Die Software bearbeitet die Eingangsdaten durch eine Konvertierung in Variablen und Nebenbedingungen, die an das Optimierungsmodell angepasst werden.

### 8 Zu b) Berechnungskern (Optimierungsalgorithmus)

Die Tagesplanung (day ahead) stellt sich als ein kombinatorisches Problem dar. Das Ergebnis ist die Minimierung einer Zielfunktion, die mit ihren Variablen und Nebenbedingungen in mathematischer Form definiert wird. [6]

$$\text{Zielfunktion} \quad C = \sum_{t=1}^T \left( \sum_{n=1}^N (C_{nt}^f + C_{nt}^{nf}) + C_t^{\text{fremd}} \right) \cdot \text{Min}$$

$$L \min_n \leq L_n \leq L \max_n$$

$$\text{Nebenbedingungen} \quad X_{nt} = 1 \quad (\text{oder } 0)$$

*usw.*

Wobei	C	gesamte Betriebskosten
	T	Länge des Planungshorizontes
	N	Anzahl der Anlagen
	$C_{nt}^f$	fixe Kosten des eigenen Erzeugers n im Zeitschritt t
	$C_{nt}^{nf}$	nicht fixe Kosten des eigenen Erzeugers n im Zeitschritt t
	$C_t^{\text{fremd}}$	Kosten des fremden Erzeugers im Zeitschritt t
	$L_n$	Wirkleistung des Erzeugers n
	$L \min_n, L \max_n$	Unter- und Obergrenzen der Wirkleistung des Erzeugers n
	$X_{nt}$	der Verfügbarkeit entsprechende Variable des Erzeugers n im Zeitschritt t

Die Optimierungslösung mit Betriebskosten als Hauptkriterien wird mit der Hilfe eines auf dem Branch & Bound Verfahren basierten Algorithmus gesucht [8].

### 9 Zu c) Ausgangsschnittstelle

Das Ergebnis der Berechnung steht als kostenoptimierter Vektor zur Verfügung und muss in ein geeignetes Format konvertiert wer-

den. Die Ausgangsdaten werden für das Netzstabilitätsprüfungsmodul aufbereitet.

Um die Ergebnisse effizient wahrzunehmen und analysieren zu können, ist eine ergonomische Visualisierung notwendig. Diese wird unter Berücksichtigung der menschlichen Wahrnehmung als begleitende Ergebnisdarstellung in die Planungssoftware integriert (Tagesfahrpläne, Bild 3.1).

## 4 Netzsimulation

In den bisherigen Betrachtungen wurde nur die Situation des Energieparks Clausthal betrachtet. Dabei ist eine Berücksichtigung der Vorgänge im elektrischen Netz nicht zwingend erforderlich, da sämtliche Erzeugungseinheiten auf die gleiche 0,4 kV Sammelschiene einspeisen. **10**

Die vorgestellten Verfahren zur Erstellung von Fahrplänen für Erzeugungseinheiten sind jedoch nicht auf diesen Spezialfall beschränkt. Sie sind für den allgemeinen Fall entwickelt worden, um im Netz verteilte dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) einzusetzen zu können und den Bezug eines (regionalen) Energieversorgers mit mehr oder weniger komplexen Verteilnetzen zu planen und online zu optimieren. In Abbildung 4.1 ist ein solches fiktives Netz dargestellt, das die Situation in einem typischen Mittelspannungsnetz mit dezentraler Erzeugung widerspiegelt. **11**

In einem derartigen Netz können neben den vorhandenen Verbrauchern verschiedene dezentrale Erzeuger angeschlossen sein. Bei diesen Erzeugern ist zwischen nichtbeeinflussbaren Erzeugern, wie Windenergie- oder Photovoltaikanlagen und Erzeugern wie Blockheizkraftwerken oder Biogasanlagen, bei denen eine Beeinflussbarkeit vorausgesetzt wird, zu unterscheiden. **12**

Derartige Mittelspannungsnetze sind geplant, um die angeschlossenen Verbraucher zuverlässig versorgen zu können. Die Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen größerer Leistung ist neu und hat erst in jüngster Zeit aufgrund gesetzlicher Regelungen (EEG<sup>2</sup> und **13**

---

2 Im Handbuch Energiemanagement zu finden unter 11317

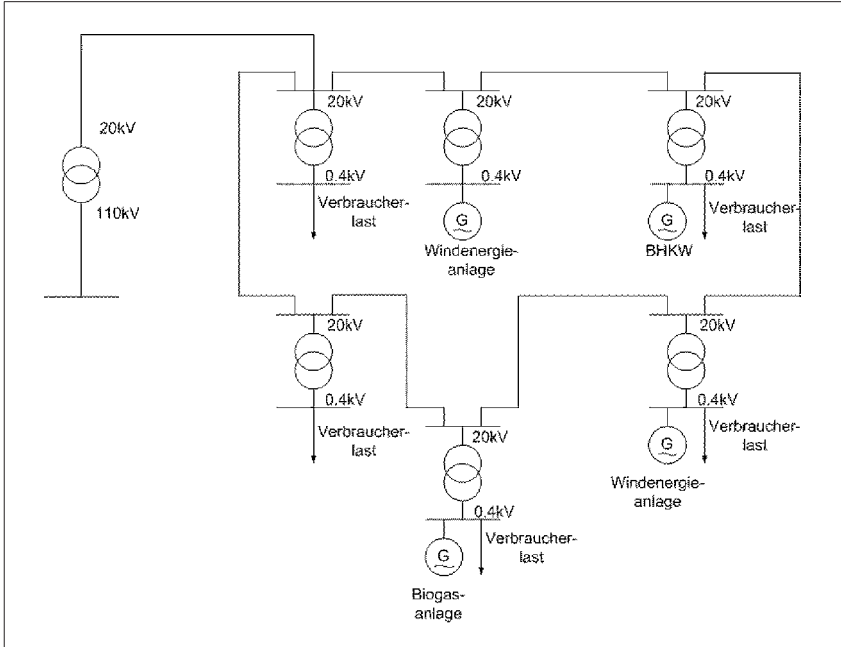


Abb. 4.1: Typisches Mittelspannungsnetz mit dezentraler Erzeugung

KWK<sup>3</sup>) an Bedeutung gewonnen. Sie wurde bei der Planung bestehender Netze in der Regel nicht berücksichtigt.

- 14 Bei einem höheren Anteil (>10%) dezentraler Einspeisung kann sich jedoch eine völlig andere Situation als im Planungszustand angenommen ergeben. Bei starker dezentraler Einspeisung insbesondere durch Windenergieanlagen kommt es daher heute in einigen Mittelspannungsnetzen zu einer Umkehrung des Lastflusses mit Rückspeisungen in das vorgelagerte 110 kV-Netz. Auch Überlastungen einzelner Betriebsmittel sowie das Verletzen von Spannungsgrenzen sind möglich und müssen daher bei der day-ahead vorgeschriebenen Einsatzplanung der dezentralen Erzeugungsanlagen berücksichtigt werden.
- 15 Eine solche Überprüfung der von der Einsatzplanung generierten Fahrpläne für dezentrale Erzeugungsanlagen erfolgt bei dem entwickelten System nach Bild 2.1 durch die Simulation des Mittelspan-

3 Im Handbuch Energiemanagement zu finden unter 11318

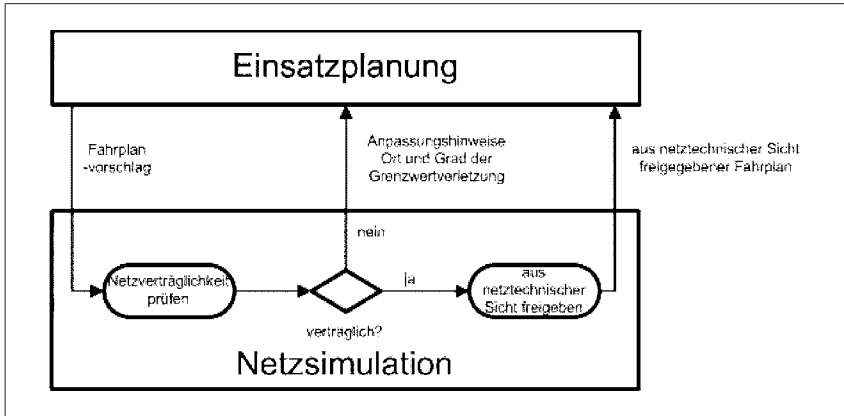


Abb. 4.2: Ablauf der Netzverträglichkeitsprüfung der Einsatzplanung

nungsnetzes (typischerweise für die nächsten 24 Stunden). Der Ablauf dieses Überprüfungsprozesses ist in Abbildung 4.2 zu erkennen.

Als Eingangsdaten für diese Simulation dienen die generierten Fahrpläne der beeinflussbaren Erzeugungsanlagen in Form von Zeitreihen für Wirk- und Blindleistung. Darüber hinaus ist eine Lastprognose (ebenfalls Wirk- und Blindleistung) für sämtliche Ausspeisungen aus dem Mittelspannungsnetz und eine Prognose der Einspeisung aus nichtbeeinflussbaren Erzeugern erforderlich, die von externen Modulen geliefert werden. Somit stehen für die Simulation als Eingangsdaten Zeitreihen für Wirk- und Blindleistung an sämtlichen Netzknoten des Mittelspannungsnetzes zur Verfügung. Weiterhin ist zur Simulation der Schaltzustand des Netzes erforderlich, der sich zur Optimierung des Netzes gegebenenfalls innerhalb des Planungszeitraums ändern kann. Neben Zeitreihen und Schaltzustand sind im Simulationssystem auch die statischen Daten, wie die Netztopologie und die Betriebsmittelparmeter, hinterlegt. Im Simulationssystem werden nun mit einem Lastflussrechenkern, der in der Regel auf dem Newton-Raphson-Verfahren beruht, Lastfluss und Knotenspannungen im Mittelspannungsnetz berechnet. Die Kernaufgabe des Algorithmus besteht dabei darin, das nichtlineare komplexe Gleichungssystem zu lösen, das sich aus den Leistungssummen an jedem der Knotenpunkte im Netz, der Admittanzmatrix  $\underline{Y}_{ik}$  des Netzes und den unbekanntem Knotenpunktspannungen  $\underline{U}_i$  ergibt.

16

$$\underline{S}_i = P_i + j \cdot Q_i = \sum_{k=1}^m \underline{S}_{ik}$$

$$\underline{S}_i = 3 \underline{U}_i \sum_{k=1}^m \underline{I}_{ik}^*$$

$$\underline{I}_{ik}^* = (\underline{U}_i - \underline{U}_k)^* \underline{Y}_{ik}^*$$

Mit  $\underline{S}_i$  : Komplexe Leistung am Knotenpunkt i (Last oder Erzeugung)

$P_i$  : Wirkleistung am Knotenpunkt i

$Q_i$  : Blindleistung am Knotenpunkt i

$\underline{S}_{ik}$  : Komplexe Zweigleistung, die vom Knotenpunkt i zum Knotenpunkt k fließt

m: Anzahl der Zweige an einem Knotenpunkt

\*: Kennzeichnet konjugiert komplexe Größen

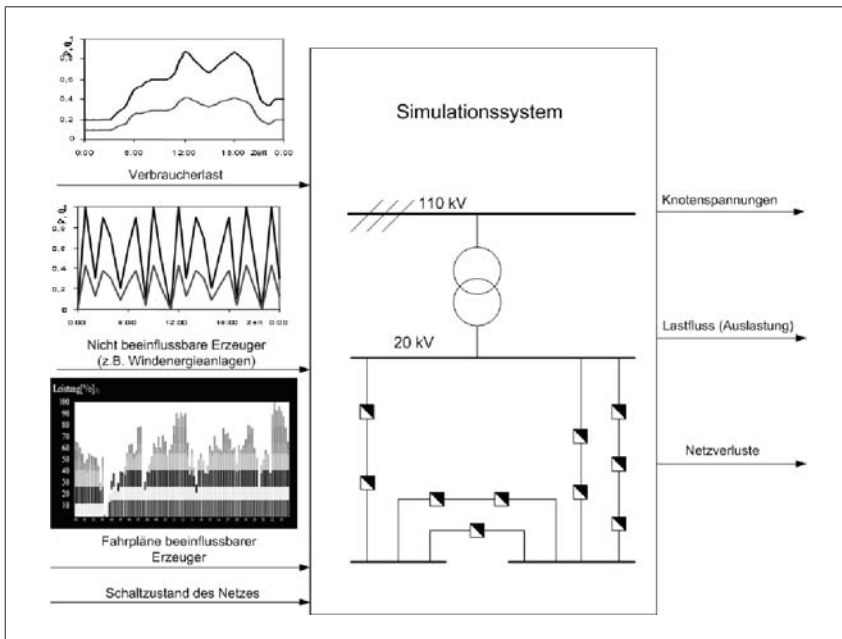


Abb. 4.3: Ein- und Ausgangsdaten des Simulationssystems

Weitere Größen, wie Auslastung der Betriebsmittel und die Netzverluste, können ausgehend von diesen Ergebnissen ebenfalls berechnet werden. In Abbildung 4.3 sind diese Ein- und Ausgangsdaten des Simulationssystems dargestellt. 17

Auf Grundlage der Simulationsergebnisse erfolgt eine Bewertung der vorgeschlagenen Fahrpläne. Treten keine Verletzungen von Netzrestriktionen, wie Auslastung der Betriebsmittel und Spannungshaltung im Netz auf, kann der Fahrplan freigegeben werden. Bei Grenzwertverletzungen können an die Einsatzplanung Informationen zum Ort und Grad der Verletzung von Netzrestriktionen zurückgegeben werden. Auf Grundlage dieser zusätzlichen Informationen erfolgt dann eine weitere Planung der Fahrpläne für die dezentralen Erzeugungsanlagen mit dem Ziel die Grenzwertverletzungen aufzulösen. 18

Eine weitere Möglichkeit, die die Netzsimulation bietet, besteht darin, verschiedene Szenarien mit geänderten Schaltzuständen bei konstanter Last- und Einspeisesituation und verschiedenen Einspeiseszenarien der beeinflussbaren dezentralen Erzeugungsanlagen zu simulieren. Bei diesen Einspeiseszenarien können verschiedene Anlagen an verschiedenen Orten im Netz eingesetzt werden, um die Vorgaben der Disposition an die Einsatzplanung zu realisieren. Auf Grundlage dieser Informationen kann dann ebenfalls eine Optimierung des elektrischen Netzbetriebs (Blindleistungsmanagement, Lastflusssteuerung, Verlustminimierung etc.) erfolgen. 19

## 5 Fahrplanfreigabe

Die Fahrpläne, die mittels der Einsatzplanung erzeugt und auf Netzverträglichkeit überprüft worden sind, werden anschließend dem verantwortlichen Energiemanager vorgelegt. Basierend auf diesen gewonnenen Informationen trifft er die Entscheidung: Zustimmung oder Modifikation der vorgelegten Fahrpläne für den folgenden Tag. Die Informationen können zusätzlich in Form von 2D und 3D-Visualisierungen angezeigt werden. 20

## 6 Online-Regelung

- 21 Alle oben beschriebenen Module arbeiten offline und unterstützen den Energiemanager bei der operativen Planung für den nächsten Tag (im Normalfall 0.00 – 24.00 Uhr). Wenn der geplante Tag beginnt, müssen alle Interaktionen in Echtzeit ausgeführt werden. Im Vergleich zum offline Betrieb ist dies zeitkritisch. Der Abrechnungszeitraum in der elektrischen Energieversorgung ist das 15-Minuten-Intervall. Dies bedeutet, dass alle Prognoseabweichungen sowie Sonderereignisse z. B. Kraftwerksausfall so kompensiert werden müssen, dass die geplante Tagesganglinie an dem Übergabepunkt (pcc) innerhalb eines Toleranzbands eingehalten wird. Der entwickelte Online-Regler unterstützt den Energiemanager durch Online-Zugriffe auf den Prozess. Aus den Eingangsdaten in Abbildung 6.1 werden unter Einbeziehung einer Trenderkennung notwendige Schaltbefehle und neue Sollwerte berechnet.

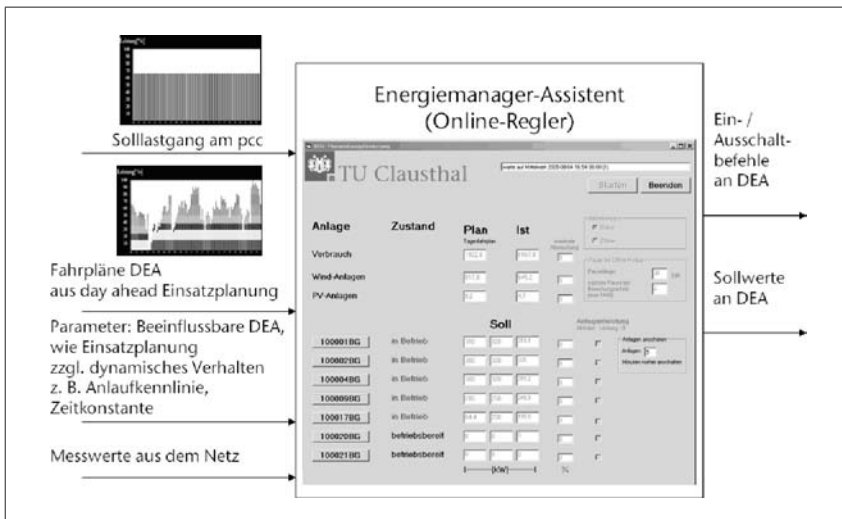


Abb. 6.1: Ein- und Ausgangsdaten des Energiemanager-Assistenten (Online-Regler)

- 22 Der Hauptvorteil des eingesetzten Prioritätslistenalgorithmus liegt in der geringen Rechenzeit und der Durchschaubarkeit der Ergebnisse. Dies ist ein Argument für die Akzeptanz bei der Einführung solcher „Software-Agenten“ basierend auf künstlicher Intelligenz. Die Be-

handlung von manuellen Gewichtungen in einer zweiten Prioritätsliste erlaubt dem Energiemanager-Assistenten mathematisch nicht modellierbare Bedingungen wie Unternehmensrichtlinien zu berücksichtigen.

Im closed-Loop-Betrieb, wenn sich die berechneten notwendigen Eingriffe innerhalb der vorher definierten Kompetenzbereiche bewegen, führt der Energiemanager-Assistent alle Befehle automatisch aus. Andernfalls schaltet er sich in den open-Loop-Betrieb um. Ein Handlungsvorschlag wird dem Energiemanager vorgelegt. Erst nach seiner Freigabe oder Modifikation werden in diesem Fall die Befehle ausgeführt. 23

In Kombination mit der verteilten adaptiven Multi-Agenten-Technologie kann das Konzept in autonom versorgbaren großen Teilnetzen angewendet werden. Unterschiedliche Arten der Koordinierung, der Konkurrenz und der Verhandlung führen zur etablierten „Konversation“ zwischen den Agenten [7], bei der sowohl verteilte als auch zentralisierte Planung „besprochen“ wird. Solche Nachrichtenübermittlungen zwischen den Anwendungen müssen aller Voraussicht nach keinen Echtzeitanforderungen genügen. Bei der Implementierung können deshalb die einfach zu verwendenden XML-basierten Protokolle, die in IEC 61968 [3] spezifiziert sind, wie SOAP oder Ausführungsumgebungen und Programmiersprachen mit integrierter XML-Unterstützung wie CORBRA oder Java [5], angewendet werden. 24

## 7 Literatur

- [1] Siemers, W., Wehrmann, E.-A. (2005): Energiepark Clausthal – Erneuerbare Energien im Verbund, iQJournal, Quartal 01/05, S. 6-8
- [2] Beck, H.-P., Clemens, M. (2004): Konditionierung elektrischer Energie in dezentralen Netzabschnitten etz, Heft 5/2004, S. 16 – 25
- [3] IEC (2004): IEC 61968 Application integration at electric utilities - System interfaces for distribution management, <http://webstore.iec.ch>



- [4] Dowrueng, A., Harnaut, T., Ropeter, C., Siemers, W., Wehrmann E.-A. (2003): Aufbau und erste Erfahrungen im Rahmen des Verbundvorhabens „Energiepark Clausthal“, VDI-Berichte 1746, S. 461-470
- [5] Rehtanz C. (2003): Autonomous Systems and Intelligent Agents in Power System Control and Operation, Springer
- [6] M'Buy, M. A. J. (2002): Management elektrischer Energieversorgung bei Einsatz eines Mix von Primärenergieträgern, Cuvillier Verlag Göttingen
- [7] Stephens LM., Huhns MN (2000): Multiagent Systems and Societies of Agents. in Weiss G., Multiagent Systems: A Modern Approach to Distributed Artificial Intelligence, MIT Press, pp 79-120
- [8] Domschke, W., Drexl, A. (1995): Einführung in Operation Research, 3. Auflage Springer

# Informationssysteme für Betriebsführung und Management

*Edmund Handschin*

## Inhaltsübersicht

	Rn.		Rn.		
1	Grundlagen und Überblick	1–5	Arbeitsplatzrechnern	15–17	
2	Netzleittechnik	6–17	3	Geografische Informationssysteme	18–25
2.1	Hierarchischer Aufbau von Netzleitsystemen	9–10	4	Informationstechnische Lösungen für den liberalisierten Strommarkt	26–33
2.2	Doppelrechner-Konzept	11–12	5	Aktuelle Entwicklungen	34–43
2.3	Funktionsrechner-Konzept	13–14	6	Ausblick	44
2.4	Verteiltes System mit				

## Schlagwortübersicht

	Rn.		Rn.
Broadcast-Mechanismen	16	Integration	42
CAD-Systeme	19	IT-Lösungen	4
Data Mining	38	Kaufmännische Systeme	1
Data-Warehouse	36f.	Kostenmanagement	2
Datenbanksysteme	35	Netzinformationssysteme	21
Datenmanagementsysteme	28ff.	Netzleitebene	9
Doppelrechner-Leitsystem	11	Netzleittechnik	6ff.
Feldleitebene	9	Netzwerktechnologien	40ff.
Firewall	41	Rechnerkonzepte	10ff.
Funktionsrechner-Konzept	13	Risikomanagementsysteme	32f.
Geografische Informationssysteme	18ff.	Stationsleitebene	9
Insellösungen	1	Verteiltes Arbeitsplatzrechnersystem	15
		Vertragsmanagementsysteme	28ff.

## 1 Grundlagen und Überblick

- 1 In den Energieversorgungsunternehmen werden unterschiedliche Informationssysteme zur Unterstützung der technischen und wirtschaftlichen Prozesse eingesetzt. So dienten Netzleitsysteme in der Vergangenheit in erster Linie dem sicheren und unterbrechungsfreien Netzbetrieb sowie der wirtschaftlichen Lastaufteilung der einspeisenden Kraftwerke. Kaufmännische Systeme unterstützten die Materialwirtschaft und die Verbrauchsabrechnung der im Versorgungsgebiet ansässigen Kunden. Mit der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft werden neue Herausforderungen sowohl an die ehemals vertikal integrierten Energieversorger als auch die neuen Marktteilnehmer gestellt. Die sich durch die Entflechtung von Erzeugung, Übertragung und Verteilung sowie die neuen Marktstrukturen ergebenden Rahmenbedingungen führen zu einer Umgestaltung und Neuordnung der Geschäftsprozesse der betroffenen Unternehmen. Damit verbunden ist eine Neuorientierung der Informationsverarbeitung weg von den Insellösungen hin zu einem unternehmens- bzw. marktweiten Informationsmanagement [1, 2]. Dazu müssen vorhandene Systeme erweitert und neue Applikationen entworfen und integriert werden [3].
- 2 Im Rahmen der Netzbetriebsführung sind neue Aufgaben im Bereich des Kostenmanagements zu behandeln. So sind zum Beispiel die am Vortag eingereichten Netznutzungsfahrpläne in die Leitsysteme einzubringen und im weiteren Verlauf auf ihre Einhaltung zu überwachen. In der Nachbereitungsphase sind die gesammelten Daten für die Abrechnung und die Erstellung von gemessenen oder standardisierten Lastprofilen aufzubereiten und als Systemdienstleistung den entsprechenden Händlern bzw. Bilanzkreisverantwortlichen zur Verfügung zu stellen. Dazu sind Benutzerrechtskonzepte für den Datenzugriff zu erarbeiten.
- 3 Neben diesen Erweiterungen bereits bestehender Systeme werden zur erfolgreichen Marktteilnahme neue Softwareapplikationen im Bereich des Energiehandels und des Risikomanagements mit der zuvor beschriebenen Kopplung zu den technischen Systemen benötigt.
- 4 An diesen Beispielen wird deutlich, dass der zentralen und effizienten Datenhaltung sowie der Vernetzung der einzelnen Systeme zum unternehmensinternen wie -übergreifenden Informationsaustausch eine

grundlegende Bedeutung im Rahmen des offenen Energiemarktes zukommt. Daraus lassen sich unterschiedliche Forderungen an die zukünftigen IT-Lösungen ableiten [4]:

- offene Systemarchitektur,
- Flexibilität hinsichtlich neuer Regelungen,
- Standardisierte Kommunikationsschnittstellen,
- Mandantenfähigkeit,
- Konsistente, redundanzfreie Datenhaltung.

In diesem Abschnitt werden zunächst der Aufbau und die Einsatzgebiete typischer Informationssysteme wie Netzleittechnik, geografische Informationssysteme und IT-Lösungen für den liberalisierten Elektrizitätsmarkt in den Grundzügen erläutert. Im Anschluss werden die hier bereits angesprochenen neuen und zukünftig zu erwartenden Entwicklungen betrachtet. 5

## 2 Netzleittechnik

Die Netzleittechnik ist eine speziell für die Überwachung und den Betrieb elektrischer Netze abgestimmte Informationstechnik mit dem Ziel, den Schaltungstechniker oder -wärter bei der Netzführung zu leiten und durch den Ablauf automatisierter Vorgänge nachhaltig zu unterstützen [5]. Dabei stand in der Vergangenheit eine sichere und zuverlässige Versorgung im Vordergrund. Mit Hinblick auf den zunehmenden Kostendruck, der durch die Öffnung des Elektrizitätsmarktes beim Netzbetreiber hervorgerufen wird, kommt heute wirtschaftlichen Aspekten eine große Bedeutung zu. 6

Die Entwicklung der Netzleittechnik ist seit jeher eng an die Entwicklung der Informationstechnik gekoppelt [6]. Waren zu Beginn der Elektrizitätsversorgung die Stationen auf Grund der fehlenden technischen Möglichkeiten noch mit ausgebildetem Personal besetzt, das sowohl auf Weisung einer zentralen Netzleitstelle als auch eigenverantwortlich die Betriebsmittel steuerte und überwachte, ging man mit der Entwicklung leistungsfähiger Fernwirktechnik und Rechneranlagen dazu über, das Personal aus den Umspann-Anlagen abzuziehen und die Überwachung und Steuerung in der Netzleitstelle zentral zusammenzuführen. Kennzeichnend für diese Entwicklungsstufe 7

war, dass sämtliche Betriebsmittel mit einer eigenen Leitung an das Leitsystem angeschlossen waren, was den Vorteil bot, dass Komponenten unterschiedlicher Anbieter verwendet werden konnten. Andererseits war damit aber auch ein hoher und damit fehleranfälliger Verdrahtungsaufwand bei gleichzeitig geringer Übertragungsraten verbunden. In einer nächsten Stufe wurde es durch den Einsatz digitaler Technik möglich, Informationen bereits in den Stationen zu bündeln, Selbstüberwachung, Ferndiagnosen und -parametrierungen an Primär- und Sekundärtechnik durchzuführen. Die derzeitigen, allgemeinen Entwicklungen in den Rechner-, Netzwerk- und Übertragungstechnologien finden auch in der Netzleittechnik immer weiteren Einzug. Der Einsatz von Wide Area Networks (WAN), Local Area Networks (LAN), Routern etc. ermöglicht neben hohen Übertragungsraten die Verwendung von vergleichsweise kostengünstigen Standardkomponenten im Hard- und Softwarebereich sowie die Möglichkeit zur einfacheren Integration der Netzleittechnik in die Informationsstruktur der EVU.

- 8 Auf Grund der großen geografischen Ausdehnung elektrischer Energieversorgungsnetze werden die Aufgaben zur Überwachung und Führung der Prozesse auf unterschiedliche, hierarchisch angeordnete Ebenen verteilt. Man unterscheidet die Netz-, die Stations- und die Feldleitebene (Abb. 1).

### 2.1 Hierarchischer Aufbau von Netzleitsystemen

- 9 Die **Netzleitebene** dient der zentralen Überwachung des Netzbetriebes. Hier werden die Daten und Meldungen zusammengeführt und dem Wartenpersonal zur Verfügung gestellt. Ebenso werden von der Netzleitstelle aus die Steuer- und Schaltbefehle an den Prozess erteilt. Die **Stationsleitebene** umfasst alle Aufgaben zur Überwachung aller Anlagenteile und Betriebsmittel einer Station. In der **Feldleitebene** kann über Aktoren unmittelbar in den Prozess eingegriffen und über Sensoren der Betriebszustand und die Belastung der einzelnen Betriebsmittel bestimmt werden. Die einzelnen Ebenen sind über Kommunikationssysteme verbunden. Dabei wird die früher übliche Fernwirktechnik heute durch moderne Rechnerkommunikation, Bussysteme und Netzwerke ersetzt.

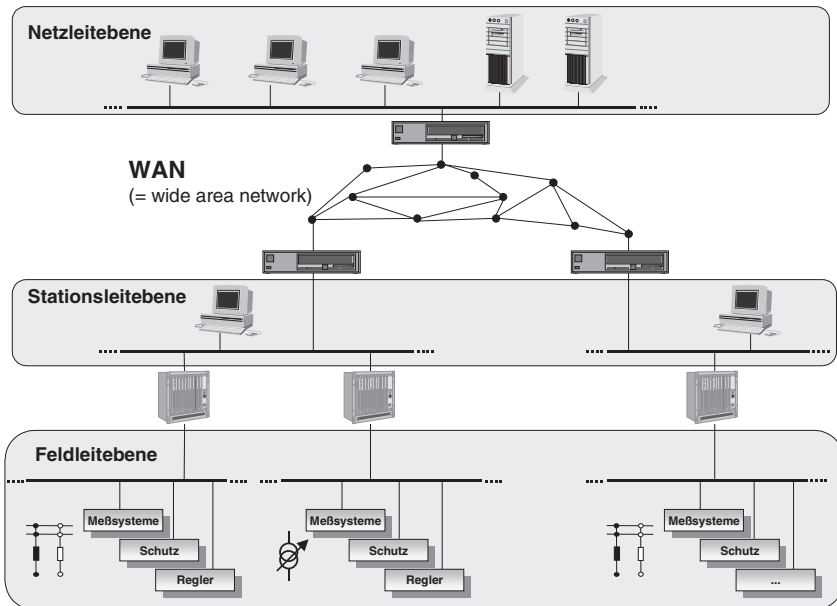


Abb. 1: Hierarchischer Aufbau von Netzleitsystemen

Für die zentrale Netzleitebene setzen die Anbieter von modernen Netzleitsystemen unterschiedliche **Rechnerkonzepte** ein, um die Anforderungen an die Leistungsfähigkeit bezüglich der Zeitanforderungen an die Datenverarbeitung, Visualisierung und die Verfügbarkeit zu erfüllen. Man unterscheidet zwischen dem Doppelrechnersystem, dem Funktionsrechnerprinzip und verteilten Arbeitsplatzsystemen.

10

## 2.2 Doppelrechner-Konzept

Der Aufbau eines **Doppelrechner-Leitsystems** (Abb. 2) zeichnet sich durch die eingesetzten Betriebsrechner aus, die die zentralen Komponenten dieses Systems darstellen. Hier werden alle Grundfunktionen, wie Messwert- und Ereignisverarbeitung (SCADA = Supervisory control and data acquisition), Netzanalyse, Archivierung, Datenmodellgenerierung, etc. bearbeitet. Die Leitplatzrechner dienen als Kommunikationsschnittstelle zum Bediener zur Bearbeitung von Prozesseingriffen und zur Visualisierung der von den Betriebsrechner vorverarbeiteten, dynamischen Prozessinformationen. Die

11

Nahtstelle zum Prozess bildet die Prozessankopplung. Diese Komponenten übernehmen die Überwachung des Kommunikationssystems, Wandlung der unterschiedlichen Fernwirkprotokolle und die Vorverarbeitung von Prozessinformationen. Alle Systemkomponenten sind redundant ausgelegt, damit der Ausfall eines Anlagenteils nicht zum Ausfall des Gesamtsystems führt und die in DIN 19244 [7] geforderten Spezifikationen an Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit erfüllt werden können.

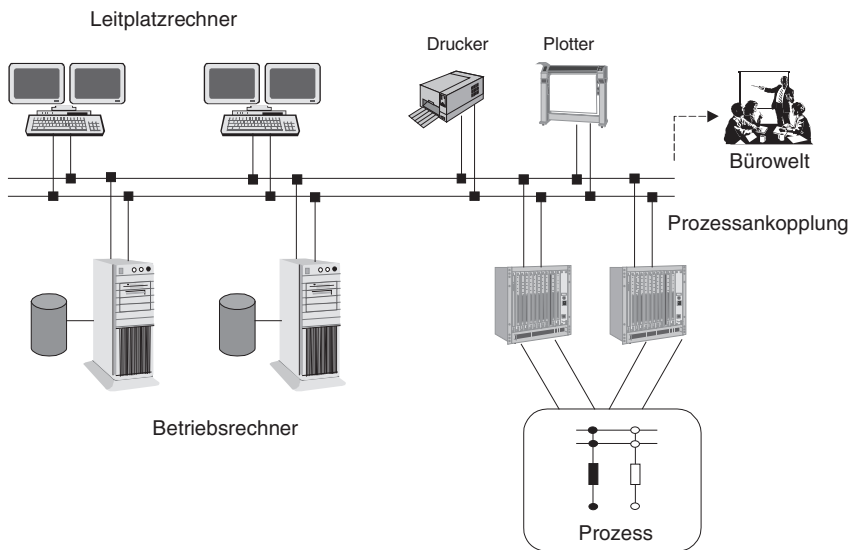


Abb. 2: Doppelrechner-Konzept

- Das Doppelrechner-Konzept zeichnet sich durch einen hohen Kommunikationsbedarf zwischen den einzelnen Rechnern aus. Dies hat zur Folge, dass das verbindende LAN stark belastet wird und entsprechend ausgelegt sein muss. Die Betriebsrechner müssen bei diesem Konzept sehr leistungsstark sein, da sie den überwiegenden Teil der Verarbeitungsfunktionen leisten. Für den Fall der Leitsystemparametrierung, Daten- oder Funktionstests müssen weitere Betriebsrechner vorgesehen werden, um das Redundanzkonzept während der Dateneingabe oder bei Systemänderungen aufrecht erhalten zu können.

### 2.3 Funktionsrechner-Konzept

Im Gegensatz zum Doppelrechnersystem, in dem zwei zentrale Server für die Betriebsführungsfunktionen vorgesehen sind, zeichnet sich das **Funktionsrechner-Konzept** (Abb. 3) durch den Einsatz einer Vielzahl von speziell auf die entsprechenden Aufgaben abgestimmte Rechner aus. Die Leistungsfähigkeit jedes einzelnen Rechners kann damit geringer ausfallen. Für die zur grundsätzlichen Betriebsführung notwendigen Rechner sind in dieser Konstellation hot-standby Redundanzen vorzusehen. Für die weniger existenziellen Aufgaben können Reserverechner im Bedarfsfall mit der entsprechenden Software geladen und nachgestartet werden. Der dadurch entstehende Zeitverzug darf nicht zu betriebsrelevanten Einschränkungen führen. Die Leitplatzrechner dienen auch bei diesem Konzept als Visualisierungs- und Bedienschnittstelle für den Schaltungingenieur oder -wärter. Auf ihnen sind die für die Anzeige notwendigen Anlagen-, Netz- und Übersichtsbilder hinterlegt.

13

Da insgesamt je nach Funktionsumfang des Netzleitsystems eine hohe Anzahl von Rechnern eingesetzt wird, sind für dieses Konzept leistungsfähige Hilfsmittel für die Systemadministration und Über-

14

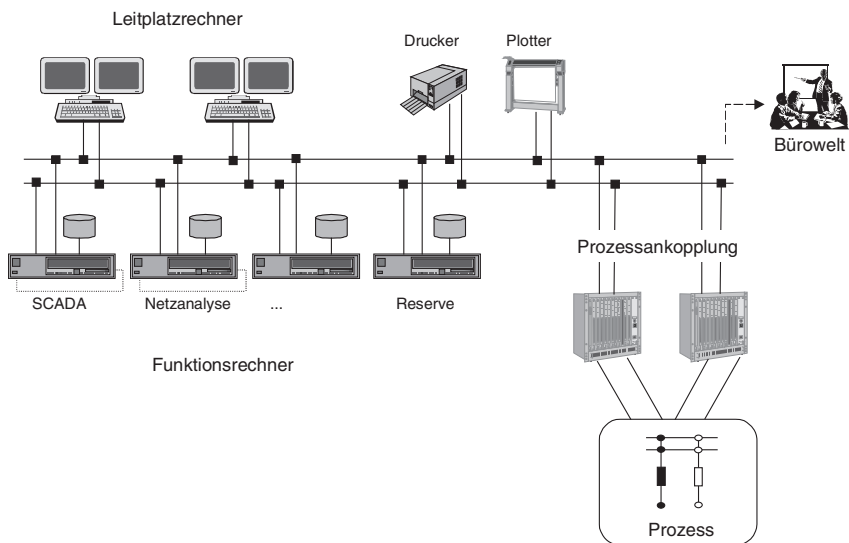


Abb. 3: Funktionsrechner-Konzept



wachung vorzusehen. Die Verteilung der Funktionen und die verteilte Datenhaltung von statischen und dynamischen Datenmodellen machen zudem eine ausgeprägte Rechner-Rechner-Kommunikation und komplexe Verfahren für die Verwaltung und das Wiederanfahren des Rechnersystems nach Gesamtausfällen erforderlich.

## 2.4 Verteiltes System mit Arbeitsplatzrechnern

- 15 Im **verteilten System** (Abb. 4) stellen die Arbeitsplatzrechner eine wesentliche Erweiterung der zuvor vorgestellten Leitplatzrechner dar. Bei diesem Konzept steht jedem Arbeitsplatz neben den für die Visualisierung und Bedienung notwendigen Applikationen die komplette technologische Verarbeitungssoftware exklusiv zur Verfügung. Sie müssen deshalb eine höhere Performance als die Leitplatzrechner der anderen beiden Konzepte aufweisen. Die Zentralrechner nehmen diejenigen Aufgaben wahr, die nur einmal im System vorhanden sein müssen oder dürfen. Dies sind vornehmlich Aufgaben der Archivie-

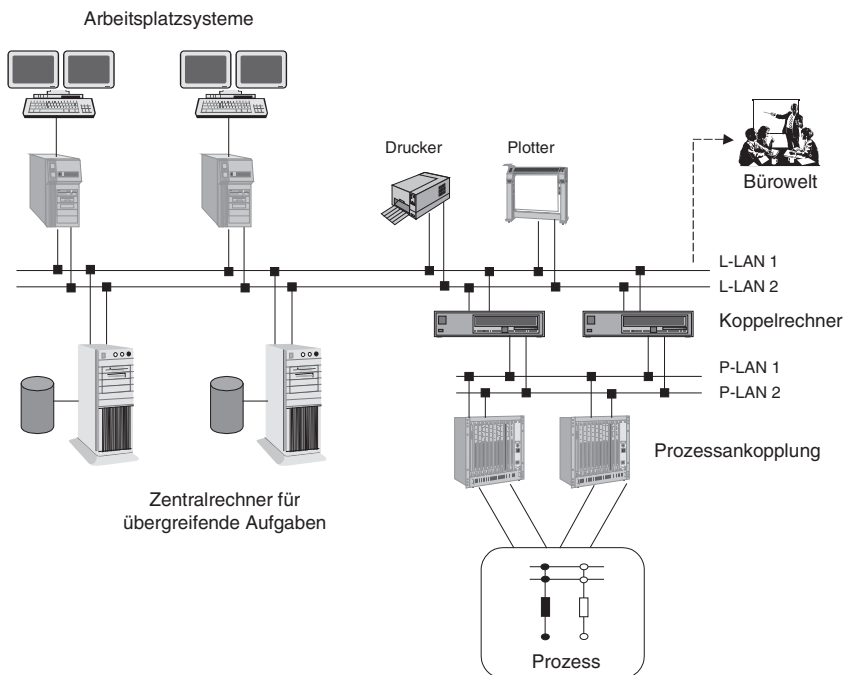


Abb. 4: Verteiltes System mit Arbeitsplatzrechnern

nung, der Quelldatenhaltung und der Datenmodellgenerierung. Die Aufteilung des Netzwerkes in ein Prozess- (P-LAN) und ein Leit-LAN (L-LAN) ermöglicht die unabhängige Kommunikation zwischen den redundanten Prozessankopplungen und den Koppelrechnern. Diese Rechner übernehmen die Aufgaben der Befehlsausgabe und Überwachung sowie der Messwertverarbeitung. Zusätzlich verriegeln die Koppelrechner konkurrierende Prozesseingriffe.

Dieses System zeichnet sich durch eine hohe Redundanz und eine damit verbundene hohe Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit nach DIN 19 244 [7] aus, da jeder Arbeitsplatzrechner in Verbindung mit einem Koppelrechner ein eigenes Leitsystem darstellt. Durch den Einsatz von Broadcast-Mechanismen (einmaliges Senden, alle empfangen, betroffene Rechner verarbeiten) kann die Datenlast auf dem L-LAN gegenüber den beiden anderen vorgestellten Konzepten reduziert werden. Die Verteilung stellt jedoch erhöhte Anforderungen an die Datenkonformität, da alle Arbeitsplatzrechner jederzeit über identische Datenmodelle verfügen müssen. **16**

Unabhängig vom Rechnerkonzept sehen moderne Leitsysteme eine Kopplung zur Bürowelt vor. Die im Leitsystem einlaufenden Daten können auf diese Weise den entsprechenden Abteilungen für Abrechnungen, Analysen und Weiterverarbeitung zur Verfügung gestellt werden. Des Weiteren kann über diese Schnittstelle das Leitsystem an eventuell vorhandene E-Mail- und Internet-Server angebunden werden. In diesen Fällen sind besondere Vorkehrungen gegen unbefugte Zugriffe auf das Leitsystem zu treffen. **17**

### **3 Geografische Informationssysteme**

Neben Systemen für die Betriebsführung werden in EVU auch im Bereich der Netzplanung leistungsstarke und an die spezifischen Anforderungen angepasste Informationssysteme eingesetzt. Geografische Informationssysteme, kurz GIS genannt, bieten die Möglichkeit, Sach- und Geometriedaten in ihrer Komplexität und logisch inhaltlichen Zusammenhängen zu erfassen und zu verwalten [8]. **18**

Ein geografisches Informationssystem (Abb. 5) umfasst Funktionen zur Erfassung, Bearbeitung und Darstellung raumbezogener Daten. Diese Daten können sich aus geometrischen Primitiven, Sachdaten, **19**

Vorgängen oder Vorschriften zusammensetzen. Dies unterscheidet GIS von reinen Kartier- oder CAD-Systemen.

- 20 Auf Grund des Raumbezuges sind die Auswertungs- und Darstellungsverfahren besonders aufwändig und rechenintensiv. Aus diesem Grund wurden GIS in den Anfängen in erster Linie im Vermessungswesen und im Umweltschutz eingesetzt. Mit zunehmend leistungsfähigerer und kostengünstigerer Hardware und neuen Softwarefunktionen haben sich GIS in vielen weiteren Bereichen, in denen raumbezogene Entscheidungen getroffen werden, etabliert. Entsprechend Abb. 6 werden in modernen GIS sowohl Netzinformationssysteme (NIS), Landinformationssysteme (LIS) amtliche Vermessungen und Daten aus Umweltanalysen zusammengefasst. Als weitere Anwendungsgebiete sind heute Leitungsdokumentation, Netzmanagement, Verkehrsmanagement und viele weitere zu nennen.
- 21 Eine Speziallösung im Bereich GIS sind die **Netzinformationssysteme** für das realitätsnahe Netzmanagement. Diese Systeme müssen auf Grund der vom Gesetzgeber geforderten Netzdokumentation hohen Anforderungen genügen. Neu verlegte Leitungen sind exakt ein-

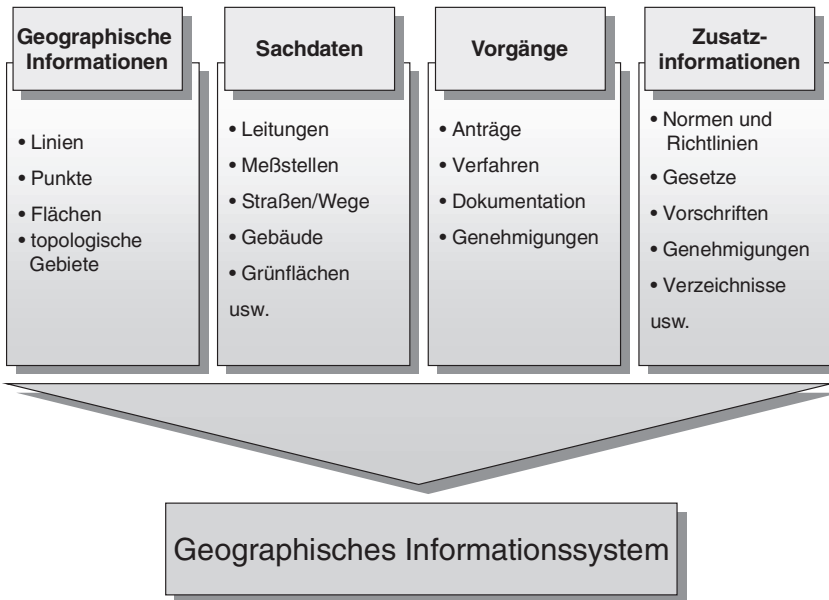


Abb. 5: Geografisches Informationssystem

zumessen. Typ, Lage und Trasse einer Leitung sind vollständig und genau zu dokumentieren, um jederzeit Auskünfte und Informationen in Form von aktuellen Leitungsplänen bereitstellen zu können. In der Vergangenheit erfolgte dies in Form manuell erstellter Pläne und Sachdatenaufstellungen. Dies bot neben einem hohen Personal- und Zeitaufwand nur eingeschränkte Weiterverarbeitungsmöglichkeiten. Es werden dabei folgende Pläne unterschieden [9, 10]:

**Bestandspläne** beinhalten den aktuellen geografischen Nachweis sämtlicher Leitungen und Betriebseinrichtungen des Versorgungsnetzes. Da dem Bestandsplan eine Liegenschaftskarte zu Grunde liegt, die den Abstand zu Gebäuden und Grenzen beschreibt, sind diese Karten für die Planung und die Instandhaltung ein unverzichtbares Hilfsmittel. In Deutschland ist ein Großteil des elektrischen Netzes unterirdisch verlegt, daher muss aus diesen Plänen die genaue Lage der Kabel hervorgehen. Wegen der hohen Leitungsdichte wird in Netzinformativsystemen zur Bündelung der Daten die so genannte Trassendarstellung genutzt, in der die einzelnen Leitungen zusammengefasst und mit einer Legende versehen werden.

22

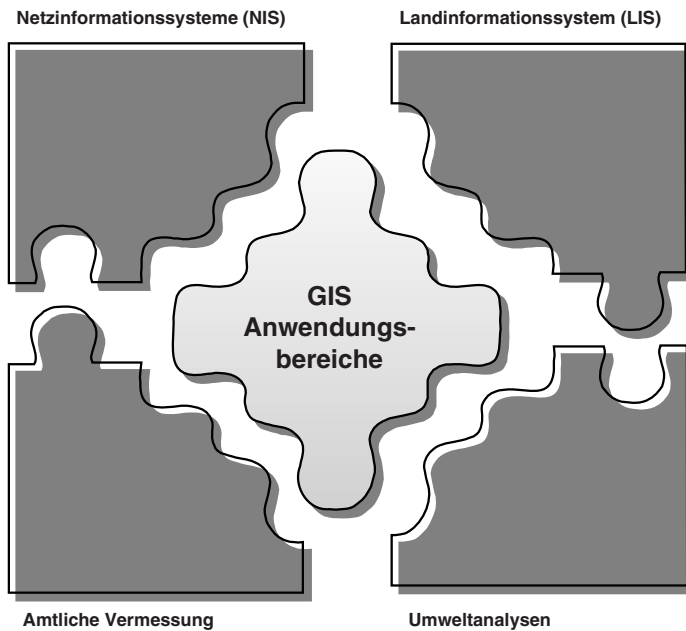


Abb. 6: Anwendungsbereiche von GIS

- 23 **Übersichtpläne** dienen der schnellen Orientierung bei Planung oder Unterstützung des Netzbetriebes. Sie können je nach Arbeitsgebiet unterschiedliche Informationen enthalten.
- 24 Bei **Schemaplänen** spielt der räumliche Bezug eine untergeordnete Rolle, wichtiger ist hier der Übersichtscharakter unter Einhaltung der topologischen Zusammenhänge. Schemapläne werden in erster Linie für Netzberechnungen eingesetzt. Neben diesen Plänen verfügen EVU über eine Reihe von Konstruktions-, Detail- und Sonderzeichnungen mit Bezug zu existierenden Gebäuden und elektrischen Anlagen.
- 25 Für die diversen Einsatzbereiche sind diese Pläne in unterschiedlichen Formaten und Maßstäben vorzuhalten. Netzinformationssysteme bieten die Möglichkeit, die vorhandenen Informationen zu bündeln und die einzelnen Pläne je nach Anwendungsfall individuell zu generieren, anzuzeigen, auszudrucken oder weiterzuverarbeiten. Dies erhöht nicht nur den wirtschaftlichen Nutzen, sondern sichert einen qualitativ höheren, redundanzfreien sowie aktuelleren Informationsstand. In Verbindung mit modernen Visualisierungsmöglichkeiten, wie z. B. Virtual Reality, ergeben sich weitere, zukünftige Anwendungen.

## **4 Informationstechnische Lösungen für den liberalisierten Strommarkt**

- 26 Während die Netzleittechnik und geografische Informationssysteme in erster Linie auf die technischen Prozesse der Elektrizitätsversorgung ausgerichtet sind, kommt auf Grund der Liberalisierung wirtschaftlichen Fragestellungen und Geschäftsprozessen eine stark zunehmende Bedeutung zu. Durch die Deregulierung werden die ehemals einfachen Strukturen des traditionellen Marktes durch ein komplexes Vertrags- und Handelswesen abgelöst. Abb. 7 vergleicht die heutige Situation mit der früheren monopolistischen Struktur.
- 27 Zur Unterstützung der mit dieser Neuorientierung verbundenen neuen Geschäftsprozesse sind leistungsfähige Informationssysteme für Handel, Bilanzierung und Abrechnung in die IT-Umgebung der Marktteilnehmer zu integrieren. Diese Systeme müssen über Funktionen des Vertragsmanagement, des Risikomanagement etc. sowie

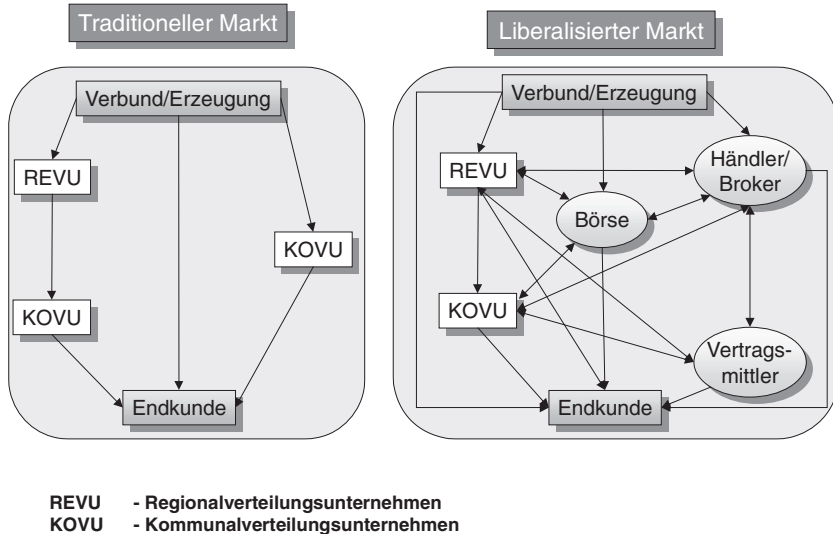


Abb. 7: Struktur des Elektrizitätsmarktes vor und nach der Liberalisierung [11]

Schnittstellen zu anderen Marktteilnehmern, der Börse und den technischen Informationssystemen verfügen.

Waren in der Vergangenheit nur wenige und langfristige Versorgungsverträge mit dem Lieferanten und der im Versorgungsgebiet ansässigen Verbrauchern abgeschlossen worden, werden diese heute durch eine Vielzahl von kurzfristigen Kontrakten mit unterschiedlichen Partnern substituiert. Für die reibungslose Versorgung des Kunden sind die in Abb. 8 dargestellten Verträge abzuschließen. So benötigt der Kunde nun neben einem Strombezugsvertrag auch einen Netzanschluss- und Netznutzungsvertrag. Dazu müssen für die Marktteilnehmer leistungsfähige **Vertrags- und Datenmanagementsysteme** in enger Abstimmung mit der Netzleittechnik konzipiert und realisiert werden. Dies bildet eine Grundlage für ein unkompliziertes, automatisiertes und damit wirtschaftliches Abrechnungsverfahren [12]. Im Bereich des Energiedienstleisterwechsels ist ein Vertragsmanagement unabdingbare Voraussetzung für die fehlerfreie Abwicklung und Zuordnung der vertraglich festgelegten Dienstleistungszuständigkeiten.

Den Bilanzkreisverantwortlichen und Netzbetreibern müssen neben der Vertragsabwicklung Funktionen für Bilanzierung, Fahrplanma-

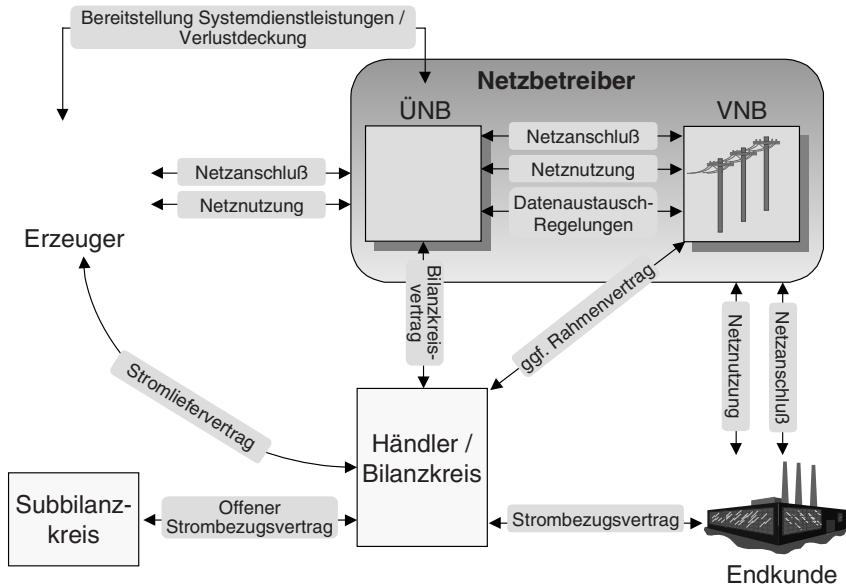


Abb. 8: Vertragsgeflecht im liberalisierten Markt

nagement und Abrechnung zur Verfügung gestellt werden. Während der Übertragungsnetzbetreiber die Gesamtbilanzen der einzelnen Bilanzkreise seiner Regelzone erstellt, ist der Bilanzkreisverantwortliche dazu verpflichtet, dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber im Voraus die entsprechenden Fahrpläne mitzuteilen. Dem Verteilnetzbetreiber kommt die Aufgabe zu, im Zuge der Verbrauchserfassung die für die Abrechnung benötigten Zählerdaten und die gemessenen oder standardisierten Lastprofile zur Verfügung zu stellen [13].

- 30 Für die Abwicklung des Informationsaustausches sind einheitliche Schnittstellen zwischen den Systemen der einzelnen Teilnehmer bereitzustellen. Besonderes Augenmerk ist dabei auf die Zugriffsverwaltung zu legen, da die Systeme mandantenfähig sein müssen. Das bedeutet, dass Händler nur auf Verbrauchsdaten und Lastprofile von Versorgungspunkten Zugriff haben dürfen, die zu dem entsprechenden Zeitpunkt auch vertraglich an den jeweiligen Händler gebunden waren [14, 15].
- 31 Der Handel mit Energie birgt neben Chancen auch Risiken, mit denen die Versorgungsunternehmen bislang nicht konfrontiert waren.

Sicherte in der Vergangenheit das Gebietsmonopol den Absatz elektrischer Energie und ließ langfristige Kalkulationen und Prognosen zu, ist der liberalisierte Markt kontinuierlichen und nur teilweise vorhersagbaren Entwicklungen unterworfen. Der Stromhandel ist durch folgende Risiken gekennzeichnet:

- Marktpreisrisiko,
- Brennstoffpreisrisiko,
- Investitionsrisiko,
- Zinsrisiko,
- Kundenrisiko,
- Volumenrisiko bei Bezugs- und Absatzschwankungen.

**Risikomanagementsysteme** helfen diese Risiken einzuschätzen, 32  
wirksam zu kontrollieren und zu steuern. Zur Risikobewertung können sowohl finanzmathematische Ansätze als auch Verfahren der Computational Intelligence, wie z. B. neuronale Netze, eingesetzt werden. Abb. 9 zeigt den Regelkreis eines Risikomanagements [16, 17]:

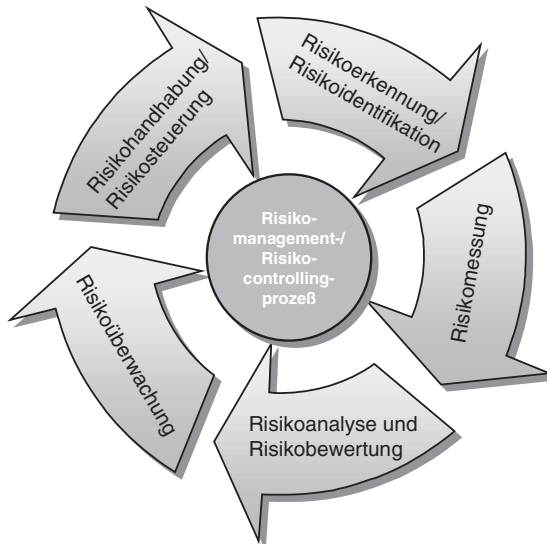


Abb. 9: Regelkreis des Risikomanagement



- 33 Risikomanagementsysteme unterstützen die Entscheidungsfindung in den Bereichen des Energiehandels und des Vertragsmanagements. Geplante Transaktionen und Vertragsabschlüsse sind im Rahmen des Risikomanagement auf ihr Risikopotenzial zu untersuchen, zu bewerten und nach Abschluss zu überwachen. Die erforderlichen Daten sind von den Systemen des Vertragsmanagement und des Energiehandels bereitzustellen.

## 5 Aktuelle Entwicklungen

- 34 Die vorangegangenen Betrachtungen zeigen, dass ein wesentliches Entwicklungspotenzial im Bereich der Informationssysteme für die Energieversorgung in der Verbindung von technischen und wirtschaftlichen Belangen liegt. Der Austausch von Daten spielt dabei eine entscheidende Rolle. Moderne Kommunikationstechnologien und zentraler Datenzugriff sind die Eckpfeiler zukünftiger IT-Strukturen im Energieversorgungssektor.
- 35 Die Unternehmen der Elektrizitätsversorgung verfügen über eine Vielzahl von technischen, wirtschaftlichen und administrativen Daten unterschiedlicher Form und Größe; daher kommt der effektiven Datenstrukturierung und -haltung eine besondere Bedeutung zu. Oftmals werden in den unterschiedlichen Abteilungen gleiche oder ähnliche Daten gehalten und gepflegt. Dies führt neben erhöhtem administrativem Aufwand auch zu Inkonsistenzen in den Datensätzen. Der Einsatz von **Datenbanksystemen** erlaubt die bereichsübergreifende Integration von Daten unterschiedlicher Struktur. Dabei stellt das Datenbankmanagementsystem dem Anwender die für den Zugriff und die Gestaltung der Datenbank notwendigen Werkzeuge zur Verfügung und entbindet den Nutzer weitgehend von der internen Struktur der Datenhaltung. Abb. 10 zeigt die wichtigsten Komponenten eines Datenbanksystems.
- 36 Die ständig zunehmenden Datenmengen und die Anforderung von verschiedenen Seiten auf zurückliegende Vorgänge zugreifen zu können, führen auf das Konzept des **Data-Warehouse** (Abb. 11). Ein Data-Warehouse soll als unternehmensweiter Datenpool fungieren und die Informationsversorgung mit zeitrichtigen und zuverlässigen Geschäftsinformationen sicherstellen [18]. Die Benutzer sollen in die Lage versetzt werden, selbstständig die für eine Aufgabenstellung

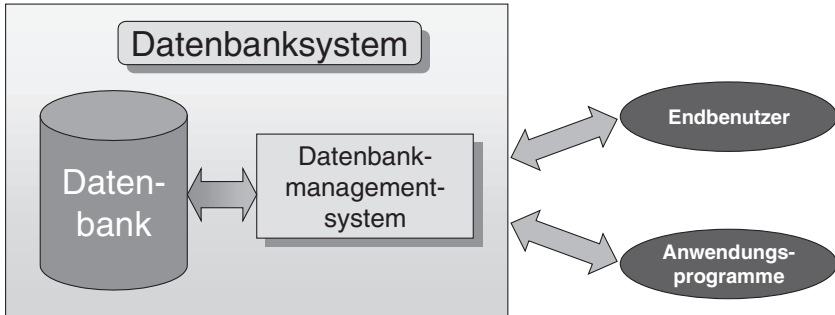


Abb. 10: Prinzipieller Aufbau von Datenbanksystemen

notwendigen Daten aus dem Data-Warehouse herauszufiltern und in den Kontext ihrer Aufgabenstellung zu setzen.

Im Gegensatz zu den Systemen für die Betriebsführung und den Handel, in denen ein schneller Zugriff auf die Daten erforderlich ist, steht dies beim Data-Warehouse nicht im Vordergrund. Ein Data-Warehouse stellt vielmehr ein Langzeitarchiv dar, in dem abgeschlossene Vorgänge aus den unterschiedlichen Unternehmensbereichen langfristig ablegt und nicht oder nur in Ausnahmefällen geändert werden [19].

37

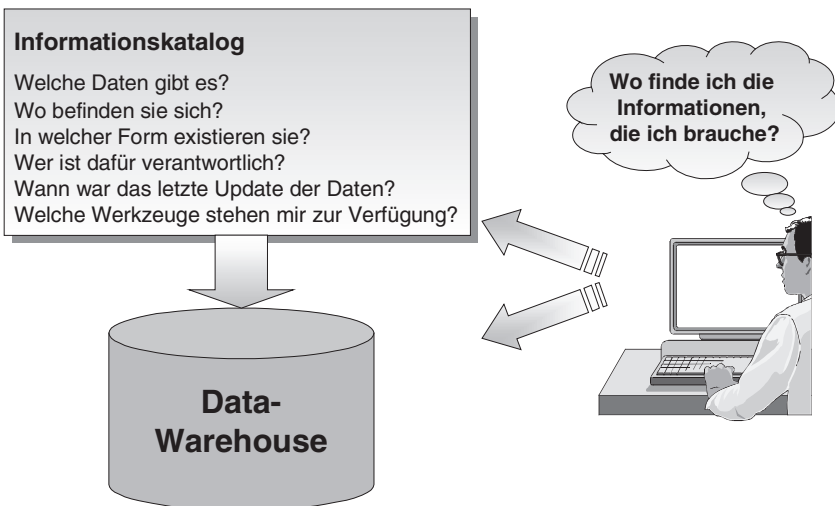


Abb. 11: Informationsbeschaffung mittels Data-Warehouse

- 38 Für die Verknüpfung der vorhandener Datenbestände zur Entscheidungsfindung und Generierung neuen Wissens stehen besondere Verfahren zur Verfügung. Ein Verfahren ist das so genannte **Data Mining**. Unter diesem Begriff werden Technologien zusammengefasst, mit deren Hilfe entscheidungsrelevante Informationen aus Datenbanken extrahiert werden können [20]. Als Beispiel sei an dieser Stelle die Anpassung der Produkte an die Bedürfnisse des Kunden oder Kundengruppen genannt. Dies ist am offenen Elektrizitätsmarkt von besonderer Bedeutung. Ziel der Unternehmen ist es, die bestehenden Kundenbindungen zu erhalten und Neukunden mit maßgeschneiderten Lösungen zu akquirieren [21]. Die Datenbanken der Unternehmen enthalten neben Adresse und Verkaufsdaten oft detaillierte, soziodemografische Informationen und Potenzialdaten. In entscheidungsrelevanten Fällen wurden diese Daten in der Vergangenheit jedoch wenig genutzt. Zur Analyse der Informationsverflechtungen wurden speziell ausgebildete Statistiker eingesetzt, die mit herkömmlichen statistischen Verfahren die vorhandenen Daten untersuchten. Data Mining ergänzt die statistischen Verfahren um neue Analysemethoden zur Automatisierung und Beschleunigung der Untersuchungsprozesse. Für diese Aufgabe werden unterschiedliche Methoden, wie künstlich neuronale Netze, selbstorganisierende Merkmalskarten (SOM), lineare Regression, genetische Algorithmen oder regelbasierte Systeme eingesetzt. Mithilfe dieser Verfahren können für das vorgestellte Beispiel folgende Fragen beantwortet werden:
- Welchen Kunden soll wann welches Angebot unterbreitet werden?
  - Welche Kundenbeziehungen sind gefährdet?
  - Wie stehen die Chancen für ein neues Produkt?
  - Welcher Ertrag lässt sich mit einer Kundengruppe erzielen?
  - Mit welchem Umsatz kann gerechnet werden?

- 39 Diese Fragestellungen machen deutlich, dass die Antwort meist nicht in einem einzelnen Datensatz zu finden ist. Vielmehr müssen die vorhandenen Daten miteinander in Beziehung gesetzt werden. Data Mining ermöglicht es dem Anwender, die Analyse großer Datenmengen bei vorgegebenen Fragestellungen durchzuführen, ist aber nicht in der Lage selbstständig die entscheidenden Frage zu generieren. An dieser Stelle ist immer noch das Wissen des Benutzers gefordert. Der Anwender muss kein ausgebildeter Statistiker mehr sein, aber über

Grundkenntnisse im Bereich der Datenanalyse verfügen. Der Einsatz von Data Mining kann damit ein sinnvolles Hilfsmittel zur Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit sein, wenn es richtig angewendet wird. Es stellt allerdings keine Globallösung zur Datenanalyse dar.

Um auf Daten gemeinsam zugreifen zu können, müssen entsprechende Schnittstellen und Zugriffsmechanismen geschaffen werden. Da die Systeme räumlich voneinander getrennt sind, muss auf **Netzwerktechnologien** zurückgegriffen werden. Diese können, wie in der Bürokommunikation üblich als LAN für den unternehmensinternen Informationsaustausch oder bei größerer Ausdehnung als WAN ausgelegt werden [22]. Für den Datenaustausch mit externen Partnern bietet sich das Internet als Lösung an (Abb. 12).

Im Zuge des intensiven Datenaustausches ist darauf zu achten, dass die Daten nur an berechnigte Empfänger gelangen. An den einzelnen Schnittstellen sind aus diesem Grund entsprechende Sicherheits- und

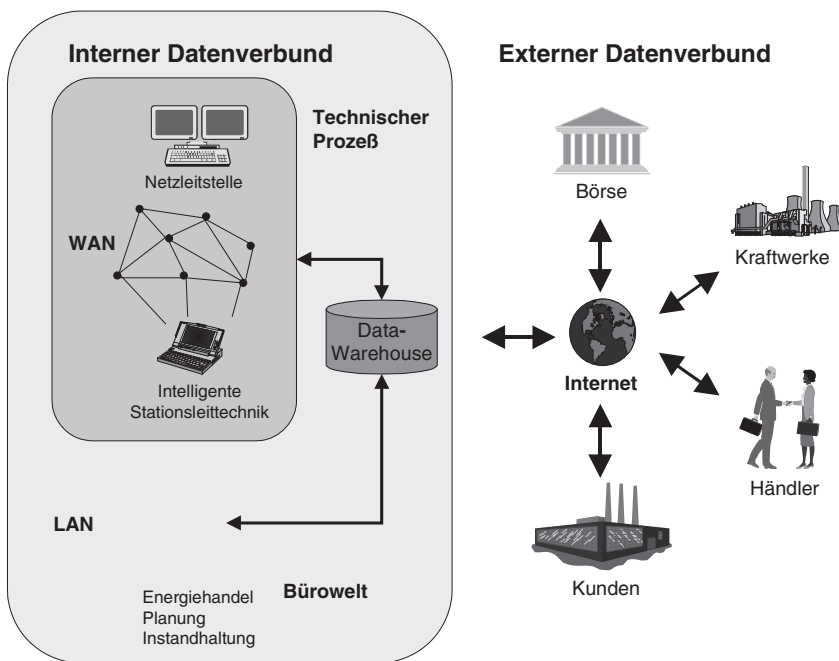


Abb. 12: Netzwerktechnologien zum internen und externen Datenaustausch

Zugriffsmechanismen, wie zum Beispiel Firewall-Einrichtungen, vorzusehen.

- 42 Da die in den Unternehmen eingesetzten Informationssysteme hohe Investitionen erfordern und über einen längeren Zeitraum eingesetzt werden, müssen neue Teilkomponenten in die vorhandene IT-Struktur integriert werden können. Die **Integration** unterschiedlicher Informationssysteme erfordert genormte Schnittstellen. Auf diese Weise lassen sich auch Software-Applikationen durch neue, an aktuelle Regelungen und Rahmenbedingungen angepasste Module ersetzen [23]. Dies kann durch den Einsatz weit verbreiteter, höherer Programmiersprachen erreicht werden. Langlebigkeit und Wiederverwendbarkeit von Software sind aber auch in der Forschung ein noch ungelöstes Problem. Insgesamt lassen sich folgende Forderungen an Software und Schnittstellen ableiten:
- leichte und schnelle Anpassung an neue Rahmenbedingungen,
  - festgelegte und genormte Schnittstellen,
  - offene Systemarchitektur,
  - Einbau von Sicherheitsmechanismen.
- 43 Der zunehmende Einsatz des Internet als Kommunikationsplattform lässt auf diese Technik abgestimmte Programmiersprachen, wie z. B. Java, als eine sinnvolle Entwicklungsumgebung für zukünftige Informationssysteme im Bereich der Elektrizitätswirtschaft erscheinen.

## 6 Ausblick

- 44 Das heute noch nicht absehbare Innovationspotenzial der Informationstechnologien wird auch im Bereich der Netzleittechnik und der Managementsysteme neue Anwendungen ermöglichen, aber auch Anstrengungen zur Erhaltung der Stabilität der Anwendungslösungen erzwingen. Durch die ständig steigenden Speicherkapazitäten, Übertragungsraten und bessere Performance wird den Einsatz von rechen- oder datenintensiven Anwendungen wie Multimedia, komplexe Visualisierungsmethoden (z. B. Virtual Reality) oder vollständige Nachbildung der technischen und wirtschaftlichen Prozesse auch in Bereichen mit hohen Anforderung an Aufschalt- und Verarbeitungszeiten interessant machen. Dabei sind besonders Anstren-

ungen für die benutzerfreundliche Darstellung komplexer Systemzusammenhänge zu unternehmen. Die kurzen Innovationszyklen in der Informationstechnik erfordern für künftige Entwicklungen einen modularen Lösungsansatz, damit partielle Verbesserungen ohne große Schwierigkeiten implementiert und integriert werden können. Dies gilt sowohl für den Software- als auch den Hardwarebereich, um bei der kontinuierlichen Weiterentwicklung den Anschluss und damit die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber anderen Marktteilnehmern nicht zu verlieren.

## Literatur

- [1] *Hajek, C.*: „Der Wettbewerb erfordert flexible Software-Architektur“, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Heft 4/1999
- [2] *Brugger, H., Eichler, R.*: „Netzleitstellen in einem deregulierten Energiemarkt – Anforderungen und Lösungen“, *Elektrizitätswirtschaft*, Heft 9/1999
- [3] *Niehörster, K.*: „Integrierte Lösungen für den liberalisierten Markt“, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Heft 5/2000
- [4] *Rügge, P.*: „Energiehandel erfordert neue Informationstechnologien“, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Heft 6/1999
- [5] *Tietze, E.-G.*: „Netzleittechnik – Rechner- und Übertragungstechnik, dezentrale Leittechnik und Netzleitstellen“, VDE-Verlag, 1995
- [6] *Koel, A.*: „Innovative Stationsleittechnik mit verteilten Rechnersystemen“ Dissertation Universität Dortmund, 1998
- [7] DIN 19244-Teil 4: „Fernwirkeinrichtungen und Fernwirksysteme – Anforderungen an die Leistungsmerkmale“, 1992
- [8] GIS und Internet-Tutorium: „<http://www.gis-tutor.de/>“
- [9] *Bernhardt, U., Lutz, W.*: „Einsatz von Geo-Informationssystemen in EVU“, *Elektrizitätswirtschaft*, Heft 18/1994
- [10] GIS-Lösungen für EVU: „<http://www.autodesk.de/einsatz/gis/gis-loes.htm>“
- [11] *Knackfuß, G.*: „Die neugeordnete Stromwirtschaft hat den Kunden im Visier“, *Elektrizitätswirtschaft*, Heft 13/1999

- [12] *Fritz, W., Bergmann, H., Trupke, H.:* „Effizientes Netznutzungsmanagement: IT-Lösungen für Verteilnetzbetreiber“, Elektrizitätswirtschaft, Heft 9/2000
- [13] *Schreiber, A.:* „Lösungen für den deregulierten Markt“, Elektrizitätswirtschaft Heft 9/1999
- [14] *Ebert, A.:* „Wettbewerb im Strommarkt: Anforderungen und IT-Lösungen“, Elektrizitätswirtschaft, Heft 21/1999
- [15] *Latkovic, K.:* „Stromhandel – Charakteristika, Betätigungsfelder, Anforderungen“ Elektrizitätswirtschaft, Heft 7/1999
- [16] *Bozern, K.:* „Risikomanagement bei Energieunternehmen“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 5/1999
- [17] *Burger, K.-M.:* „Risikomanagement beim Einsatz von Handels- und Finanzderivaten“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 3/1998
- [18] *Brugger, H., Nobach, U., Hönes, R., Vetter, T.:* „Data-Warehouse-Lösung für die Energiemanagementaufgaben eines Stromerzeugungsbereiches in einem wettbewerblichen Umfeld“, Elektrizitätswirtschaft, Heft 5/1999
- [19] *Mucksch, H., Behme, W.:* „Das Data Warehouse-Konzept – Architektur – Datenmodelle – Anwendungen“, Gabler-Verlag, 1998
- [20] Forum Database Marketing & Data Mining: „Data Mining eine Einführung“, <http://www.data-mining.de/miningmining.htm>
- [21] *Riedl, T., Witt, J.:* „Effektives Kunden- und Kontaktmanagement mit dem Energie-Vertriebsinformationssystem“, Elektrizitätswirtschaft, Heft 1–2/1999
- [21] *Hillmann, G.:* „Liberalisierung erfordert unternehmensweites Informationsmanagement“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 4/1999
- [22] *Major, C.:* „Zwischenbetriebliche Datenkommunikation im liberalisierten Energiemarkt: Anforderungen, Auswirkungen und Notwendigkeiten“, Elektrizitätswirtschaft, Heft 17–18/1999

# Leittechnik in Energiesystemen

## Übersicht

*Peter F. Elzer*

### Inhaltsverzeichnis

	<b>Rn.</b>		<b>Rn.</b>
1	1–7	5.2	Gerätetechnik (Hardware) 42–88
2	8–10	5.2.1	Rechenelemente 42–58
3	11–23	5.2.2	Speicherelemente 59–67
3.1	14–20	5.2.3	Programmtechnik (Software) 68–71
3.2	21–23	5.2.4	Betriebssysteme 72–75
4	24–36	5.2.5	Datenbanken 76–77
4.1	28–30	5.2.6	Grafiksoftware 78–79
4.2	31–36	5.2.7	Programmiersprachen 80–88
5	37–88	6	Mensch und Leitsystem 89–102
5.1	37–42	6.1	Die Mensch-Maschine- Schnittstelle 90–97
		6.2	„Human Factors“ 98–102
		7	Literatur

### Schlagwortübersicht

	<b>Rn.</b>		<b>Rn.</b>
Aktoren	11, 21 ff.	Digitalrechner	43
Analogtechnik	44	Dualsystem	47
Anwendungsschicht	29	Echtzeitbetriebssysteme	75
Anwendungssoftware	71	Echtzeitfähigkeit	49
Arbeitsspeicher	60	Echtzeitprogrammiersprachen	83
Betriebsleitebene	52	Echtzeitsoftware	70
CASE	87	Einzelleitebene	4
Computer Augmented Reality	78, 96	Fernwirktechnik	5f.
Darstellungsschicht	29	Flüchtige Speicher	63



	Rn.		Rn.
Funkstrecken	33	Relationales Datenmodell	76
Grundlagensoftware	71	ROM	61
Gruppenleitebene	4	Rundsteuertechnik	5, 7
Hintergrundspeicher	60	Sensoren	11, 15ff.
Human Factors	96	Sicherungsschicht	29
Informationsübermittlungsverfahren	28	Sitzungsschicht	29
Informationsübertragung	24ff.	Softwarekrise	68
Internet	26	Speicherpyramide	59
Interrupts	49	Spezialsprachen	85
Kraftwerksleittechnik	2	SPS	57
Leittechnik	1	Systemprogrammiersprachen	84
Lichtwellenleiter	34	Telefonieverbindung	32
LINUX	74	Trägerfrequenzsysteme	35
Magnetische Speicher	64, 65f.	Transportschicht	29
Mensch-Maschine-Schnittstelle	89ff.	Trashing	62
Multi-Media	96	Übertragungsschicht	29
Multiprozessorsystem	50	UMTS	26
Netzleittechnik	2	Universalprogrammiersprachen	82
Nichtflüchtige Speicher	64	UNIX	73
Objektorientierte Datenbank	76	Unternehmensleitebene	52
Optische Speicher	64, 67	Verarbeitungsverfahren	39f.
PC	74	Verarbeitungszweck	38
Peripheriespeicher	60	Verfahrensrealisierung	41f.
Prozessleitebene	4, 54	Vermittlungsschicht	29
Prozessrechner	55	Virtuelle Realität	78, 96
Pufferbatterien	63	Virtueller Speicher	62
RAM	61	Von-Neumann-Rechner	48
Rasmussen-Dreieck	99ff.	Zustandsgrößen	14
Register	60		

## 1 Begriffe und Definitionen

- 1 Einen ganz wesentlichen – und historisch auch sehr frühen – Teil der Informationstechnik in technischen Systemen stellt die **Leittechnik** dar, oft auch als „Automatisierungstechnik“ bezeichnet. Da letzterer Begriff aber falsch interpretiert werden kann, d. h. im Sinne eines „vollautomatischen“ Ablaufs der unterliegenden technischen Prozesse, hat sich stattdessen „Leittechnik“ eingebürgert. In Energiesystemen, speziell in der Netzleittechnik (s. u.) hatte die Leittechnik schon in den 70-er Jahren einen sehr hohen technischen Stand erreicht.

Gemäß der Definition in einem weit verbreiteten Universallexikon [1] versteht man unter Leittechnik „die Gesamtheit der informationsverarbeitenden und steuernden, v. a. mit elektronischen Mitteln arbeitenden Einrichtungen, Schaltungen u. a. (einschließlich ihrer Herstellung), die zur optimalen Führung von technischen Anlagen, Prozessen u. a. dienen. Wichtige Bereiche sind die bei der Erzeugung von Elektroenergie eingesetzte **Kraftwerks-L.** und die der optimalen Stromversorgung dienende **Netzleittechnik** [2].“ 2

Detaillierte und verbindliche Festlegungen weiterer mit der Leittechnik zusammenhängender Begriffe finden sich in DIN 19 222 [3]. Auf diese Norm wird, so weit notwendig, im Folgenden Bezug genommen werden. 3

In DIN 19 222 wird die „**Prozessleitebene**“ – das Thema dieses Unterkapitels – noch weiter untergliedert in (meist drei) „Unterebenen“: **Prozess-, Gruppen- und Einzelleitebene**. Zur Erläuterung wird in der Norm das in Abb. 1 dargestellte Beispiel angeführt. Abb. 2 veranschaulicht die innere Struktur der Leitebenen unter Einbezug der vierten Ebene, die die Kopplung zum Prozess herstellt. Die praktische Bedeutung dieser Ebenenmodelle geht aber weit über eine reine Begriffsklärung hinaus. Die einzelnen Ebenen unterscheiden sich deutlich durch einige technische Parameter. Einige davon zeigt Tab. 1. Auf Grund dieser Unterschiede werden auf den verschiedenen Ebenen meist grundsätzlich verschiedene Rechnertypen, Softwaretechniken und Informationsübertragungssysteme eingesetzt, die speziell auf die Anforderungen der jeweiligen Ebene zugeschnitten sind (vgl. Tab. 2). 4

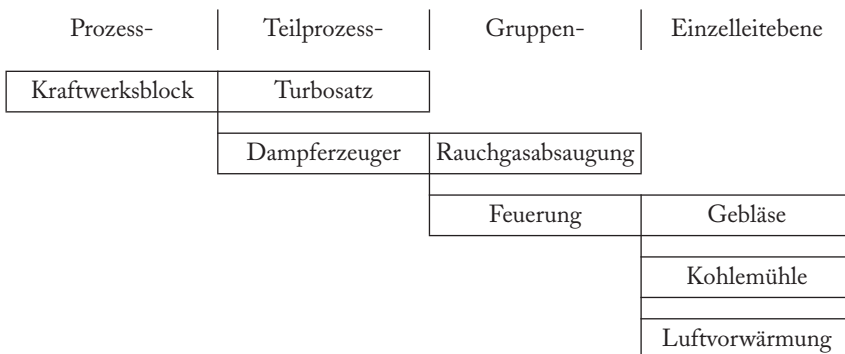


Abb. 1: Untergliederung der Prozessleitebene im Hinblick auf das überwachte technische System

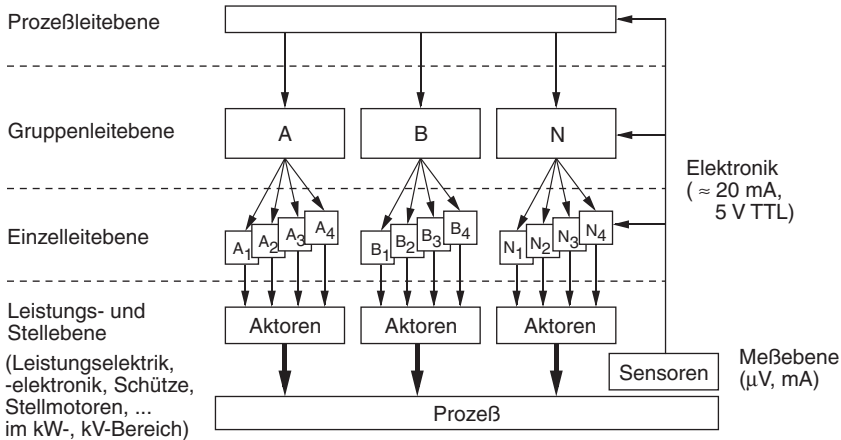


Abb. 2: Ebenen der Prozessleittechnik

Tab. 1: Technische Parameter der Leitebenen

Ebene	Reaktionszeiten	Datenmengen	erforderliche Zuverlässigkeit
1	Tage – Jahre	n × MB – n × GB	Standard
2	Stunden – Tage	n × kB – n × MB	hoch
3	msec – Stunden	n Bit – n × kB	sehr hoch
4	μsec – sec	1 Bit – 1 kB	sehr hoch (aber in der Praxis selten erreicht)

Tab. 2: Informationstechnik auf verschiedenen Leitebenen

Ebene	Rechnertypen	Informationsübertragung	Zuverlässigkeit durch
1	Workstations, leistungsfähige PC's	WAN, Internet	Speicherredundanz, Transaktionssicherung
2	wie bei 1	LAN, Ethernet	wie bei 1
3.1	Workstations, Echtzeitrechner, spezielle PC's	Ethernet, Profibus, Fernwirktechnik	Rechnerredundanz, spezielle Übertragungsprotokolle
3.2	Echtzeitrechner, („gehärtete“) PC's, speicherprogrammierbare Steuerungen	Profibus, Fernwirktechnik	wie bei 3.1
3.3	speicherprogrammierbare Steuerungen	wie bei 3.2	wie bei 3.1
4	Mikrocontroller, Signalprozessoren, spezielle Schaltungen	Fernwirktechnik, Rundsteuertechnik, ASI-Bus, CAN-Bus	wie bei 3.1

Spezielle Techniken für die Informationsübermittlung innerhalb von Leitsystemen sind die **Fernwirktechnik** [4] und die **Rundsteuer-technik**, die sich über Jahrzehnte auf Grund der besonderen Anforderungen der Leittechnik herausgebildet haben. 5

Die Fernwirktechnik ist ein Teilgebiet der Kommunikationstechnik. Gemäß [4] „dienen **Fernwirkanlagen** der Fernüberwachung und -steuerung zur Prozessführung räumlich entfernter Objekte mittels signalumsetzender Verfahren von einem oder mehreren Orten aus“. F. werden u. a. eingesetzt in Anlagen der Energieversorgung (Ferntransport und Großraumverteilung von Gas, Wasser, Öl und elektr. Energie), in Industrie und Verkehrsanlagen.“ 6

Das Einsatzgebiet der **Rundsteuertechnik** [5] ist im Gegensatz dazu auf elektrische Verteilprozesse beschränkt. Ihr Wirkungsprinzip besteht darin, dass über das Stromnetz selbst – meist mithilfe von Tonfrequenzsignalen – Information übertragen wird. Rundsteueranlagen ermöglichen z. B. die Steuerung von elektrischen Energieverbrauchern und damit Lastmanagement. 7

## 2 Struktur einer Leiteinrichtung

Abb. 3 zeigt die grundsätzliche Aufgabenverteilung innerhalb eines Leitsystems in Bezug auf die Behandlung von Information. Wichtig ist dabei, dass der Mensch als schlussendlich entscheidendes Überwachungs- und Kontrollorgan in die Auslegung eines Leitsystems einbezogen werden muss. Dies wurde deshalb schon in DIN 19 222 berücksichtigt. 8

Außerdem ist bei Maßnahmen zur Erhöhung der Sicherheit und Zuverlässigkeit von Leitsystemen zu beachten, dass sie nicht isoliert auf einzelne Komponenten und Subsysteme beschränkt sein dürfen, sondern die ganze dargestellte Wirkungskette umfassen müssen. 9

Wegen der grundlegenden Bedeutung dieser Struktur wurde sie auch als Gliederungsschema für das vorliegende Kapitel verwendet. In der untersten Zeile von Abb. 3 finden sich deshalb die Nummern der zugehörigen Unterabschnitte. 10

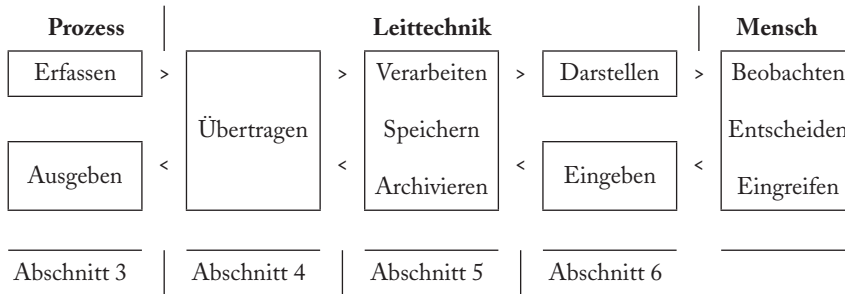


Abb. 3: Struktur einer Leiteinrichtung

### 3 Die Schnittstelle zum Prozess

- 11 Die Mess- und Stellebene umfasst die Geräte, die der eigentlichen Ankopplung des Leitsystems an den technischen Prozess dienen – die **Sensoren** und **Aktoren**, sowie deren Versorgung mit Hilfsenergie und die für die Weiterleitung von Mess- und Stellsignalen notwendigen Leitungen.
- 12 Nach [6] „beschaffen Sensorsysteme maschinell weiterverarbeitbare Informationen über Produkt- und Prozesseigenschaften und darüberhinaus auch für die Anlagensicherheit, den Umwelt- und Arbeitsschutz ... Mithilfe der Aktorsysteme erfolgt die Beeinflussung des Prozesses, indem die Material- und Energieströme in der Anlage gesteuert und geregelt werden.“
- 13 Obwohl technisch eigentlich Bestandteil der Leittechnik, wird diese Ebene wegen des Materialumfangs und der Menge an Details in einem eigenen Kapitel näher betrachtet werden. An dieser Stelle sollen lediglich einige grundsätzliche Aspekte herausgearbeitet werden, die dazu notwendig sind, um ihre Bedeutung im Rahmen der Gesamtauslegung eines Leitsystems besser einordnen zu können.

#### 3.1 Erfassen der Information aus dem Prozess

- 14 Für die sachgerechte Leitung eines Prozesses ist es von fundamentaler Bedeutung, jederzeit zutreffende Informationen über seinen Zustand zu besitzen. Dabei kann es sich handeln um:
  - Messgrößen (z. B. Spannung, Strom, Durchfluss, Druck, Temperatur),

- Zählgrößen (z. B. Bezug elektrischer Energie) oder
- Binärsignale (z. B. Stellungsmeldungen, Alarmer).

Da Sensoren (leider noch) eine der hauptsächlichen Fehlerquellen in Prozessleitsystemen sind, muss bei ihrer Auswahl mit großer Sorgfalt vorgegangen werden. Wichtige Kriterien bei ihrer Auswahl und Beschaffung sind (nach [5]): **15**

- Messempfindlichkeit,
- Zeitverhalten,
- Nachweisgrenzen,
- Zuverlässigkeit,
- Verhalten gegenüber äußeren Einflüssen,
- Instandhaltung.

Moderne Messeinrichtungen zeichnen sich dadurch aus, dass sie die erfassten Werte bereits „vor Ort“ („dezentral“) von der analogen in eine digitale Form überführen. Dadurch wird die Übertragung der Werte an die eigentliche Leiteinrichtung sowohl kostengünstiger als auch sicherer (vergl. 10420 und 10460). **16**

Für die Beurteilung der Beherrschbarkeit eines Prozesses ist es auch wichtig, zu wissen, ob die dazu notwendigen Messgrößen jederzeit (real-time) verfügbar sind (wie z. B. eine elektrische Spannung) oder nur durch Entnahme einer Probe des Prozessgutes und deren (mit Zeitaufwand verbundene) gesonderte Analyse gewonnen werden können. **17**

Weiterhin ist zu berücksichtigen, welche Ersatzwerte für Fälle bereitgestellt werden müssen, in denen reale Messwerte nicht zur Verfügung stehen. Das kann dadurch bedingt sein, dass die betreffende Größe mit gegenwärtigen technischen Mitteln nicht (sinnvoll) messbar ist oder dadurch, dass das Messgerät vorübergehend ausgefallen ist. Im ersten Fall ist zu untersuchen, ob die nicht verfügbare Messgröße aus anderen (messbaren) Größen abgeleitet werden kann. Ist auch dies nicht mit der notwendigen Qualität möglich, muss im Zweifelsfall ein anderes Verfahren zur Leitung des Prozesses gewählt werden. Im zweiten Fall werden (meist durch ein Interpolationsverfahren) so lange „synthetische“ Ersatzmesswerte bereitgestellt, bis die Messeinrichtung wieder korrekt funktionsfähig ist. Hierbei ist aber darauf zu achten, dass nicht zu lange Zeit mit solchen Ersatzwerten gearbeitet wird. **18**

- 19 Wegen der schon erwähnten Probleme mit der Zuverlässigkeit von Sensoren ist auch darauf zu achten, dass fehlerhafte Messwerte so früh wie möglich erkannt werden. Am besten geschieht dies durch sog. „intelligente Sensoren“, d. h. Messeinrichtungen, die durch eingebaute Rechenleistung in der Lage sind, z. B. Plausibilitätsprüfungen durchzuführen und ggf. Messungen zu wiederholen. In besonders kritischen Fällen ist durch Mehrfachauslegung („Redundanz“, „2 aus 3“) der Messeinrichtung dafür zu sorgen, dass unter allen sinnvollerweise zu erwartenden Betriebsbedingungen ein gültiger Messwert zur Verfügung steht.
- 20 Da Messeinrichtungen in der Energietechnik üblicherweise besonders harten Umweltbedingungen (elektromagnetische Störungen, Temperaturschwankungen, Witterungseinflüsse, etc.) ausgesetzt sind, ist dafür Sorge zu tragen, dass sie durch ihre Konstruktion gegenüber solchen Einflüssen „gehärtet“ sind. Andernfalls sind sie in geeignete Schutzgehäuse einzubauen.

### 3.2 Beeinflussung des Prozesses

- 21 Die zur Beeinflussung des Prozesses dienenden Aktoren (Leistungsschalter, Trenner, Stelltransformatoren, Rohrleitungsschieber, Stellantriebe, etc.) sind in der Energietechnik üblicherweise selbst so große, komplexe und teure Geräte, dass zu ihrem sachgerechten Betrieb teilweise eigene leittechnische Gerätefamilien geschaffen wurden (z. B. „Leittechnik in Schaltanlagen“, Schutzeinrichtungen, etc.).
- 22 Im Zuge der immer weiter fortschreitenden „Dezentralisierung“ der Prozessleittechnik hat es sich auch eingebürgert, dass diese Geräte von der übergeordneten Leitebene als eigenständige „Unterprozesse“ behandelt werden. Sie erhalten nur noch Sollwerte mitgeteilt (z. B. Endstellung eines Schiebers). Der eigentliche Stellvorgang wird dann durch im Gerät selbst (oder in seiner unmittelbaren Nähe) untergebrachte Leiteinrichtungen („ausgelagerte Intelligenz“) gesteuert.
- 23 Für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Betriebs des übergeordneten Prozesses ist aber entscheidend wichtig, dass diese lokalen Leiteinrichtungen dafür sorgen, dass sowohl die korrekte Erfüllung der ihnen übertragenen Leitaufgaben als auch eventuelle Störungen an die höheren Leitebenen übermittelt werden. In der elektrischen Netz-

leittechnik gibt es dafür den schönen Satz: „Ein Schaltbefehl gilt erst dann als ausgeführt, wenn die Rückmeldung der neuen Schalterstellung im Netzabbild der Zentrale abgelegt ist“.

## 4 Übertragen der Information

In der Energietechnik muss üblicherweise die Zuverlässigkeit der Informationsübertragung sehr hohen Anforderungen genügen. So muss z. B. in der Netzleittechnik ein Schaltbefehl mit einer Fehlerwahrscheinlichkeit übertragen werden, die kleiner ist als  $10^{-10}$ . Außerdem müssen Eingriffe von Unbefugten, die den sicheren Betrieb gefährden könnten, weitestgehend ausgeschlossen werden. Als erschwerende Randbedingungen kommen hinzu:

- Energiesysteme haben üblicherweise eine sehr große räumliche Ausdehnung (mehrere tausend Kilometer sind keine Seltenheit),
- die Bandbreite der verfügbaren Übertragungswege entspricht nicht immer den von der Datentechnik her gewohnten Standards und
- der Störelast der Übertragungswege ist wegen großer Leitungslängen, Witterungseinflüssen und häufiger elektromagnetischer Einstrahlungen relativ hoch.

Deshalb wurde der Qualität der Informationsübertragung in Energiesystemen traditionell viel Aufmerksamkeit gewidmet. Dadurch entstand aber auch eine große Vielfalt an Übertragungstechniken und -protokollen. Das wurde wiederum dadurch begünstigt, dass sich die Unternehmen der Energiebranche (v. a. die Stromversorger) unabhängig vom Postmonopol eigene Kommunikationssysteme aufbauten („Versorgungsgebiet = Informationsübertragungsgebiet“).

In dieser Beziehung ist seit einigen Jahren ein Umbruch zu beobachten. Vor allem die breite Akzeptanz und der schnelle Ausbau des „Internet“ veranlassen die Unternehmen der Energiebranche, ihre traditionellen Methoden der Informationsübertragung zu überdenken. Dazu kommt, dass einige Energieversorger inzwischen selbst auf dem Telekommunikationsmarkt tätig sind. Außerdem stellt die Liberalisierung des Energiemarktes neue Anforderungen an Geschwindigkeit, Flexibilität und Reichweite der Informationsübertragung. Die Verfügbarkeit noch leistungsfähigerer Informationsübertragungstechniken (z. B. UMTS) wird in naher Zukunft zu weiteren Änderungen



rungen führen. Dadurch zwar sind zwar einerseits Kostenreduktion und schnellere Anpassung an den allgemeinen technischen Fortschritt zu erwarten, andererseits treten neue Probleme auf. Insbesondere müssen Vorkehrungen gegen unbefugtes Eindringen in die Informationskanäle („Hacken“) der Energieversorgungsunternehmen getroffen werden, durch das – unabsichtlich oder absichtlich – Betriebsstörungen verursacht werden können.

- 27 Es erscheint deshalb angebracht, im Rahmen dieses Kapitels nicht im Detail auf die speziellen Eigenschaften bestehender Informationsübertragungsverfahren einzugehen, sondern allgemeine Gesichtspunkte darzustellen, nach denen im Einzelfall spezielle Übertragungsverfahren auf ihre Brauchbarkeit für konkrete Einsatzfälle beurteilt werden können.

#### 4.1 Das ISO/OSI-Modell

- 28 Als international maßgebliches Rahmenwerk für die Strukturierung und Einordnung von Informationsübermittlungsverfahren hat sich das sog. „Open Systems Interchange (OSI)-Modell“ der „International Standards Organization“ (ISO) [7] bewährt. Sein Prinzip ist in Abb. 4 dargestellt. Seine allgemeine Brauchbarkeit beruht u. a. darauf, dass es nicht im Einzelnen vorschreibt, wie z. B. Codierungsverfahren

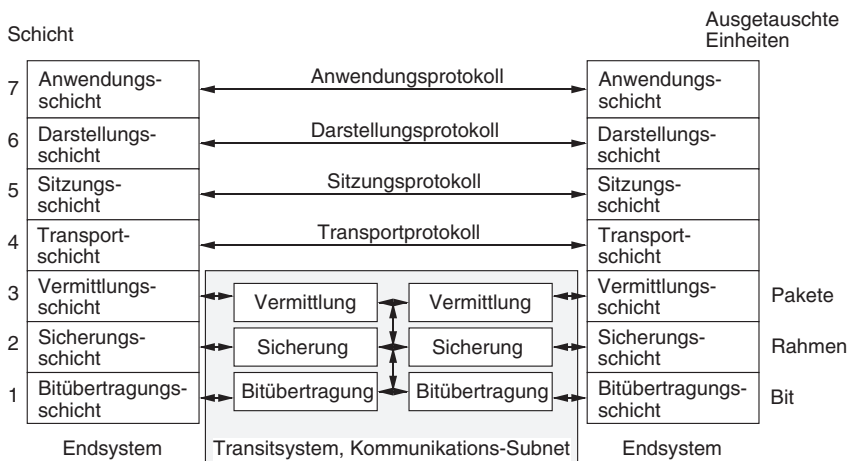


Abb. 4: Das ISO/OSI-Schichtenmodell

oder Kommunikationsprotokolle auszusehen hätten, sondern Rahmenbedingungen vorgibt, die diese in bestimmten Betriebssituationen einzuhalten haben.

Die einzelnen Schichten des Modells umfassen jeweils folgende Funktionen: 29

- 1 *(Bit-)Übertragungsschicht:* In dieser Schicht erfolgt der eigentliche (physikalische) Transport der – heute meist digitalisierten – Information.
- 2 *Sicherungsschicht:* Auf dieser Schicht wird den „Nutzdaten“ Sicherungsinformation hinzugefügt. Dies kann entweder dadurch geschehen, dass in die Codierung selbst zusätzliche („redundante“) Bits eingebaut werden, die die Erkennung oder sogar Korrektur von Übertragungsfehlern durch die Empfangseinheit gestatten, oder dass den Nutzdaten Sicherungsinformation vor- („Header“) und/oder nachgeschaltet („Trailer“) wird.
- 3 *Vermittlungsschicht:* Hier erfolgt die Auswahl des Paketleitweges zum Bestimmungsort (= Rechner).
- 4 *Transportschicht:* Stellt sicher, dass eine vollständige Nachricht auf dem durch Schicht 3 festgelegten Weg transportiert wird.
- 5 *Sitzungsschicht:* Sorgt dafür, dass eine Zwei-Wege-Kommunikation aufrechterhalten wird, während der mehrere Nachrichten übertragen werden können.
- 6 *Darstellungsschicht:* Sorgt für die örtlich interpretierbare Codierung/ Decodierung der Nachrichteninhalte.

*Anm.*

auf dieser Schicht können trotz aller Standardisierungsbemühungen Inkompatibilitäten auftreten, wie z. B.:

Die Mehrzahl aller Rechner benutzt ASCII-Codierung, IBM manchmal noch EBCDIC. Konsequenz (bei unbedachter Kombination): verstümmelte Texte.

Intel-Prozessoren nummerieren Bytes von rechts nach links, Motorola von links nach rechts. Konsequenz (bei unbedachter Kombination): schwere Rechenfehler!

- 7 *Anwendungsschicht:* Auf dieser Ebene kommunizieren Menschen, technische Prozesse oder Anwendungsprogramme miteinander.

- 30 All diese Zusatzinformationen müssen natürlich der ursprünglich versandten Information hinzugefügt und mit ihr zusammen übertragen werden. Deshalb kann in der Praxis nie davon ausgegangen werden, dass die auf einem Übertragungsweg technisch mögliche Übertragungsrates auch für die Übertragung von „Nutzinformatiön“ zur Verfügung steht.

## 4.2 Übertragungsmedien

- 31 Als Informationsübertragungsmedien in der Energiesystemtechnik werden praktisch alle heute dafür verfügbaren Techniken verwendet. Bedingt durch die besonderen Anforderungen des Betriebs werden allerdings manchmal gegenüber den Anwendungen im öffentlichen Bereich abweichende Betriebsweisen gewählt.
- 32 **Telefonieverbindungen** werden aus Gründen der Verfügbarkeit und Zugriffsgeschwindigkeit weniger als Wählverbindungen denn als (unternehmenseigene) Standleitungen aufgebaut. Ein Teil der verfügbaren Bandbreite kann als Datenübertragungsleitung niedriger Bandbreite für Fernwirkverbindungen genutzt werden.
- 33 **Funkstrecken** werden in unwegsamem Gelände und bei sehr großer Ausdehnung des Energieversorgungsunternehmens eingesetzt. Sie sind meist als Richtfunkverbindungen im Zentimeterwellenbereich ausgeführt, jedoch wird auch Satellitenübertragung genutzt. Für die Übertragung von Rundsteuersignalen wird in manchen Fällen der öffentliche Langwellenfunk herangezogen.
- 34 **Lichtwellenleiter** gewinnen wegen ihrer hohen Bandbreite und ihrer relativen Unempfindlichkeit gegen elektromagnetische Störungen immer mehr an Bedeutung. Ein besonderer Vorteil ist, dass sie zusammen mit Hochspannungsleitungen auf den unternehmenseigenen Trassen verlegt werden können. Dabei sind verschiedene Bauformen möglich.
- 35 **Trägerfrequenzsysteme** in verschiedenen Ausführungsformen sind in der Elektrizitätsversorgung verbreitet. Am bekanntesten ist die Rundsteuertechnik, bei der über das Stromnetz selbst Tonfrequenzimpulse zu Steuerzwecken vom Erzeuger zu den Verbrauchern übertragen werden. Seit Jahren arbeitet man auch an Techniken zur Übertragung von Information in umgekehrter Richtung („Rückkanal“).

Jedoch scheinen die Probleme noch nicht ganz gelöst, die mit dem niedrigen Energiepegel der von Verbrauchern ausgesandten Signale zusammenhängen.

An der Einsetzbarkeit dieser verschiedenen Techniken ändert sich auch beim Übergang von unternehmenseigenen zu öffentlichen Übertragungsmedien nichts. Man muss allerdings abwägen zwischen dem Vorteil der geringeren Kapitalbindung einerseits und der möglicherweise geringeren Verfügbarkeit und Absicherbarkeit gegen Eindringlinge andererseits. Ein wesentlicher Unterschied besteht aber in den verwendeten Strukturen. 36

## 5 Verarbeiten, Speichern und Archivieren

### 5.1 Verfahren

Bei der Verarbeitung der Information aus dem Prozess ist zu unterscheiden zwischen **Zweck, Verfahren** und **Realisierung**. 37

Der **Zweck** wird in jeweils anderen Kapiteln beschrieben. Er kann z. B. in der Ertragsoptimierung eines EVU, Schadstoffminimierung, Verbrauchsvorhersage, Archivierung von Betriebsdaten, Optimierung der Wartung von Anlagen oder der optimalen Regelung einer Energieerzeugungsanlage bestehen. 38

Dafür eingesetzte **Verfahren** sind z. B. lineare Programmierung, Lastflussrechnungen, klassische Regelungstechnik, Expertensysteme, Fuzzy Logic, Neuronale Netze, fallbasiertes Schließen, lernende Systeme, etc. Sie werden ebenfalls in eigenen Abschnitten näher erläutert. 39

Bezüglich beider Gesichtspunkte werden sich in Zukunft Weiterentwicklungen ergeben. So muss z. B. die Energieversorgung der Zukunft unter den Randbedingungen eines liberalisierten Energiemarktes und im Energiemix arbeiten. Dadurch werden noch höhere Anforderungen an die Leittechnik gestellt. So müssen z. B. Präzision und Geschwindigkeit von Planungs- und Überwachungsverfahren erhöht werden und bisher auf getrennte Branchen spezialisierten Verfahren integriert werden. Auch im Detail werden Innovationen erforderlich sein. So setzt z. B. die Erzeugung bestimmter alternativer Energien die Beherrschung komplexer chemischer Prozesse voraus 40

oder die optimale Ausnutzung der Windkraft stellt die Regelungstechnik vor neue Aufgaben.

- 41 Die Grundlage der **Realisierung** der Verfahren werden von der Gerätetechnik (= Hardware) auf absehbare Zeit die Digitalrechner in ihrer heute bekannten Form bleiben. Ebenso haben sich bezüglich der Programmtechnik (= Software) in nunmehr über 40 Jahren der Entwicklung bewährte Konzepte herausgebildet.
- 42 Der Titel dieses Abschnitts wurde aber mit Bedacht so gewählt, dass er mehr umfasst als nur die Verarbeitung der Information. Die Erfahrung lehrt leider, dass bei Entwurf, Realisierung und Betrieb von Informationsverarbeitungssystemen meist ausreichend Sorgfalt auf den Aspekt der Verarbeitung verwandt wird, dass aber die Speicherung der Information oder gar ihre Archivierung so lange eher stiefmütterlich behandelt werden, bis durch den Verlust wichtiger Daten finanzielle Verluste oder Betriebsstörungen verursacht werden. Es soll deshalb dringend darauf hingewiesen werden, diesen Teilaspekten der Informationsverarbeitung mindestens die gleiche Aufmerksamkeit zu widmen wie z. B. der Realisierung von Algorithmen.

## 5.2 Gerätetechnik (Hardware)

### 5.2.1 Rechenelemente

- 43 Die heute übliche Hardware zur Informationsverarbeitung ist – mit verschwindend geringen Ausnahmen – der „**Digitalrechner**“. Der Name ist abgeleitet von lat. „Digitus“ (= Daumen, Finger) und steht für das Rechnen mit aus Ziffern aufgebauten Zahlen, also endlichen, scharf voneinander unterschiedenen Größen. Die Buchstaben von Texten werden durch Ziffern dargestellt („codiert“), Grafiken durch Bildpunkte („Pixel“), deren Farb- und Helligkeitswerte wiederum durch Zahlen beschrieben werden.
- 44 Im Gegensatz dazu ist es mit der bis vor einiger Zeit wesentlich weiter verbreiteten „**Analogtechnik**“ möglich, physikalische Größen direkt durch „ähnliche“ („analoge“) – meist elektrische – Größen in der Informationsverarbeitungsanlage darzustellen. Durch entsprechende Schaltungen lassen sich selbst komplizierte mathematische Operationen – wie z. B. Integrationen – sehr schnell durchführen.

- Beide Techniken haben ihre Vor- und Nachteile und es war jahrzehntelang speziell für Entwickler und Anwender in der Leittechnik nicht in jedem Einzelfall leicht zu entscheiden, ob eine bestimmte Funktionalität besser durch analoge oder digitale Technik zu erreichen sei. 45
- Seit wenigen Jahren hat sich aber auf praktisch allen Gebieten die Digitaltechnik durchgesetzt. Dies erspart in vielen Fällen die erwähnte Entscheidung. Trotzdem muss man sich der speziellen Probleme bewusst sein, die z. B. dadurch entstehen, dass alle physikalischen Größen digitalisiert werden müssen. Dem steht der große praktische Vorteil gegenüber, dass digitalisierte Information (bei geeigneter Codierung) im Gegensatz zu solcher in analoger Darstellung ohne Qualitätsverlust transportiert und gespeichert werden kann. Selbst eine Archivierung über beliebig lange Zeiträume ist möglich – wenn man Vorkehrungen dafür trifft, dass die Information rechtzeitig vor „Zerfall“ ihrer Trägersubstanz oder Veraltung ihrer Codierung wieder auf ein frisches Trägermedium kopiert wird! 46
- Praktisch alle heute eingesetzten Digitalerechner arbeiten im „**Dualsystem**“, bei dem alle Zahlen mit Hilfe von Vielfachen der Zahl 2 dargestellt werden. Die Gründe dafür liegen in der Einfachheit und Effizienz der entsprechenden Schaltungen, da es nur zwei Ziffern gibt: „O“ und „L“. Außenstehende haben aber manchmal Schwierigkeiten mit dem Übergang zwischen dieser Darstellungsweise und der im täglichen Leben üblichen Zehnerdarstellung von Zahlen. 47
- Schließlich ist zu beachten, dass der strukturelle Aufbau der überwältigenden Mehrzahl aller heute eingesetzten Digitalrechner in den Jahren 1946/47 von John von Neumann festgelegt wurde („**Von-Neumann-Rechner**“). Diesen hier darstellen zu wollen, würde zu weit führen, Es ist aber wichtig zu wissen, dass das Konstruktionsprinzip einerseits von großer Eleganz und Effizienz ist, was die Schaltungstechnik angeht, aber andererseits dazu zwingt, auch die einfachsten mathematischen Operationen in komplexe Programme aufzulösen, die dann streng schrittweise („sequenziell“) abgearbeitet werden müssen. 48
- Konsequenzen daraus waren ursprünglich, dass digitale Informationsverarbeitung deutlich langsamer war als analoge und dass Digitalrechner nicht auf externe Stimuli reagieren konnten. Letzteres ist aber in der Leittechnik unumgänglich. Das Geschwindigkeitsproblem 49

wurde weitgehend durch die zunehmende Geschwindigkeit digitaler Schaltungen gelöst, das Problem der Reaktion auf externe Stimuli durch die Erfindung des „**Interrupts**“, einer rechnerinternen Maßnahme, durch die die Abarbeitung eines Programmes unterbrochen und die eines anderen veranlasst werden kann. Dadurch wurden die Digitalrechner „**echtzeitfähig**“.

- 50 Bei sehr hohen Geschwindigkeitsanforderungen – wie sie in der Leittechnik und vor allem in der Telekommunikation durchaus auftreten können – empfiehlt es sich aber, für jede einzelne Verarbeitungsaufgabe („Prozess“, „Task“) einen eigenen Prozessor zu verwenden, um sich nicht auf die Rechtzeitigkeit des Umschaltvorganges verlassen zu müssen („Multiprozessorsystem“) oder aber – in Extremfällen – digitale Spezialrechner einzusetzen, die nicht nach dem von-Neumann-Prinzip arbeiten.
- 51 In allen anderen Fällen jedoch werden – wie schon in Tabelle 2 angedeutet – auf allen Ebenen der Informationsverarbeitung im Unternehmen lediglich verschiedene Ausführungsformen des gleichen Universalrechnerprinzips eingesetzt, die sich nur durch die unterschiedliche Ausprägung einzelner Komponenten unterscheiden.
- 52 Traditionell werden auf der **Unternehmens-** und **Betriebsleitebene** die leistungsfähigste Rechnerausrüstung mit den umfangreichsten Speichermöglichkeiten eingesetzt. Der Grund dafür ist, dass hier sehr große Datenmengen verarbeitet und über lange Zeit aufbewahrt werden müssen. Jedoch haben sich Charakter und Einsatzform der Rechnerausrüstung grundlegend geändert. Zunächst wurden mittlere bis große Modelle (hauptsächlich der Firma IBM) in einem zentral organisierten Rechenzentrumsbetrieb („closed shop“) eingesetzt. Die Benutzer lieferten ihre Rechenaufträge („jobs“) dort ab und erhielten die Ergebnisse innerhalb von Stunden oder Tagen zurück („batch Betrieb“). Dann bekamen sie die Möglichkeit, vom Schreibtisch aus über mit dem Rechner verbundene Datensichtgeräte („dumb terminals“) Programme auf dem (immer noch) zentralen Rechner selbst einzugeben und die Bearbeitung ihrer Rechenaufträge zu steuern („on-line“, „time-sharing“ Betrieb. Nach und nach wurden immer mehr Verarbeitungsfunktionen in die Terminals ausgelagert („smart terminals“), bis schließlich mit der Verfügbarkeit leistungsfähiger Kleinrechner die Rechenleistung in Form eines Netzwerkes über den ganzen Betrieb

verteilt ist. Lediglich die Archivierung von Daten erfolgt noch zentral mithilfe von speziellen Datenbankrechnern.

Zur Zeit geht der Trend dahin, jedem Mitarbeiter die benötigte Datenverarbeitungskapazität in Form eines transportablen Rechners („Laptop“) zur Verfügung zu stellen, sodass selbst auf Reisen z. B. aktuelle Produktdaten jederzeit zur Verfügung stehen. Die Vernetzung mit und innerhalb der Firma kann jederzeit von jedem Anschluss an die öffentlichen Datennetze aus erfolgen („virtuelles Unternehmen“). Durch die neuen drahtlosen Netzwerkdienste wird derzeit auch diese letzte Ortsabhängigkeit abgebaut. 53

Innerhalb der **Prozessleitebene** herrscht aus technischen Gründen eine wesentlich größere Gerätevielfalt. Dies wird aus den Tabellen 1 und 2 sowie aus Abbildung 2 deutlich. Es zeigen sich z. B. folgende Probleme: 54

- Die Anforderungen an die Reaktionszeiten innerhalb der Ebenen 3 und 4 unterscheiden sich um bis zu 9 Zehnerpotenzen.
- Die Anforderungen an die Ausfallsicherheit der einzelnen Rechnerkomponenten sind ebenfalls um mehrere Zehnerpotenzen höher als auf den Ebenen 1 und 2.
- die Anzahl der Steuer- und Regelgeräte ist – vor allem auf Ebene 3.3 – häufig so groß (z. B.  $n \times 10\,000$  Mikroprozessoren in einem Kraftwerk), dass jedes einzelne möglichst einfach und preiswert sein muss.
- Für viele mess- und regeltechnische Verfahren müssen häufig auch spezielle informationsverarbeitende Komponenten eingesetzt werden, z. B. Mikrocontroller mit auf dem Rechnerchip integrierten Analog-Digital-Wandlern (ADC's).

Die über Jahrzehnte hinweg typischen Rechner für die gesamte Ebene 3 waren spezielle **Echtzeit-** oder **Prozessrechner**, die von einer Reihe von Firmen angeboten wurden und teilweise noch werden (DEC, Honeywell, Hewlett-Packard, Siemens, AEG, Foxborough, etc). Diese Rechner zeichnen sich vor allem durch ausgefeilte Mechanismen zur Interruptverwaltung und durch hohe Betriebssicherheit aus. Wegen des damit verbundenen beträchtlichen technischen Aufwandes und der im Vergleich zu Bürorechnern sehr geringen Stückzahlen waren sie aber immer relativ teuer und werden deshalb heute 55



nur noch eingesetzt, wenn sie auf keinen Fall durch einen anderen Rechnertyp ersetzt werden können.

- 56 Die Gerätepalette umfasst inzwischen in Ebene 3.1 neben den auch in Ebene 1 und 2 eingesetzten PC's in manchen Anwendungsgebieten (wie z. B. der Netzleittechnik) die im technisch-wissenschaftlichen Bereich üblichen Workstations (z. B. von SUN oder DEC). Wegen der Bedeutung grafischer Darstellungen für die Prozessbeobachtung ist hier vor allem eine hohe Grafikleistung erforderlich. Der Einsatz von PC's in den Ebenen 3.1 und 3.2 ist (hauptsächlich wegen der Unzuverlässigkeit der dafür üblichen Betriebssysteme) immer noch umstritten, gewinnt aber immer mehr an Verbreitung. Spezielle, „gehärtete“, Industrie-PC's, die auch unter erschwerten Umweltbedingungen ein befriedigendes Ausfallverhalten zeigen, haben sich schon bewährt.
- 57 Die weitaus verbreitetste Gerätefamilie auf den Ebenen 3.2 und 3.3 sind aber die „speicherprogrammierbaren Steuerungen“ (SPS), die von praktisch allen namhaften in der Automatisierungstechnik tätigen Firmen angeboten werden. Sie zeichnen sich vor allem durch große Flexibilität im Einsatz, Modularität, Robustheit, industrietypische Aufbautechnik und ein preislich sehr weit gefächertes Angebot aus.
- 58 Auf Ebene 4 dagegen sind wegen der Unterschiedlichkeit der verschiedenen Anwendungen und des gerade erst beginnenden Einsatzes digitaler Komponenten noch kaum Standardsysteme auf dem Markt. Bei der Entwicklung „intelligenter“ Sensoren und Aktoren muss noch vielfach auf Einzelkomponenten (Mikrocontroller) zurückgegriffen werden, um die herum die notwendigen Schaltungen zur Kopplung mit den physikalischen Endgeräten entwickelt werden.

### 5.2.2 Speicherelemente

- 59 Abbildung 5 zeigt ein in der Datenverarbeitungsliteratur sehr häufig verwendetes Schema – die „Speicherpyramide“. Es erläutert die Einsatzbereiche der verschiedenen Medien zur Speicherung digitaler Daten in Bezug auf ihre Zugriffsgeschwindigkeit, ihr Speichervolumen und ihren Preis. Bei der Auslegung von Informationsverarbeitungssystemen ist dies eine sehr wichtige Abwägung, da z. B. zu kleine oder zu langsame Speicher die Verarbeitungsleistung mehr beeinträchtigen können als ein etwas unterdimensionierter Prozessor.

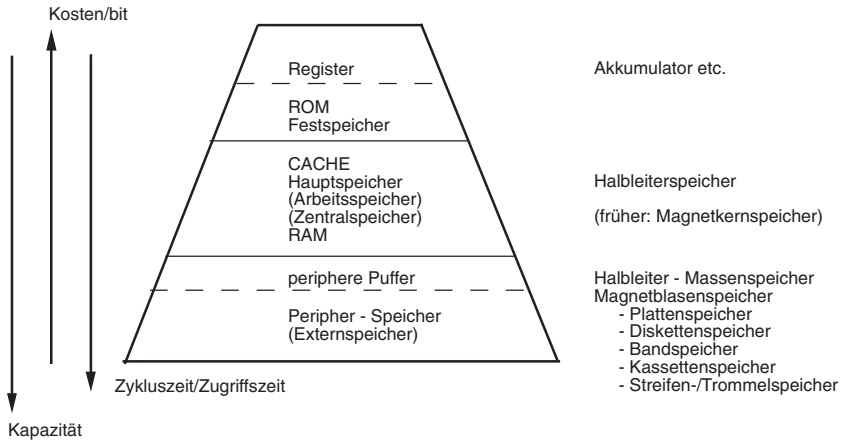


Abb. 5: Die „Speicherpyramide“

Prinzipiell ist zu unterscheiden zwischen Speichermedien, die im direkten Kontakt mit der Verarbeitungseinheit stehen und an der Abarbeitung des Programms beteiligt sind – **Arbeitsspeicher** im weitesten Sinne – und solchen, die zur Ablage von Programmen oder Daten dienen, die aktuell nicht benötigt werden – **Hintergrundspeicher**. Von beiden Typen gibt es Extremformen. Die eine sind die „**Register**“, sehr schnelle Speicher kleinen Umfangs, die direkt im Rechenwerk angesiedelt sind und Zwischenergebnisse von Rechengängen aufnehmen, die andere die „**Peripheriespeicher**“, deren Speichermedien entnommen und entfernt vom Informationsverarbeitungssystem gelagert werden können – wie z. B. Magnetbänder.

60

Als Arbeitsspeicher werden heute meist Halbleiterspeicher verwendet, die nach dem „**RAM**“-Prinzip organisiert sein müssen (Random-Access-Memory = wahlfreier Zugriff durch den Prozessor). Sie sind meist „Schreib-Lese-Speicher“, d. h. der Prozessor kann sowohl Daten in diese Speicher hineinschreiben als auch lesend auf sie zugreifen. Wenn es aber darauf ankommt, dass der Programmcode im Rechner nicht durch äußere Störungen oder programminterne Fehler modifiziert werden kann, werden Speicher verwendet, die vom Prozessor nur gelesen werden können – „**Read-Only-Memory**“ (**ROM**). In leittechnischen Anlagen wird aus Sicherheitsgründen oft davon Gebrauch gemacht.

61

- 62 Eine spezielle Ausführungsform des Arbeitsspeichers ist der „**virtuelle Speicher**“ (virtual memory). Sein Konstruktionsprinzip besteht darin, dass ein Programm mit seinen zugehörigen Daten vollständig auf einem Hintergrundspeicher angesiedelt ist, der wahlfreien Zugriff erlaubt (das ist z. B. bei den üblichen Magnetplatten der Fall). Im aktiven Arbeitsspeicher befinden sich jeweils nur die jeweils bearbeiteten Teile des Programms und der Daten. Werden weitere benötigt, werden sie „**nachgeladen**“ und nicht benötigte Teile dafür „**verdrängt**“. Mit dieser Technik ist es möglich, sehr große Programme mit vernünftiger Geschwindigkeit ablaufen zu lassen, ohne unverhältnismäßig viel des teuren Mediums Halbleiterspeicher zu benötigen. Dabei muss aber darauf geachtet werden, dass die Zugriffsgeschwindigkeit der Platte, die Größe des Halbleiterspeichers und die Prozessorgeschwindigkeit in einem vernünftigen Verhältnis zueinander stehen, da sonst ein Systemzusammenbruch dadurch entsteht, dass der Prozessor nur noch mit Nachladevorgängen beschäftigt ist und „zu keiner nützlichen Arbeit mehr kommt“ („**Thrashing**“).
- 63 Rein theoretisch wäre es unter dem Gesichtspunkt der Geschwindigkeit ideal, Rechnersysteme nur mit Halbleiterspeichern zu betreiben. In der Praxis verbietet sich dies aber nicht nur wegen des hohen Preises, sondern vor allem wegen der Tatsache, dass es sich dabei um „**flüchtige Speicher**“ handelt, die ihren Speicherinhalt nur behalten, wenn sie mit Strom versorgt werden. Bei Stromausfall geht er verloren. Bei Rechnersystemen in Umgebungen, in denen mit Stromausfall oder starken Spannungsschwankungen gerechnet werden muss, müssen also **Pufferbatterien** oder **unterbrechungsfreie (Not-)Stromversorgungen** bereitgestellt werden. Diese erfordern aber beträchtliche Investitionen.
- 64 Um Information längere Zeit aufzubewahren, sind also „**nicht-flüchtige Speicher**“ nötig. Die heute üblichsten Vertreter dieser Klasse sind die **magnetischen** und die **optischen Speicher**.
- 65 Das älteste und wegen seiner Preiswürdigkeit immer noch sehr verbreitete magnetische Speichermedium ist das **Magnetband**. Es ist durch Miniaturisierung bei sehr großer Speicherkapazität sehr handlich geworden, hat aber den prinzipiellen Nachteil, dass es nur **sequenziellen Zugriff** auf die gespeicherten Daten erlaubt und deswegen sehr langsam ist. Für die langfristige Archivierung von Daten ist es aber immer noch unentbehrlich.

Die **Magnetplatte** erlaubt dagegen **wahlfreien Zugriff**. Ebenfalls durch Miniaturisierung hat sie inzwischen auch sehr große Speicherkapazitäten erreicht (n x Gigabytes). Sie ist aber mechanisch immer noch etwas anfälliger als das Magnetband und erfordert mehr Platz bei der Lagerung. Magnetische Speichermedien haben aber leider den Nachteil, dass ihr Inhalt durch externe Magnetfelder beeinträchtigt oder zerstört werden kann. Sie müssen also in geeigneten Abschirmbehältern gelagert werden, was wiederum einen Kostenfaktor darstellt. 66

Diesen Nachteil haben die **optischen Speichermedien**, wie etwa die immer beliebter werdende **CD** nicht. Dafür sind sie eigentlich ROM-Speicher und nur sehr eingeschränkt wiederverwendbar. Die Kunststoffscheiben haben sich deswegen schon in manchen Fällen zum Entsorgungsproblem entwickelt. Dafür lassen sie bei sachgerechter Lagerung (vor allem konstante niedrige Temperaturen) eine Haltbarkeit von einigen Jahrzehnten erwarten. 67

### 5.2.3 Programmtechnik (Software)

Im Gegensatz zur Situation der Rechnerhardware, wo die andauernde Leistungserhöhung bei gleichzeitiger Preissenkung allgemein als Fortschritt empfunden wird, ist in Bezug auf die Entwicklung von Software seit 1968 von einer „**Softwarekrise**“ die Rede. Als Beleg dafür werden üblicherweise große Termin- und Budgetüberschreitungen bei Softwareentwicklungsprojekten angeführt. Eine Krise kann aber nicht 30 Jahre dauern. Es handelt sich vielmehr um den noch nicht abgeschlossenen Entwicklungsprozess einer neuen Branche, die sich seit den 50er Jahren von einer Tätigkeit einzelner Spezialisten über „Kleingewerbebetriebe“ zu einer Großindustrie entwickelt hat. Außerdem werden ständig neue Anwendungen und größere Systeme in Angriff genommen, die dann jeweils Pionierleistungen darstellen. Es ist aber in jeder Ingenieurdisziplin üblich, dass bei der erstmaligen Entwicklung völlig neuer Objekte Termine und Kosten kaum kalkulierbar sind. Ein allgemein sichtbares Beispiel dafür sind große Bauvorhaben. 68

Will man das unvermeidliche Entwicklungsrisiko minimieren, so muss bei der entwickelnden Stelle entweder in Bezug auf die Anwendung oder die verwendete Softwaretechnik genügend know-how 69

vorhanden sein, das zur Abwicklung des neuen Projektes unmittelbar eingesetzt werden kann. Eingehendere Betrachtungen zum Management von Entwicklungsprojekten [8] sind einem anderen Abschnitt vorbehalten, an dieser Stelle soll das Schwergewicht auf die technischen Aspekte gelegt werden. Dies kann natürlich nur in äußerst komprimierter Form erfolgen. Weiterführende Literatur (auch mit besonderer Betonung der ingenieurtechnischen Aspekte steht aber in reichem Maße zur Verfügung [9, 10, 11, 12].

- 70 Zunächst ist festzuhalten, dass es sich bei Software für den Einsatz in den Ebenen 3 und 4 (und in kleinen Teilen von 2) immer um **Echtzeitsoftware** handelt. Deren Aufbau und Entwicklung unterscheidet sich aber (im Gegensatz zu manchen anders lautenden Behauptungen) nicht grundsätzlich von denen von Software für die Ebenen 1 und 2. Es sind lediglich einige zusätzliche Probleme zu behandeln, wie z. B. die gezielte Synchronisation von Programmabläufen untereinander oder mit externen Ereignissen im Prozess, sowie die Möglichkeit, nicht standardmäßige Peripheriegeräte ansteuern zu können.
- 71 Da die Entwicklung von **Anwendungssoftware** heute nur noch zu einem verschwindend geringen Teil in der vollständigen Neuentwicklung von Programmen für einen leeren Rechner besteht, muss zunächst die notwendige (oder auch vorgegebene) **Grundlagensoftware** festgelegt, beschafft und analysiert werden sowie in ihren projektrelevanten Eigenschaften verstanden sein.

#### 5.2.4 Betriebssysteme

- 72 Gemäß DIN 44 300 versteht man darunter „die Programme eines digitalen Rechensystems, die zusammen mit den Eigenschaften dieser Rechenanlage die Basis der möglichen Betriebsarten des digitalen Rechensystems bilden und die insbesondere die Abwicklung von Programmen steuern und überwachen.“ Mit anderen Worten heißt dies, dass Rechner ohne Betriebssystem in der Praxis nicht betrieben werden können. Früher wurden deshalb von jedem Rechnerhersteller für seine Rechner die passenden Betriebssysteme mitgeliefert.
- 73 Da die für die Benutzer sichtbaren Funktionen eines Betriebssystems aber praktisch die Eigenschaften des Rechners darstellen, war man an einen bestimmten Hardwarehersteller gebunden, wenn man bei der

Entwicklung von Anwendungsprogrammen bestimmte Betriebssystemfunktionen verwendete – z. B. die Ansteuerung von Ein-/Ausgabegeräten. Dies wurde von den meisten Anwendern als zu starke Herstellerbindung empfunden. Als deshalb in den 70er Jahren das rechnerunabhängige Betriebssystem **UNIX** kommerziell auf breiter Basis verfügbar wurde, setzte sich sehr schnell die Tendenz durch, Rechner und Betriebssystem getrennt zu kaufen. Außer der Möglichkeit, Rechnerhersteller durch Konkurrenzangebote zu Konzessionen beim Preis zu zwingen, hat dieses Verfahren noch den Vorteil, dass bei Verfügbarkeit neuer, leistungsfähigerer Modelle des gleichen Herstellers Betriebssystem und Anwendersoftware praktisch ohne Änderungen weiterbenutzt werden können.

Bei der Konzipierung der heute den Markt beherrschenden „**Personal Computer**“ (PC) wurde diese Vorgehensweise von Anfang an konsequent durchgesetzt. Dazu kam, dass die Konstruktionsprinzipien des (ursprünglich von IBM entwickelten) PC selbst offen gelegt wurden, sodass der Wettbewerb auch auf dem Gebiet der Hardware zu Stande kam. Dies kann als eine der Hauptursachen für den Preisverfall auf diesem Sektor angesehen werden. Leider entstand aber dann ein (Quasi-)Monopol auf dem Gebiet der PC-Betriebssysteme, das weiterhin als Hauptgrund für deren unzureichende Qualität und Zuverlässigkeit gilt. Es zeichnet sich aber derzeit eine Gegenbewegung dazu in Form des Betriebssystems **LINUX** ab, das nicht von einem Hersteller allein getragen wird, sondern von einer Gruppierung über die Welt verteilter Entwicklungsstellen. **74**

Auf dem Gebiet der **Echtzeitbetriebssysteme** hatte die Auflösung der Herstellerbindung jedoch bisher keine positiven Konsequenzen. Es gibt zwar hardwareunabhängige Echtzeitbetriebssysteme (wie z. B. **RTOS**, das technisch einen sehr guten Ruf genießt), sie sind aber wegen der meist geringen Größe der Lieferfirmen auf dem Markt nicht immer stabil und in Bezug auf Wartung nicht unproblematisch. Für zeitkritische Echtzeitanwendungen gibt es aber keine Alternative zu ihnen, da die „Echtzeitversionen“ von handelsüblichen PC-Betriebssystemen oder UNIX, etc. ernsthaften Messungen des Echtzeitverhaltens nicht standhalten und zu groß sind. Zu speicherprogrammierbaren Steuerungen werden nach wie vor echtzeitfähige Betriebssysteme von den jeweiligen Herstellern mitgeliefert. **75**

### 5.2.5 Datenbanken

- 76 Auf den Ebenen 1 und 2 hat es sich seit Jahrzehnten eingebürgert, die Software für die (Langzeit-)Archivierung von Daten nicht mehr selbst zu entwickeln. Insbesondere hat sich das „**relationale Datenmodell**“ (von Codd) als technischer Quasistandard durchgesetzt. Es wird von den „großen“ Datenbanksystemen wie ORACLE, INGRES oder INFORMIX realisiert. Für kleinere Anwendungen (auf PC-Basis) gilt ACCESS als brauchbare Alternative. **Objektorientierte Datenbanken** haben für manche Anwendungsklassen (wie z. B. die Kopplung an Expertensysteme) konzeptionelle Vorteile, ihre Marktdurchdringung ist aber noch nicht sehr hoch. Für Echtzeitanwendungen im engeren Sinn hat sich BAPAS bewährt.
- 77 Obwohl der Umgang mit Datenbanken (speziell die sachgerechte Vorbereitung der Daten) umfangreiches Spezialwissen und zum Teil erheblichen Arbeitsaufwand erfordert, führt kein Weg an ihrem Einsatz vorbei. Nur durch sie kann sichergestellt werden, dass das durch den Datenbestand eines Unternehmens verkörperte Betriebskapital unabhängig von Änderungen der sonstigen Anwendersoftware, der Betriebssysteme oder der Rechnerhardware langfristig erhalten bleibt. Außerdem erlauben Datenbanken jederzeit einen flexiblen und problemlosen Zugriff auf die einmal aufbereiteten Daten.

### 5.2.6 Grafiksoftware

- 78 Zwischen der zunehmenden Rechnerleistung und dem Wunsch der Anwender nach immer ausgefeilteren grafischen Darstellungen besteht eine Wechselbeziehung: Grafik erfordert viel Rechnerleistung, sehr hohe Rechnerleistung ermöglicht Fortschritte bei der Visualisierung von Information, die wieder den Wunsch nach mehr Rechnerleistung wecken, usw. Diese Wechselwirkung hat inzwischen bei der rechnergestützten Grafik zu einem Standard geführt, der noch vor 10 Jahren als unerreichbar für durchschnittliche Anwendungen galt. Vor allem sind Techniken wie „**Virtuelle Realität**“ (VR) und „**Computer Augmented Reality**“ (CAR, von Englisch „to augment“ = „steigern, aufbessern“) in der Leittechnik anwendbar geworden, für die spezielle Endwicklungshilfsmittel notwendig sind.
- 79 Hinter dem Sammelbegriff Grafiksoftware verbergen sich also zwei Arten von Hilfsmittel: solche, die Visualisierungen „zur Laufzeit“

vornehmen („Laufzeitpakete“) und solche, die die Ausarbeitung dieser Visualisierungen unterstützen („grafische Editoren“, Modellierer, etc.). Meist sind beide Funktionsklassen in einem Softwarepaket zur Entwicklungsunterstützung zusammengefasst, aber zur Darstellung einmal entwickelter Visualisierungen muss für jeden Rechner, auf dem diese vorgeführt werden sollen, ein eigenes Laufzeitpaket erworben werden.

### 5.2.7 Programmiersprachen

Programmiersprachen sind das anerkannt effizienteste Mittel zur Steigerung der Produktivität der Softwareentwicklung und zur Verbesserung der Qualität der Programme. Seit der Entwicklung von FORTRAN (1956/57) wurden hunderte von Sprachen entwickelt. Davon haben nur wenige größere Verbreitung erreicht. Dies sind aber immer noch so viele, dass die Entscheidung für eine bestimmte Programmiersprache für eine konkrete Anwendung keine leichte Aufgabe ist. Auch nur annähernd vollständige Erörterungen dieses Themas füllen umfangreiche Bücher. 80

Als Hilfe zur Einschätzung wird deshalb hier nur eine in der Praxis viel verwendete Kategorisierung von Programmiersprachen dargestellt. Man unterscheidet dabei nur wenige grob umrissene Kategorien von Sprachen, die jeweils nach dem ungefähr festgelegten Einsatzschwerpunkt charakterisiert werden: 81

**Universalprogrammiersprachen:** Das sind solche Sprachen, die in großen Einsatzgebieten für die Mehrzahl der Anwendungsfälle brauchbar sind, ohne Anspruch auf optimale Lösung des jeweiligen Spezialproblems zu erheben. Interessanterweise sind dies im Wesentlichen auch diejenigen Sprachen, auf die sich in den vergangenen Jahrzehnten Forschung und Standardisierung auf internationaler Ebene konzentriert haben, was dazu geführt hat, dass sie im Detail meist sehr gut durchkonstruiert sind. Man könnte sie deshalb auch „Main-line-Sprachen“ nennen. 82

**Echtzeitprogrammiersprachen:** Diese Sprachen wurden, meist auf der Basis von Main-line Sprachen, für das schwierige Anwendungsgebiet der Leittechnik entwickelt. Sie zeichnen sich vor allem dadurch aus, dass sie es erlauben, das Zeitverhalten eines ablaufenden Programms explizit zu beeinflussen, parallele Prozesse und deren Zu- 83



griff zu Ressourcen zu koordinieren und nicht-standardisierte Peripheriegeräte zu bedienen.

- 84 **Systemprogrammiersprachen:** Dies sind Sprachen mit besonderer Flexibilität, die ursprünglich dafür entwickelt wurden, Betriebssysteme, Übersetzer und ähnliche Softwaresysteme zu programmieren, bei deren Entwicklung sehr viel Rücksicht auf spezielle Eigenschaften der jeweiligen Rechner genommen werden muss und die üblicherweise hohe Anforderungen an die „Effizienz“ des erzeugten Codes stellen. Dies bedingt, dass im Gegensatz zu den bisher genannten Kategorien sehr viele Kompromisse bezüglich der automatischen Überprüfbarkeit der Programme auf Entwurfsfehler eingegangen werden müssen. Man könnte sagen, dass man mit diesen Sprachen alles programmieren, aber auch alle Fehler machen kann.
- 85 **Spezialsprachen:** Dies sind Programmiersprachen, die ursprünglich für die Bewältigung spezieller Anwendungsprobleme geschaffen wurden. Ihre Erscheinungsform und technische Qualität sind sehr heterogen. Manche wirken wie zufällige Ansammlungen spezieller Befehle, andere weisen weit über den Stand der Technik der bisher genannten Sprachen hinaus. Letzteres gilt beispielsweise für die zur Lösung von Problemen der „künstlichen Intelligenz“ eingesetzten Sprachen, oder diejenigen, die „objektorientierte Programmierung“ unterstützen.
- 86 Zur Veranschaulichung wurden in Tabelle 3 einige in der Praxis weit verbreitete Programmiersprachen einmal in diese Kategorien eingeordnet.
- 87 Dieser Begriff steht für „**Computer Aided Software Engineering**“. Die darunter zusammengefassten Hilfsmittel dienen der Unterstützung des Softwareentwicklungsprozesses vor der Phase der eigentlichen Programmierung. Die zu Grunde liegenden Basisverfahren, wurden in den 70-er Jahren entwickelt. Grund dafür waren die Probleme bei der Abwicklung großer Softwareprojekte, die nach einer Systematisierung des Entwurfvorganges verlangten. Tabelle 4 zeigt, welche Kombinationen dieser Basisverfahren in einigen marktgängigen „CASE“-Werkzeugen angeboten werden.

Tab. 3: Klassifizierung von Programmiersprachen

1	„Main-Line“ Sprachen	<ul style="list-style-type: none"> <li>– <b>FORTRAN</b></li> <li>– <b>COBOL</b></li> <li>– <b>PASCAL</b></li> <li>– <b>MODULA 2</b></li> <li>– <b>Ada</b></li> <li>– <b>Java</b></li> </ul>
2	„Echtzeitsprachen“:	<ul style="list-style-type: none"> <li>– <b>PEARL</b></li> <li>– Prozess-<b>FORTRAN</b></li> <li>– Prozess-<b>BASIC</b></li> </ul>
3	„Systemprogrammiersprachen“:	<ul style="list-style-type: none"> <li>– <b>C, C++</b></li> <li>– <b>PL/M</b></li> <li>– Assembler</li> </ul>
4	Spezialsprachen:	<ul style="list-style-type: none"> <li>– „<b>4 GL's</b>“</li> <li>– <b>Blocksprachen</b> (für „speicherprogrammierbare Steuerungen“)</li> <li>– <b>LISP</b></li> <li>– <b>Prolog</b></li> <li>– <b>Eiffel</b></li> </ul>

Tab. 4: Basisverfahren in „CASE-Werkzeugen“

	Promod	TeamWork	Turbo CASE	EPOS	Excelerator/ X-Tools	MAESTRO
Datenflussdiagramme		*	*	*		
Data Dictionary	*	*	*	*	*	
Entity Relationship Modell		*	*	*	*	
Pseudocode	*	*	*	*		*
Struktogramme					*	*
Programmablaufplan (PAP)		*		*		
Zustandsautomaten	*	*	*	*	*	
Petrinetze				*		
SA (Structured Analysis)	*	*	*	*	*	*
SADT				*		
RT (Real Time Analysis)	*	*	*	*	*	
SD (Structured Disign)		*		*	*	*
Codegenerierung	*	*		*		*

Abschließend soll aber auf eine wesentliche Entwicklung hingewiesen werden, die seit einigen Jahren dazu beiträgt, den Softwareentwicklungsprozess erneut entscheidend zu verändern: Anwendungsprogramme werden nur noch zu einem kleinen Teil nach detaillierten Vor-

88

gaben selbst entwickelt, sondern zu einem immer größer werdenden Teil aus Standardkomponenten – die häufig von dritter Seite gekauft werden – „zusammengebaut“. Die daraus folgenden Konsequenzen für den Softwareentwicklungsprozess und die Qualitätssicherung werden gerade erst in der Fachwelt diskutiert.

## 6 Mensch und Leitsystem

- 89 Wie schon in Abschnitt 2 angedeutet, ist es die wesentlichste Aufgabe einer Leiteinrichtung, die Beherrschbarkeit eines technischen Prozesses durch den Menschen sicherzustellen. Dazu müssen sowohl die technischen Mittel im Rahmen des Leitsystems – die „Mensch-Maschine-Schnittstelle (MMS)“ – bereitgestellt, als auch Fähigkeiten und Bedürfnisse der Menschen bei der Erledigung ihrer Aufgaben – „Human Factors“ – angemessen berücksichtigt werden.

### 6.1 Die Mensch-Maschine-Schnittstelle

- 90 In der Energietechnik wird diese gemeinhin mit der Leitwarte von energietechnischen Großanlagen wie Kraftwerken oder Netzleitzentralen gleichgesetzt. Ein Beispiel zeigt Abb. 6. Wegen der möglichen



Abb. 6: Moderne Leitwarte eines Kraftwerks, Ausschnitt  
(Abdruck mit freundl. Gen. von ABB-Deutschland)

hohen materiellen oder finanziellen Schäden bei Fehlern in der Bedienung und Überwachung solcher Großanlagen wird traditionell sehr viel Sorgfalt auf die Gestaltung dieses Typs von Mensch-Maschine-Schnittstellen verwendet. Dies betrifft sowohl die ergonomischen Details der Anzeigen und Bedienelemente als auch die kognitiven, psychologischen oder organisatorischen Aspekte der zugehörigen Arbeitsprozesse. Entsprechend hoch ist auch der finanzielle Aufwand, der bis zu 20% der Kosten für das gesamte Leitsystem betragen kann.

Die technische Realisierung von Leitwarten hat in den vergangenen Jahrzehnten mehrfach einen grundlegenden Wandel durchgemacht. Wenn er auch auf den verschiedenen Teilgebieten der Energieerzeugung und -verteilung mit unterschiedlicher Geschwindigkeit verlief, so waren die Tendenzen doch im Wesentlichen dieselben: Einzelanzeigen auf meist analoger Basis wurden ersetzt durch computergenerierte Bilder, Texte und Kurven auf Bildschirmen oder Projektionsflächen, die Informationen aus dem Prozess werden nicht mehr in analoger Form über einzelne Leitungen, sondern digital über Sammelleitungen („Busse“) übertragen. Die Bedienung erfolgt nicht mehr über spezielle und prozesstypische Bedienelemente, sondern durch Aktivierung entsprechender Symbole auf einem Bildschirm, meist mit der – aus der Bürotechnik stammenden – „Maus“. Dabei ist allerdings zu bedenken, dass diese Bedienweise gegenüber den früher üblichen „Funktionstastaturen“ den Nachteil einer „Zwangssequentialisierung“ der Bedienhandlungen mit sich bringt. Dies kann zu Reaktionszeitverlusten bei der Bewältigung kritischer Situationen führen. Hier besteht noch Forschungsbedarf. Ebenfalls noch nicht völlig abgeschlossen ist die Diskussion hinsichtlich der relativen Vor- und Nachteile von Bildschirmanzeigen in Form der üblichen Monitore oder der Prozessdarstellung durch raumfüllende Bildwände. Einen Überblick über den heutigen Stand der Wartentechnik gibt z. B. [13].

Diese „eigentliche Mensch-Maschine Schnittstelle“, d. h. die (grafische) Darstellung des Prozessgeschehens und die Entgegennahme der Bedieneingriffe des Personals durch das Leitsystem ist aber nur ein Teil der Mensch-Maschine Schnittstelle, wenngleich der Auffälligste. Mindestens gleich große Bedeutung haben seit etwa 15 Jahren rechnerbasierte Systeme zur Beratung und Unterstützung des Personals. Diese sind üblicherweise zwischen der eigentlichen Mensch-Maschine Schnittstelle und dem klassischen Überwachungs- und Steue-

91

92

nungssystem („Supervision & Control, S & C“) angeordnet (vergl. Abb. 7) und nutzen die verschiedenartigsten Techniken.

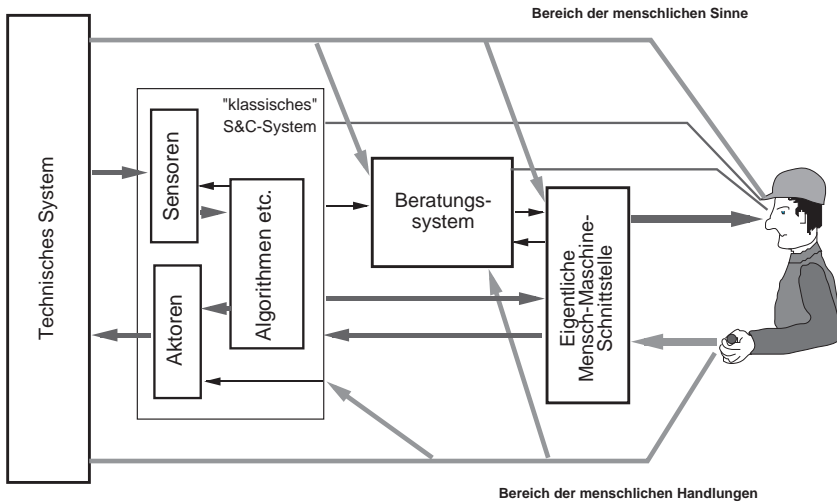


Abb. 7: Überblick über das Mensch-Maschine-System

- 93 Davon haben bisher wissensbasierte Systeme zur Frühwarnung und Operateurberatung die größte Bedeutung gewonnen, aber auch künstliche Neuronale Netze und selbstlernende Systeme werden erfolgreich eingesetzt.
- 94 Aber auch bezüglich der eigentlichen MMS haben neuere Entwicklungen ein bedeutendes Entwicklungspotenzial offengelegt. Als Beispiele seien genannt: Massendatendisplays, dreidimensionale Darstellungen und der grundsätzliche Ansatz der „ökologischen Displays“. Bezüglich Einzelheiten dieser Techniken sei auf Abschnitt 10 450 verwiesen.
- 95 In jüngerer Zeit hat sich außerdem die Einsicht durchgesetzt, dass neben der Leitwarte – der für den Betrieb energietechnischer Anlagen wesentlichen MMS – auch den Mensch-Maschine Schnittstellen für andere Aufgaben im Unternehmen mehr Aufmerksamkeit gewidmet werden muss. Besonders wichtig sind dabei aus Rationalisierungsgründen Wartung und Instandhaltung [14]. Aber auch Ausbildung und Training können in Zukunft weiter intensiviert und effizienter

gestaltet werden [15]. Hierbei kommt den vielzitierten „Neuen Techniken“ oder „Neuen Medien“ eine entscheidende Bedeutung zu.

Üblicherweise werden darunter „Multi-Media“ (MM), „Virtuelle Realität“ (VR) und „Computer Augmented Reality“ (CAR) verstanden. Kurz gefasst sind ihre Charakteristika etwa folgende:

96

**MM:** die Kombination verschiedener Darstellungsformen bei der Informationsdarstellung, meist Text, Standbilder, Bewegtbilder und Begleitton.

**VR:** die Darstellung simulierter Szenen oder Objekte in Echtzeit und mit solcher grafischen Qualität, dass sie beim Betrachter den Eindruck erwecken, es mit realen Dingen zu tun zu haben. Dabei wird noch unterschieden zwischen:

**Immersiver VR**, bei der der Betrachter den Eindruck erhält, sich selbst innerhalb der dargestellten Umgebung zu befinden, und

**nicht-immersiver VR**, bei der der Betrachter außenstehender Beobachter bleibt;

**CAR:** die Anreicherung (von engl. „to augment“ = vermehren, vergrößern, steigern) der vom Betrachter wahrgenommenen Wirklichkeit durch Zusatzinformation, die vom Rechner bereitgestellt wird, und dem Echtbild unmittelbar überlagert erscheint.

Eine weitere Entwicklung auf dem Gebiet der MMS wird vermutlich sogar weitgehende Auswirkungen auf die Organisation des Betriebs von Energiesystemen haben. Es handelt sich um die Möglichkeit der Fernbeobachtung und -bedienung über das Internet. Diesbezügliche Versuche sind in vollem Gang.

97

## 6.2 „Human Factors“

Unter diesem Begriff werden (auf etwas summarische Weise) alle Aspekte zusammengefasst, die mit den Fähigkeiten und Bedürfnissen von Menschen zusammenhängen, soweit sie für den Betrieb technischer Systeme relevant sind. Der Betrachtungshorizont reicht von der „klassischen“ Ergonomie und den Arbeitswissenschaften über die Kognitionsforschung bis hin zur Gruppenpsychologie und Soziologie. Die einschlägigen Forschungen wurden vor allem durch die Sicher-

98

heitsanforderungen der Luftfahrt und der Kerntechnik seit Jahrzehnten stark gefördert.

- 99** Wenn auch ihre Ergebnisse in der Praxis noch nicht so allgemein angewandt werden, wie dies im Sinne von Sicherheit und Zuverlässigkeit der Gesamtsysteme oder der Effizienz und Humanisierung der Arbeit nötig wäre, so sind doch einige grundsätzliche Denkansätze inzwischen Gemeingut. Dazu gehören vor allem die Betrachtung eines Mensch-Maschine Systems als „soziotechnisches System“ und die Analyse der Arbeitsvorgänge bei der Überwachung und Steuerung technischer Systeme anhand des „Rasmussen-Dreiecks“ (Abb. 9). Einen Überblick über den derzeitigen Stand der Diskussion gibt [16].
- 100** Abb. 8 illustriert, wenn auch ohne Anspruch auf Vollständigkeit, den Betrachtungshorizont bei der Analyse eines soziotechnischen Systems. Bei der Planung von Energiesystemen empfiehlt es sich, auch noch die Wechselwirkung mit der natürlichen Umwelt einzubeziehen.
- 101** Das „Rasmussen-Dreieck“ [17] ist eine für Praktiker beim Entwurf von Mensch-Maschine Schnittstellen sehr hilfreiche Schematisierung. Sie illustriert zunächst einmal den bewussten Abstraktionsprozess, der bei der Beobachtung und Bewertung von Prozessereignissen vorgenommen werden muss (Pfeil A: „wissensbasierte Analyse“) und die Konkretisierung der daraufhin vom Operateur getroffenen Entscheidungen (Pfeil B: „wissensbasierte Planung“). Weiterhin zeigt sie, dass in vielen Fällen dieser bewusste Entscheidungsweg nicht vollständig durchlaufen wird (Pfeile r–a: „regelbasierte Abkürzung“). Der Grund dafür ist der hohe Zeitaufwand für Entscheidungen, bei denen ein Mensch auf Basiswissen zurückgreifen muss. Man spricht hier von 10 bis 30 Minuten. „Regelbasierte“ Entscheidungen können dagegen in Sekunden getroffen werden. Der notwendige Regelvorrat wird entweder während der Ausbildung (z. B. Kraftwerksschule) oder durch berufliche Erfahrung erworben und muss ständig aufgefrischt werden. Noch schneller erfolgen Handlungen auf der Basis von „fähigkeits- oder reaktionsbasierten Abkürzungen“ (Pfeil f–a). Sie können in Sekundenbruchteilen ablaufen („Notaus-Knopf“), müssen aber intensivst eingeübt werden und umfassen nur ein sehr eingeschränktes Handlungsrepertoire.

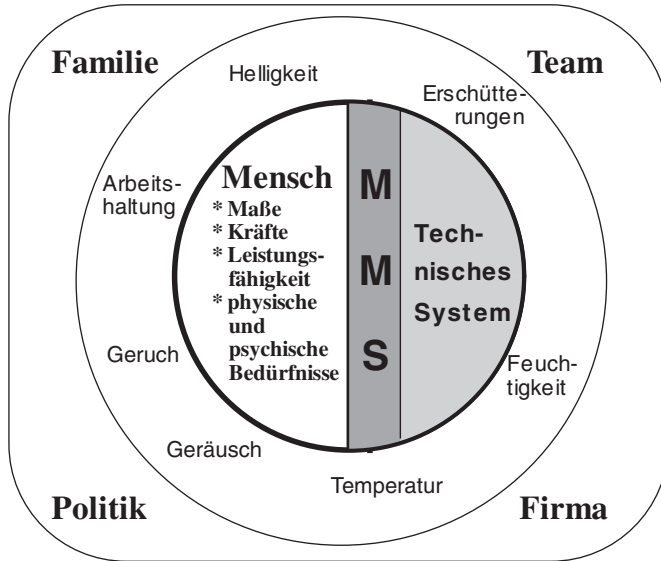


Abb. 8: Ein soziotechnisches System

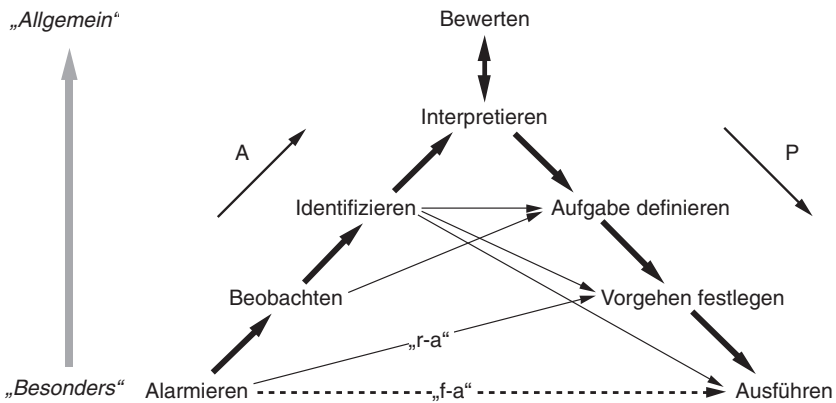


Abb. 9: Das „Rasmussen-Dreieck“

Im Rahmen dieses Abschnitts können die genannten Beispiele nur einen verschwindend kleinen Einblick in das heute verfügbare Wissen auf dem Gebiet der Mensch-Maschine Kommunikation geben. Weitere Aspekte müssen Abschnitt 10 450 vorbehalten bleiben, wie z. B. die Aufgabenverteilung zwischen Mensch und Leitsystem („Fitt’s



law“), Fehlerarten („slips“, „mistakes“), „Sicherheitskultur“, kognitive Fähigkeiten von Menschen und ihre Konsequenzen, Menschen als Un-/Sicherheitsfaktoren, die Gestaltung von Schulung und Training, etc.

## 7 Literatur

- [1] Meyers Großes Universallexikon. Bibliographisches Institut, Band 8, 1983
- [2] *Rumpel, D. und Sun, J. R.*: Netzleittechnik. Springer, 1989
- [3] DIN 19222, Leittechnik, Begriffe. Beuth Verlag, 1985
- [4] *Schüngel, G.*: Fernwirktechnik. Oldenbourg, 1995
- [5] *Paessler, E.-R.*: Rundsteuertechnik. Publicis MCD Verlag, 1994
- [6] *Polke, M.*: Prozessleittechnik. Oldenbourg, 1992
- [7] *Day, J. D. und Zimmermann, H.*: „The OSI Reference Model“. Proc. of the IEEE, Band 71, S. 1334–1340, Dez. 1983
- [8] *Elzer, P.*: Management von Softwareprojekten. Vieweg Verlag, 1994
- [9] *Czichos, H.* (Hrsg.): Die Grundlagen der Ingenieurwissenschaften. Akademischer Verein Hütte e. V., Berlin, 1996
- [10] *Hering, E., Gutekunst, J., Dyllong, U.*: Informatik für Ingenieure. VDI Verlag, 1995
- [11] *Rembold, U.*: Einführung in die Informatik für Naturwissenschaftler und Ingenieure. Hanser Verlag, 1991
- [12] *Rembold, U., Levi, P.*: Realzeitsysteme zur Prozessautomatisierung. Hanser Verlag, 1994
- [13] *Charwat, H. J.*: Lexikon der Mensch-Maschine-Kommunikation. 2. Auflage, Oldenbourg, 1994
- [14] *Elzer, P. F.; Behnke, R.; Simon, A.*: Neue Techniken für Wartungsaufgaben im Kraftwerksbereich; VGB-Konferenz „Forschung für die Kraftwerkstechnik“, Düsseldorf, Oktober 2000, S. D 7
- [15] *Elzer, P. F.*: Neue Techniken in der Schulung von Kraftwerkspersonal; VGB-Konferenz „Ausbildung 2000“, Essen, Oktober 2000, S. V 3.5

- [16] *Elzer, P. F., Kluwe, R. H., Boussoffara, B.* (Hrsg.): Human Error and System Design and Management. Lecture Notes in Control and Information Sciences, Band 253, Springer Verlag, 2000
- [17] *Rasmussen, J., Goodstein, L. P.*: Decision Support in Supervisory Control. Proceedings of the 2nd IFAC Conference on Analysis, Design and Evaluation of Man-Machine Systems. Varese, Italien 1985, Oxford, Pergamon Press: 1986



# Mensch-Maschine-Schnittstelle

*Peter F. Elzer*

---

*Dieser Beitrag gibt einen Überblick über die wesentlichen Gesichtspunkte, die bei der Gestaltung der Mensch-Maschine-Schnittstelle von Energiesystemen zu beachten sind. Der erste Teil geht auf die für die damit verbundenen Tätigkeiten relevanten allgemeinen physischen Eigenschaften von Menschen ein. Als Beispiele seien Haltungsprobleme, Einflüsse des Raumklimas oder die Stressreaktion genannt. Dann werden Leistungsfähigkeit und Grenzen der für die Informationsaufnahme besonders wichtigen Sinnesorgane, wie Auge und Ohr, dargestellt. Anschließend wird geschildert, wie die von den Sinnesorganen aufgenommene Information vom perzeptiven System des Menschen aufbereitet wird, um möglichst schnell einen ausreichend zutreffenden Eindruck von Zustand und Verhalten der Umgebung zu erhalten. Schließlich werden Gesichtspunkte der eigentlichen kognitiven Tätigkeiten von Menschen bei der Erkennung und Einschätzung von Betriebssituationen und der Planung und Durchführung von Maßnahmen zur Abwendung oder Behebung von Störungen erörtert. Eine wesentliche Rolle spielt dabei die Kenntnis von Mechanismen, die zu menschlichen Irrtümern und Handlungsfehlern führen können, um diese zu vermeiden.*

## Inhaltsübersicht

	<b>Rn</b>		<b>Rn</b>	
1	Grundsätzliche Überlegungen	1 – 6	3.1.1 Ausgabegeräte	94–133
2	Die Rolle des Menschen	7 – 84	3.1.1.1 Vorbemerkung	94
2.1	Als Einzelperson	7 – 84	3.1.1.2 Flüchtige Ausgaben	95–120
2.1.1	„Klassische“ Ergonomie	7 – 21	3.1.1.3 Permanente Ausgaben	121–130
2.1.1.1	Physische Aspekte	7 – 17	3.1.1.4 Digitale Datenträger	131–133
2.1.1.2	Die Stressreaktion	18 – 21	3.1.2 Eingabegeräte	134–160
2.1.2	Informationserfassung durch die Sinnesorgane	22 – 48	3.1.2.1 Allgemeines	134–138
2.1.2.1	Allgemeines	22 – 23	3.1.2.2 Schalter und Knöpfe	139–141
2.1.2.2	Das Auge	24 – 44	3.1.2.3 Zeichenorientierte Eingabegeräte	142–145
2.1.2.3	Das Ohr	45 – 48	3.1.2.4 Grafische Eingaben	146
2.1.3	Perzeption als „Informationsaufbereitung“	49 – 55	3.1.2.5 Zeigegeräte	147–155
2.1.3.1	Definition	49	3.1.2.6 Spezielle Eingabetechniken	156–158
2.1.3.2	Das „visuelle System“ des Menschen	50 – 52	3.1.2.7 Zukünftige Entwicklungen	159–160
2.1.3.3	Die „ökologische“ Deutung der menschlichen Perzeption	53 – 55	3.2 Beratungssysteme	161–170
2.1.4	Kognition als „Informationsverarbeitung“	56 – 68	3.2.1 Allgemeines	161
2.1.4.1	Grundsätzliches	56 – 58	3.2.2 Wissensbasierte Systeme	162–163
2.1.4.2	Die Struktur des Gedächtnisses	59 – 64	3.2.3 Künstliche Neuronale Netze	164–166
2.1.4.3	„Situation Awareness und Assessment“	65 – 68	3.2.4 Selbstlernende Systeme	167–168
2.1.5	Menschliche Fehler	69 – 84	3.2.5 Modellbasierte Verfahren	169–170
2.1.5.1	Allgemeines	69	3.3 Neuere Visualisierungsformen	166–178
2.1.5.2	Tätigkeits- und Fehler-ebenen nach Rasmussen	70 – 77	3.3.1 „Ökologische Displays“	171
2.1.5.3	Fehlerarten	78 – 82	3.3.2 Massendatendarstellungen	172–174
2.1.5.4	Tiefere Fehlerursachen	83– 84	3.3.3 Dreidimensionale Darstellungen	175–178
2.2	Menschen als Gruppe	85–93	4 Weitere Einsatzgebiete	179–188
2.2.1	Gruppenverhalten	85–89	4.1 Wartung und Instandhaltung	183–182
2.2.2	Sicherheitskultur	90–93	4.2 Schulung und Training	183–184
3	Technische Hilfsmittel	94–178	4.3 Planung und Bau	185–188
3.1	Die eigentliche Mensch-Maschine-Schnittstelle	94–156	Literatur	

# 1 Grundsätzliche Überlegungen

Wie im HbE-Beitrag 10410 ausgeführt, sind bei der Auslegung der *Mensch-Maschine-Schnittstelle* (MMS) sowohl technische Aspekte als auch Erkenntnisse aus den Humanwissenschaften zu beachten. In Beitrag 10410 zeigt Abbildung 7 die beiden hauptsächlichen Gruppen technischer Komponenten der MMS: die „eigentliche MMS“ und die „Beratungssysteme“. Abbildung 8 illustriert die bei einem sachgerechten Entwurf der MMS notwendige Behandlung als sozio-technisches System. 1

Trotz der Schlüsselrolle, die die MMS für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Gesamtsystems hat, wird ihr leider seit einiger Zeit wieder zu wenig Aufmerksamkeit gewidmet. Sie wird vielfach mit dem Entwurf bunter Wartebilder gleichgesetzt – der dann natürlich auch nicht viel kosten darf („Operator graphics is a low value business“). Ein Grund dafür könnte sein, dass durch den drastischen Verfall der Preise von Hard- und Software auf diesem Gebiet das Wissen darum verloren gegangen ist, dass es sich bei der MMS in der Energietechnik nicht um Computerspiele, sondern um Hilfsmittel zur Beherrschung hochkomplexer Großinvestitionen handelt. 2

Die MMS muss deswegen das Personal, das mit dem Betrieb und der Wartung solcher Anlagen befasst ist, vor allem dabei unterstützen, unerwünschte Systemzustände rechtzeitig zu erkennen, zu beurteilen und eventuell notwendige Korrekturen schnell und richtig zu planen sowie irrtumsfrei umzusetzen. Um die dabei nach heutigem Kenntnisstand ablaufenden Vorgänge einordnen zu können, ist die in Abbildung 1.1 gezeigte Erweiterung des „*Rasmussen-Dreiecks*“ (siehe HbE 10410, Abbildung 9) um die Sinnesorgane und Gliedmaßen des Menschen außerordentlich hilfreich. Es kommt der Betrachtungsweise technisch orientierter Menschen dadurch entgegen, dass es die Analogie gewisser Formen menschlichen Verhaltens zu einem Regler aufzeigt: 3

Die am technischen System ablesbaren Größen („Istwerte“) werden vom Menschen mit Hilfe der Sinnesorgane („Sensoren“) erfasst und mit Hilfe seiner Intelligenz verarbeitet und bewertet. Daraus folgen Entscheidungen, die gegebenenfalls zu Aktionen führen, die mit Hilfe der Gliedmaßen („Aktoren“) ausgeführt werden. Die dafür notwendige Zeit kann als „Gesamtreaktionszeit“ des Menschen bezeichnet werden und umfasst alle Teilzeiten, die für die Ausführung der einzelnen Teilschritte der beschriebenen Reaktionskette benötigt werden.

4

Um die Richtigkeit der Reaktion sicherzustellen, ist es schließlich wichtig zu wissen, welche Fehler in den verschiedenen Verarbeitungsstufen auftreten können (vergl. Abschnitte 2.1.4 und 2.1.5).

5

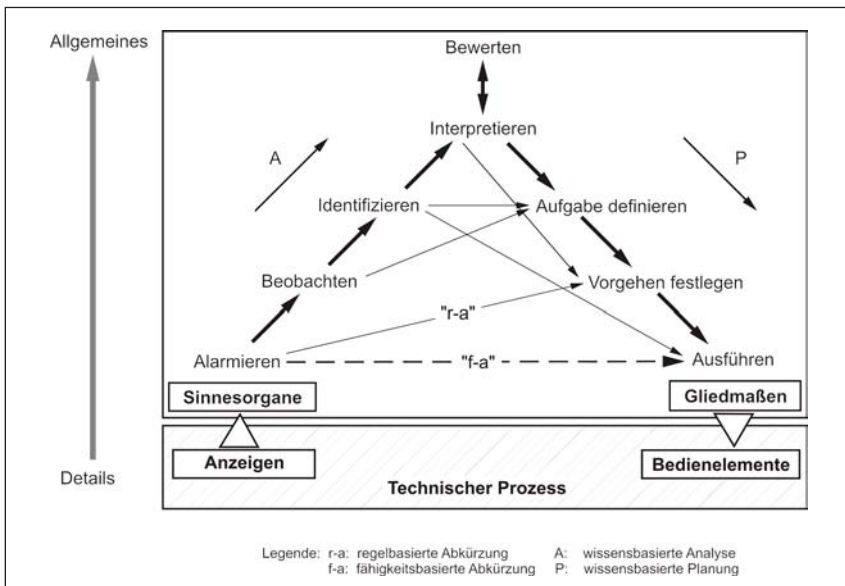


Abb. 1.1: Erweitertes Rasmussen-Dreieck

Die Gestaltung der MMS muss auch dazu beitragen, die bei Ausführung dieser Tätigkeiten auftretende körperliche und mentale Ermüdung des Personals im Laufe eines Arbeitstages und -lebens so gering wie möglich zu halten. Das folgende Kapitel gibt deshalb zunächst einen gerafften Überblick über einige dabei zu berücksichtigende Eigenschaften des Menschen.

6

## 2 Die Rolle des Menschen

### 2.1 Als Einzelperson

#### 2.1.1 „Klassische“ Ergonomie

##### 2.1.1.1 Physische Aspekte

- 7 Maße, Kräfte, Sinnesleistungen, körperliche Fähigkeiten, Belastbarkeit und Grenzen des Menschen sind Gegenstände der *Ergonomie*, der „Wissenschaft von der Arbeit“. Dieser Begriff wurde 1857 von Jastrzebowski [1] geprägt. Seitdem hat sich ein umfangreicher Fundus an Fakten und grundsätzlichen Überlegungen zu diesem Thema gebildet. Ein verbreitetes Übersichtswerk ist z.B. das Buch von Schmidtke [2] das von Zeit zu Zeit um neuere Forschungsergebnisse ergänzt wird. Auch das Internet kann inzwischen als eine reichhaltige Quelle von Detailwissen genutzt werden. Dabei muss aber beachtet werden, dass Einträge in diesem Medium manchmal schwach fundierte oder von speziellen Interessen gesteuerte Einzelmeinungen darstellen können und deshalb grundsätzlich kritisch (z.B. durch Vergleiche) überprüft werden sollten.
- 8 Auf die Existenz dieses gesicherten ergonomischen Wissens soll auch deshalb besonders hingewiesen werden, da es teilweise schon wieder in Vergessenheit zu geraten droht<sup>1</sup> und zu wenig angewandt wird. Ein Grund dafür könnte sein, dass die heutigen Arbeitsprofile, die im Zusammenhang mit der Überwachung und Steuerung technischer Systeme stehen, praktisch immer eine *sitzende Tätigkeit* beinhalten. Diese gilt als „leicht“ und wird deshalb von Laien häufig als „ergonomisch unkritisch“ betrachtet.
- 9 Dabei haben arbeitsmedizinische Studien ergeben, dass gerade sitzende Tätigkeit bei unzureichender Gestaltung des Arbeitsplatzes eine Quelle ernsthafter gesundheitlicher Probleme ist. Es scheint dabei sogar unlösbare Probleme zu geben. Zum einen ist die Belastung der Lendenwirbelsäule (die zu Bandscheibenschäden führen kann) im Sitzen um ein Mehrfaches höher als im Stehen, zum anderen ist aber der Energieverbrauch des Menschen (und damit die Ermüdung) bei

---

1 Ein Grund dafür kann auch eine gewisse modische Einstellung sein, gemäß derer wissenschaftliche Erkenntnisse als „veraltet“ gelten, wenn sie älter als 5 bis 10 Jahre sind.



stehender Haltung deutlich größer [3]. Außerdem ist bekannt, dass andauernde *stehende Tätigkeit* bei entsprechend disponierten Menschen zu Schäden in den Füßen und Venen der Beine (Krampfadern) führen kann. Nach neuestem Diskussionsstand ist deshalb ein regelmäßiger Wechsel zwischen sitzender und stehender Arbeitshaltung am zweckmäßigsten. Es gibt sogar entsprechende Arbeitstische, die dies ermöglichen (Abb. 2.1). Diese Betrachtungen gelten natürlich auch für die meist als noch „unkritischer“ betrachtete Büroarbeit.

Doch auch die *Sitzhaltung* selbst kann in Richtung der Vermeidung von Schäden an der Wirbelsäule optimiert werden. Wenngleich nach übereinstimmender Aussage entsprechender Fachärzte noch kein Stuhl auf dem Markt ist, der solche Schäden sicher vermeidet, zeigen doch Messungen, dass eine geeignete Stütze in Höhe der Lendenwirbelsäule („Lordosenstütze“) die beim Sitzen darauf einwirkenden schädlichen Kräfte deutlich vermindern und so späteren Problemen vorbeugen kann. **10**

Schließlich soll darauf hingewiesen werden, dass (noch) gültige Normen für Sitzmöbel und die Aufstellung von Bildschirmen zum Teil überholt sind. Hier ist zunächst die immer noch übliche Neigung der Sitzfläche von Stühlen nach hinten zu nennen. Nach neueren Erkenntnissen ist eine Neigung nach vorn orthopädisch wesentlich besser. **11**

Besonders unzulässig ist aber die *Aufstellung von Bildschirmen* nach den bisher üblichen Richtlinien für Büroarbeitsplätze. Sie entspricht nicht der natürlichen Körperhaltung der Menschen. Es ist wesentlich besser, den Bildschirm so aufzustellen, dass sein Mittelpunkt sich in der Sichtachse befindet, die um etwa 15° gegen Horizontale nach unten geneigt ist<sup>2</sup>. **12**

---

2 Interessanterweise ist diese Art der Anordnung schon seit Jahrzehnten im Rahmen der Richtlinien für Wartungsgestaltung bekannt und hat sich bei der Gestaltung von Rechnerarbeitsplätzen für Schüler inzwischen wieder durchgesetzt.



Abb. 2.1: Tisch mit abgesenktem Bildschirm\*

\* Der Verfasser ist seit seiner Jugendzeit schwer körperbehindert und war deshalb eigentlich an keinem Arbeitsplatz schmerzfrei. Deshalb musste er sehr viele „Eigenexperimente“ mit seiner Arbeitsplatzgestaltung machen. Das Bild zeigt ihn an einem dieser experimentellen Arbeitsplätze.

Wichtig ist auch die Berücksichtigung von Richtlinien in Bezug auf die Helligkeit (= *Beleuchtungsstärke*) am Arbeitsplatz. Der übliche Richtwert von ca. 100 cd/m<sup>2</sup> bei schreibenden und lesenden Tätigkeiten wurde aus den Eigenschaften des Auges abgeleitet (siehe Abschnitt 2.1.2.2) und sollte unbedingt eingehalten werden. Es sollte auch darauf geachtet werden, dass die *Helligkeit von Bildschirmen* gleich der Helligkeit der Umgebung ist und dass auf den Bildschirmen keine Spiegelungen sichtbar sind, die eine Blendwirkung hervorrufen können. 13

Ob die Umgebungstemperatur am Arbeitsplatz als angenehm empfunden wird, ist in einem gewissen Maß an die Luftfeuchtigkeit gekoppelt. Beide zusammen ergeben ein Maß, das oft als „Behaglichkeit“ bezeichnet wird. Messreihen haben aber ergeben, dass diese subjektiv sehr unterschiedlich empfunden wird. So bezeichneten bei einer Untersuchung mit ca. 1200 Personen 60% die eingestellten Umgebungsbedingungen als „behaglich“, jeweils 20% aber entweder als „zu kühl“ oder „zu warm“. Das Empfinden von „Behaglichkeit“ hängt auch stark von der Art der Tätigkeit und der Bekleidung ab. Üblicherweise gelten bei sitzender Tätigkeit und „normaler“ Bekleidung 50–60% Luftfeuchtigkeit und ca. 21 °C Umgebungstemperatur als angemessen, bei „leichter“ Bekleidung sind es dagegen schon 29 °C. Dazu sinken bei Tätigkeiten, die mit körperlicher Bewegung verbunden sind, die als angenehm empfundenen Temperaturen sehr schnell, so dass es schwierig ist, in Räumen mit gemischter Tätigkeit einen Wert aufrechtzuerhalten, der allen Mitarbeitern gleichermaßen gerecht wird. Hier müssen sich also die Einzelnen durch geeignete Kleidung selbst darauf einstellen. 14

Bei der Organisation von Reparatur- und Montagetätigkeiten ist es aber nach wie vor wichtig, die von der ergonomischen Forschung über viele Jahrzehnte ermittelten Werte von Kräften und allgemeiner Leistungsfähigkeit von Menschen bei verschiedenen Körperhaltungen zu berücksichtigen. Ebenso müssen Aspekte, wie der Greifraum bei Wartentätigkeit berücksichtigt werden, um Reaktionsgeschwindigkeit und -sicherheit zu verbessern. 15

Zur Vorbeugung gegen Produktionsausfälle oder Betriebsstörungen, die dadurch entstehen können, dass Mitarbeiter infolge nicht optimaler Umgebungsbedingungen am Arbeitsplatz eventuell nicht oder 16



Abb. 2.2: Rechner in Tischplatte

nicht uneingeschränkt arbeitsfähig sind, sollten unbedingt regelmäßige Untersuchungen durch Arbeitsmediziner durchgeführt werden.

- 17 Es sollte auch Kreativität in die experimentelle Gestaltung von Arbeitsplätzen investiert werden, um sie den verschiedenen Anforderungen verschiedener Tätigkeiten optimal anzupassen. So zeigt Abbildung 2.2 einen experimentellen Schreibtischarbeitsplatz für Mitarbeiter mit sehr intensiver Schreibtätigkeit, den der Verfasser vor einigen Jahren konzipiert hat, um die Vor- und Nachteile von Handschrifteingabe zu erproben.

### 2.1.1.2 Die Stressreaktion

Eine große Rolle in der Diskussion über die Gestaltung von Arbeitsprozessen spielt der Umgang mit „Stress“. Von Laien wird dabei häufig angenommen, dass jede Anstrengung grundsätzlich Stress hervorrufe und deshalb vermieden werden müsse. Es handelt sich jedoch um eine entwicklungsgeschichtlich sehr alte Reaktionskette im Körper, die diesen für spezielle Situationen (z.B. Flucht oder Angriff) vorbereiten soll, die vor allem Geschwindigkeit und Muskelarbeit erfordern. Der Entdecker dieser Reaktion, Hans Selye [4], entnahm das Wort aus dem Englischen („Stress“ = Anspannung, Anstrengung). Stress kann durch eine Vielzahl von verschiedenen physikalischen, chemischen und psychosozialen Umwelteinflüssen (Stressoren) ausgelöst werden. Die Folge dieser Reaktionskette ist die Herstellung einer allgemeinen erhöhten Reaktionsbereitschaft, erkennbar an:

18

- Erhöhung der Glukose- (Traubenzucker) und Fettkonzentration im Blut als energielieferndem Material,
- Steigerung der Herzfrequenz, -kraft und -erregbarkeit unter Steigerung des Blutdruckes zur Verbesserung der Blutversorgung des Körpers,
- Erhöhung der Reflexerregbarkeit,
- Funktionsminderung im Magen-Darm-Kanal, da Verdauungsarbeit für die akut erforderliche Muskelleistung (Angriff, Flucht) zweitrangig ist, sowie
- Minderung der Infektabwehr (Immunschwächung), da diese bei der akuten Stressorenbekämpfung nicht erforderlich ist.

Im Arbeitsleben können Stressoren physischer Natur sein, wie z.B. unphysiologische Arbeitshaltungen und Bewegungsmuster, zu starke Afferenzen aus den Sinnesorganen (wie z.B. Frequenz und Stärke von Wechselreizen, Kälte, Geruch). Sie können aber auch mentale oder psychische Ursachen haben (zu hohe geistige Anforderungen, berufliche Schwierigkeiten objektiver und subjektiver Art) oder sozial bedingt sein (wie z.B. schlechte oder schlecht gehandhabte Organisationen).

19

Trotz der ursprünglich lebenserhaltenden Funktion der Stressreaktion kann sie sich also durch zu hohe Intensität und Zahl der Stressoren negativ auswirken. Insbesondere können durch Nichtinanspruch-

20

nahme der Stressreaktion wegen zu geringer Muskelarbeit (wodurch sie unnütz wird und „ins Leere läuft“) negative gesundheitliche Konsequenzen auftreten.

- 21 Für die Gestaltung der MMS und der Arbeitsprozesse ist es vor allem wichtig zu wissen, dass Menschen unter Stress meist versuchen, auf einfachere, ältere und länger eingeübte Reaktionsmuster zurückzugreifen. Sie sind also in ihrer Problemlösungsfähigkeit eingeschränkt. Dies ist bei der Festlegung von Notfallprozeduren zu berücksichtigen. Vor allem aber sind die Arbeitsprozesse so auszulegen, dass unnötige Erzeugung von Stress vermieden wird.

## 2.1.2 Informationserfassung durch die Sinnesorgane

### 2.1.2.1 Allgemeines

- 22 Im Sinne von Abbildung 1.1 sind die ersten wesentlichen Komponenten des „Menschen als Regler“ die Sinnesorgane. Gemittelt über verschiedene Literaturwerte betragen die Anteile der einzelnen *Sinnesorgane* an der gesamten Informationsaufnahme von Menschen in etwa:

Augen	83	%
Ohren	11	%
Haut (Tastsinn)	3,5	%
Nase	1,5	%
Zunge	1,0	%

Dazu kommt noch ein nicht näher quantifizierbarer Beitrag des Bewegungssinns (Kinästhetik).

- 23 Bei modernen Arbeitsplätzen spielen die Augen die wichtigste Rolle, gefolgt von den Ohren. Die anderen Sinnesorgane werden in modernen Leitwarten kaum genutzt. Ob das sinnvoll ist, soll jedoch im Rahmen dieses Beitrags nicht diskutiert werden.

### 2.1.2.2 Das Auge

- 24 Wegen seines hohen Anteils an der gesamten Informationsaufnahme des Menschen wird das *Auge* allgemein als das wichtigste Sinnesorgan angesehen. Da sich aus seinen Eigenschaften auch eine Reihe von Anforderungen an die Gestaltung von Arbeitsplätzen herleiten lassen, sollen im Folgenden einige seiner wesentlichen Komponenten

diskutiert werden. Weitere Details können interessierte Leser leicht der Fachliteratur oder dem Internet entnehmen. Eine stark vereinfachte Schemazeichnung (Abb. 2.3) soll als Orientierungshilfe dienen. Weiterhin hilft es dem Verständnis, sich eine gewisse Ähnlichkeit des Aufbaus des Auges zu dem einer Fotokamera vor Augen zu halten.

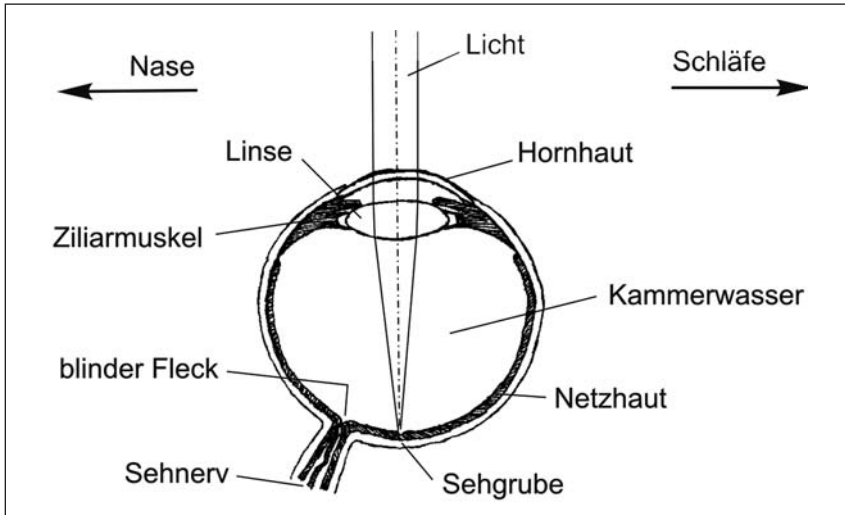


Abb. 2.3: Schematischer Aufbau des menschlichen Auges

Das in das Auge fallende Licht wird durch die Linse auf die *Netzhaut* („*Retina*“) fokussiert, wodurch dort ein Bild der Außenwelt entsteht. Dieses Bild ist dann deutlich, wenn die *Linse* „scharf gestellt“ ist. Die Scharfstellung erfolgt durch Veränderung der Krümmung (Brennweite) der Linse. Eine stärkere Krümmung der Linse bewirkt eine Verkleinerung der Brennweite (= Einstellung auf Nahsicht), eine schwächere sinngemäß eine Vergrößerung (= Einstellung auf Fernsicht). Der Fachausdruck für diesen Vorgang lautet *Akkommodation*. Diese erfolgt durch Muskeln („*Ziliarmuskeln*“), kostet also Anstrengung und führt deshalb zu Ermüdung, wenn sie häufig durchgeführt werden muss. Durch eine Umlenkvorrichtung wird die Einstellung der Linse auf Fernsicht durch Entspannung der Muskeln erzielt, kostet also weniger Anstrengung. Ab einer Entfernung von ca. 3 m zwischen Auge und zu betrachtenden Gegenstand können diese Muskeln sogar völlig entspannt sein.

25

- 26 Das bedeutet für die Gestaltung von Arbeitsplätzen, dass Anzeigen nicht zu nahe am Gesicht der arbeitenden Personen angeordnet sein dürfen. Dadurch entsteht aber ein Dilemma: Wird eine Anlage mit Hilfe von Eingriffen am Bildschirm bedient (z.B. „Touchscreen“ oder „Lichtgriffel“), darf dieser nicht weiter entfernt sein, als die Reichweite der handelnden Person beträgt, die nicht zu unnötiger Anstrengung führt (*Greifraum*).
- 27 Die Akkommodation kostet aber nicht nur Anstrengung, sondern auch Zeit. Literaturwerte reichen bis zu 1 sec. Um diesen Wert wird im Extremfall die Reaktionszeit einer handelnden Person verlängert, wenn sie z.B. zur Entscheidungsfindung einen Wert ablesen muss, der auf einer Bildschirmanzeige in ca. 70 cm Entfernung dargestellt ist und sie vorher auf die Betrachtung eines Anlagenüberblicksbildes in z.B. 5 m Entfernung konzentriert war. Das bedeutet für den Entwurf von Leitwarten, dass alle Anzeigen, die für die Beurteilung einer Situation und eine Bedienhandlung nötig sein können, in etwa der gleichen Entfernung vom Auge der handelnden Person angeordnet sein sollen.
- 28 Der Akkommodationsbereich wird außerdem mit zunehmendem Lebensalter geringer. Diese „Altersweitsichtigkeit“ tritt üblicherweise schon um das 45. Lebensjahr herum auf, also in einem wesentlich früheren Alter als allgemein angenommen. Sie muss rechtzeitig durch Augenuntersuchungen erkannt und durch eine Brille kompensiert werden, sonst können beim Bedienpersonal Überanstrengung, Konzentrationsverlust oder Fehlhandlungen auftreten<sup>3</sup>.
- 29 Die Linse wird durch die Hornhaut geschützt. Diese wird durch Bewegungen der Augenlider („Blinzeln“) feucht gehalten, die die Tränenflüssigkeit verteilen. Unter bestimmten Arbeitsbedingungen (z.B. bei längerem konzentrierten Blicken auf einen Bildschirm) neigen die Menschen dazu, die Frequenz des Blinzelns zu verringern. Das kann dann zu Austrocknungserscheinungen und Entzündungen des Auges führen.
- 30 Die durch die Linse auf der Netzhaut erzeugte optische Abbildung wird in Signale umgewandelt, die vom Gehirn wieder als Bild inter-

---

3 In der öffentlichen Diskussion wurde der mögliche Einfluss von Sehfehlern auf Leseschwächen von Schulkindern schon seit langem aufgegriffen.



pretiert werden können. Die erste Stufe dieser Bildverarbeitung (vergl. 2.1.3) erfolgt durch Sensoren, die *Sehzellen* in der Netzhaut. Sie erzeugen durch chemische und elektrische Prozesse, auf deren Details hier nicht eingegangen werden kann, Signale, aus denen in den folgenden Ebenen des visuellen Systems des Menschen Bildeindrücke entstehen, die vom Bewusstsein verstanden und interpretiert werden können.

Es gibt zwei Arten von Sehzellen: die „Zäpfchen“ und die „Stäbchen“. Die Zäpfchen liefern Farbinformation (grün, rot, blau), die Stäbchen lediglich Hell-Dunkel-Information. Dafür sind sie wesentlich zahlreicher und lichtempfindlicher. Die Zäpfchen arbeiten bei einer Leuchtdichte von  $10^{-2}$  bis  $10^5$ , die Stäbchen von  $10^{-6}$  bis  $10^0$  (jeweils in  $\text{cd/m}^2$  gemessen). Das menschliche Auge erreicht damit einen Lichtempfindlichkeitsbereich von 11 Zehnerpotenzen. **31**

Diese beeindruckende Leistung wird aber durch einige Einschränkungen erkauft. So können Menschen im unteren Helligkeitsbereich keine Farben unterscheiden („in der Nacht sind alle Katzen grau“) und die *Adaptions-*(Anpassungs-)*zeiten* an große Helligkeitsunterschiede können beträchtlich sein. Im Extremfall kann es 20 bis 40 (!) Minuten dauern, bis das Auge beim Übergang von normaler Helligkeit in tiefe Dunkelheit wieder eine ausreichende Sehfähigkeit erreicht hat (*Dunkeladaptation*). Der umgekehrte Anpassungsvorgang (*Helladaptation*) benötigt zwar „nur“ einige Sekunden, was aber, wie allgemein bekannt, z.B. im Straßenverkehr schon zu viel sein kann (*Blendung*, etwa durch die Scheinwerfer entgegenkommender Fahrzeuge). **32**

Blendung wird aber noch durch andere Effekte verursacht. So können zu starke Kontraste oder eine insgesamt zu hohe Helligkeit die Qualität des Bildes im Auge beeinträchtigen. Ursache ist die Streuung des einfallenden Lichtes im Glaskörper und in der Linse. **33**

Weitere Einschränkungen der Sehleistung des Auges (unter rein optischen Gesichtspunkten betrachtet) ergeben sich aus der ungleichmäßigen Verteilung der Sehzellen auf der Netzhaut. Diese ist ganz schematisch in Abbildung 2.4 dargestellt. Die Zäpfchen haben ihre höchste Konzentration in der *Sehgrube*, die Stäbchen in deren Nachbarschaft. Die ungleichmäßige Verteilung der Zäpfchen hat zur Folge, dass der Bereich wirklich scharfen Sehens beim Menschen sehr klein ist. Er umfasst einen *Sehwinkel* von etwa  $2^\circ$ , was in 1 m Entfer-

nung etwa einer Fläche von  $12 \text{ cm}^2$  entspricht. Wenn Menschen Dinge außerhalb dieses engen Winkels scharf sehen möchten, müssen sie entweder die Augen, den Kopf oder den ganzen Körper bewegen. Das geschieht üblicherweise unabsichtlich und nahezu unbewusst, kostet aber Zeit. Beim Entwurf von Anzeigen, die für schnelle Reaktionen gedacht sind, muss dies berücksichtigt werden.

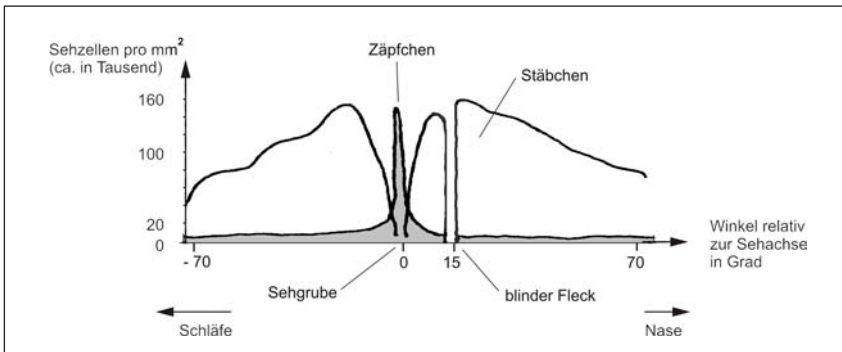


Abb. 2.4: Ungefähre Verteilung der Sehzellen auf der Netzhaut

- 35 Am auffälligsten ist das völlige Fehlen von Sehzellen an der Stelle, an der der Sehnerv aus der Netzhaut austritt, der „*blinde Fleck*“. Dieser wird im täglichen Leben von normalsichtigen Leuten nicht wahrgenommen, weil er sich in beiden Augen jeweils an verschiedenen Stellen befindet und sich deswegen kompensiert. Befindet sich aber ein Teil einer Anzeige zufällig in dem Teil des Gesichtsfeldes, der nur von einem Auge gesehen wird, so wird er nicht wahrgenommen, was naturgemäß zu kritischen Situationen führen kann.
- 36 Aber auch die „ganz normale“ ungleichmäßige Verteilung der Sehzellen hat Konsequenzen für das Arbeitsleben: die *Sehschärfe* ist abhängig von der Anzahl der Sehzellen pro Flächeneinheit und fällt außerhalb eines Winkels von etwa  $1,5^\circ$  um die Blickachse stark ab. Das zwingt also zu dauernden Augenbewegungen, wenn Objekte außerhalb dieses Bereichs präzise erkannt werden müssen. Bei geringer Helligkeit kommt noch ein anderes Problem dazu: der Ort scharfen Sehens liegt außerhalb der Blickachse, da die Stäbchen gerade dort nicht ihre größte Konzentration aufweisen. Es kann in Extremfällen also vorkommen, dass man sehr kleine Objekte gerade dann nicht mehr sieht, wenn man sie fixiert.

Die Sehschärfe hängt aber noch von weiteren Einflussgrößen ab, wie z.B. von der Helligkeit (Leuchtdichte) am Arbeitsplatz, dem Kontrast zum Hintergrund, der Farbe des Lichts, dem Lebensalter des Betrachters und der Form des Objekts. 37

Die Leuchtdichte am Arbeitsplatz sollte bei Lesetätigkeiten 50 – 200 cd/m<sup>2</sup> betragen, bei feinmechanischen Arbeiten bis zu 1000 cd/m<sup>2</sup>. Der Kontrast (Leuchtdichteverhältnis) zwischen dem zu erkennenden Objekt und seinem Hintergrund sollte zwischen 10 und 20 betragen. 38

Der Einfluss der Farbe auf die Sehschärfe erklärt sich aus der relativ einfachen Bauweise des Auges, wenn man diese unter optischen Gesichtspunkten betrachtet: es besitzt nur eine einzige Linse, die naturgemäß nicht farbkorrigiert ist. Dadurch ergeben sich notwendigerweise bei mehrfarbigen Objekten Abbildungsfehler. Die Sehschärfe ist deshalb bei einfarbiger Umgebungsbeleuchtung (z.B. Natriumdampflicht) am höchsten. Wenig bekannt ist, dass rein blaue Objekte (oder Objekte bei rein blauer Beleuchtung) vom menschlichen Auge überhaupt nicht völlig scharf gesehen werden können. 39

Außerordentlich interessant ist die Abhängigkeit der Sehschärfe von der Form der zu erkennenden Objekte. Das kleinste erkennbare Einzelobjekt – ein Punkt – muss z.B. mindestens einen Sehwinkel von einer Bogenminute<sup>4</sup> ausfüllen, was einem Durchmesser von ca. 0,3 mm in 1 m Entfernung entspricht. Die Breite einer Linie braucht dagegen nur eine halbe Bogensekunde zu betragen – also den 120sten Teil. Um einen Buchstaben oder eine Ziffer sicher erkennen zu können, müssen diese dagegen mindestens einen Sehwinkel von 12 Bogenminuten ausfüllen. Schrift, die aus 3 m Entfernung lesbar sein soll, muss also mindestens 1 cm hoch sein. Der Grund für diese Unterschiede ist, dass die eigentliche Erkennung von Objekten nur teilweise von der Dichte der Sehzellen in der Netzhaut abhängt, sondern weitgehend durch komplexe neuronale Vorgänge auf dem Weg von der Netzhaut zum Gehirn erfolgt (siehe auch Abschnitt 2.1.3). 40

---

4 Es ist in diesem Zusammenhang branchenüblich, die notwendige Größe von Objekten nicht in einem Längenmaß anzugeben, sondern in einem Winkelmaß, das den Sehwinkel angibt, unter dem sie den Betrachtern erscheinen. Der Vorteil dieser Methode ist, dass diese Größenangabe völlig unabhängig von der Entfernung zwischen Objekt und Mensch ist.

- 41 Eine weitere wesentliche Eigenschaft des Auges ermöglicht es Menschen überhaupt erst, einen Film als kontinuierliche Bewegung und nicht als Folge von Einzelbildern wahrzunehmen, oder das Bild auf einem Bildschirm üblicherweise nicht als unerträgliches Flackern zu sehen: die *Flimmerverschmelzungsfrequenz* (Fvf). Man versteht darunter die Frequenz, oberhalb derer das Auge den Übergang zwischen zwei Bildern nicht mehr klar erkennen kann. Die Fvf ist ihrerseits aber wieder von äußeren Einflüssen abhängig, im Wesentlichen von der Helligkeit der Bilder und vom Winkel des Lichtreizes zur Sehachse. Grundsätzlich gilt, dass sie umso höher ist, je heller das Bild ist und je weiter der Lichtreiz von der Sehachse entfernt ist. Ein Richtwert ist z.B., dass sie bei üblichen Beleuchtungsstärken (um die 100 cd/m<sup>2</sup>) etwa 70 Hz beträgt. Die Bildwechselfrequenz eines Bildschirms sollte also auf jeden Fall höher sein. Und zwar umso mehr, je größer er ist, um zu vermeiden, dass das Gesehene Bild an den Rändern zu flackern scheint.
- 42 Besondere Aufmerksamkeit ist der Farbgestaltung bei sicherheitsrelevanten Anzeigen zu widmen – die in Leitwarten eigentlich die Regel sind. Das Auge kann zwar einige Millionen verschiedener Farben unterscheiden, aber nur, wenn diese direkt benachbart sind. Ist dies nicht der Fall – z.B. dadurch, dass zwei farbige Objekte durch eine schwarze, graue oder weiße Fläche getrennt sind – so verringert sich die Zahl sicher unterscheidbarer Farben auf etwa sechs. Die Erklärung für diese Tatsache ist relativ kompliziert. Interessierten sei die Benutzung einschlägiger Fachliteratur [5] oder eine Internetrecherche empfohlen. An dieser Stelle soll genügen, dass für *sicherheitsrelevante Anzeigen* nur fünf Farben zugelassen sind: rot, gelb, grün, blau und weiß.
- 43 In der Praxis entsteht dadurch natürlich ein Dilemma: wenn auf einer Anzeige sowohl Farben zur Kennzeichnung von beförderten Materialien (z.B. Wasser, Dampf, Gas) als auch *Warnfarben* angewendet werden sollen, muss die Anzeige so gestaltet werden, dass diese beiden Bedeutungen nicht verwechselt werden können.
- 44 Ein ernsthaftes Problem ist auch eine mögliche Farbenblindheit von Mitarbeitern. Es gibt verschiedenen Ausprägungsformen dieses Handicaps, von denen sich einige nicht unbedingt im täglichen Leben bemerkbar machen. Es ist also notwendig, Mitarbeiter vor Tätigkeiten,

bei denen es auf die sichere Erkennung von Farben ankommt, augenärztlich untersuchen zu lassen.

### 2.1.2.3 Das Ohr

Das Ohr (der akustische Sinn) spielt bei der Überwachung technischer Systeme derzeit eine relativ untergeordnete Rolle. Ob dies zweckmäßig ist oder nicht, kann im Rahmen dieses Beitrags nicht diskutiert werden. Es soll jedoch darauf hingewiesen werden, dass seit einigen Jahren an verschiedenen Stellen Untersuchungen laufen, in wie weit es möglich und sinnvoll ist, charakteristische Lautbilder („earcons“<sup>5</sup>) ergänzend zu den üblicherweise grafikbasierten Anzeigen zu verwenden. Diese Untersuchungen umfassen sowohl „echte“ als auch synthetisch erzeugte „symbolische“ Geräusche. 45

Unbestritten ist allerdings seine Bedeutung für die *Alarmierung* der aufsichtführenden Personen durch Klingeltöne, Hupen oder Sirenen. Der Grund dafür ist nicht nur, dass es als Sinnesorgan von den üblichen – optischen – Anzeigen nicht in Anspruch genommen wird, sondern auch die Tatsache, dass der Gehörsinn nicht von der jeweiligen Blickrichtung abhängt wie der Gesichtssinn und dass er vor allem vom Menschen nicht absichtlich vollständig „abgeschaltet“ werden kann. Außerdem werden akustische Signale üblicherweise auch wahrgenommen, wenn die Aufmerksamkeit des Menschen nicht darauf eingestellt ist. 46

Im Arbeitsleben ist jedoch eine andere Eigenschaft des Gehörs von Bedeutung: seine logarithmische Empfindlichkeit (Weber-Fechner'sches Gesetz). Das bedeutet, dass ein akustisches Ereignis im Vergleich erst dann als doppelt so laut empfunden wird wie ein anderes, wenn es bereits den zehnfachen physikalischen Schalldruck aufweist. Das Schädigungspotential für das Ohr ist aber vom physikalischen Schalldruck abhängig. 47

Außerdem hängt die subjektiv empfundene Lautstärke noch von der Frequenz des Schallereignisses ab. Sehr tiefe und sehr hohe Töne wer- 48

---

5 Es handelt sich dabei um eine an den beim Entwurf von Bildschirmhalten viel verwendeten Begriff „Icon“ angelehnte Wortneubildung. Sie kennzeichnet ein kurzes akustisches Element, das ähnlich wie ein Icon einen hohen Wiedererkennungswert und einen prägnanten Eindruck schaffen soll.

den schwächer wahrgenommen und können so zu Schädigungen („Lärmschwerhörigkeit“) führen, ohne dass notwendigerweise subjektiv vorher der Eindruck zu großer Lautstärke empfunden wurde. Es ist also unbedingt notwendig, an Arbeitsplätzen vorsorglich Lautstärkemessungen vorzunehmen und die einschlägigen Arbeitsschutzbestimmungen<sup>6</sup> genau zu beachten.

## 2.1.3 Perzeption als „Informationsaufbereitung“

### 2.1.3.1 Definition

49 Die auf die reine Aufnahme „pixelähnlicher“ Bildelemente durch die Sehzellen in der Netzhaut folgende Erkennung von Gegenständen oder Bildern wird unter dem Begriff „*Perzeption*“ (lat.: das Empfangen, das Begreifen) zusammengefasst. Eine Lexikondefinition [6] dafür lautet:

- In der Sinnesphysiologie: „die Wahrnehmung von Reizen, die durch die Sinneszellen oder Sinnesorgane aufgenommen werden“.
- In der Psychologie: „Vorgang der (sinnl.) Wahrnehmung eines Gegenstandes durch bewusstes Erfassen und Identifizieren des Wahrgenommenen“.

### 2.1.3.2 Das „visuelle System“ des Menschen

50 Die alte Vorstellung, gemäß der die Bildinformation in Form einzelner Signale („Pixel“), die von den Rezeptoren im Auge ausgesandt werden, das Gehirn erreicht und dort zu einem Bildeindruck „verrechnet“ wird, hat sich als nicht haltbar erwiesen. Nach heutigem Forschungsstand geht man beim Menschen von sechs Ebenen der „Bildvorverarbeitung“ aus. Davon werden drei in der Netzhaut angesiedelt, eine wird einem Organ zwischen Auge und Gehirn zugeordnet (dem sog. „Kniehöcker“) und zwei der eigentlichen „Sehrinde“ im Gehirn. Dadurch erreichen bereits „vorverarbeitete“ Formelemente diese Gehirnregion, wie z. B. Kanten, prototypische Formen, „Ikonen“, räumliche Strukturen, Bewegungsmuster etc.

51 Das hat Konsequenzen. Die „*Gestaltfaktoren*“ [7], die Menschen dazu bewegen, Formen und Beziehungen auch in zufällig entstandenen

---

6 Als Beispiele seien hier genannt: ArbStättV § 15, VDI 2058 und TA „Lärm“

Mustern zu sehen, sind ein wichtiges Prinzip beim Entwurf leicht erfassbarer Darstellungen auf Bildschirmen. Andererseits entstehen nach heutigem Kenntnisstand z.B. *optische Täuschungen* weitgehend dadurch, dass die Mechanismen, die sich im visuellen System zum Zweck des schnellen räumlichen Erkennens entwickelt haben, bestimmte zweidimensionale Konfigurationen falsch interpretieren („das visuelle System interpretiert mit Gewalt“).

Es scheint so zu sein, dass sich in den Jahrmillionen der Evolution das visuelle System des Menschen darauf spezialisiert hat, Bedrohungen und Beuteobjekte so schnell wie möglich erkennen zu können. Auf äußerster Präzision hat die Natur aus Effizienzgründen dabei verzichtet. Vor allem werden offenbar manchmal Fehlerkennungen zugunsten der Geschwindigkeit in Kauf genommen. Auf diesem Ansatz setzt die im nächsten Abschnitt dargestellte Deutung auf, bei der angenommen wird, dass sich bestimmte Erkennungsmechanismen auf der Basis der evolutionären Anpassung des Menschen an seine ursprüngliche natürliche Umwelt (Steppenlandschaft) entwickelt haben. 52

### 2.1.3.3 Die „ökologische“ Deutung der menschlichen Perzeption

Dieser Denkansatz geht auf Überlegungen von Gibson [8] zurück, der bei seiner Arbeit mit Piloten in der ersten Hälfte des 20. Jahrhunderts beobachtete, dass Menschen z.B. beim Schätzen von Entfernungen, Höhen, Geschwindigkeiten etc. zu Leistungen fähig sind, die sich mit den damals gültigen Vorstellungen von der Informationsverarbeitung im Gehirn nicht erklären ließen. Er stellte deshalb die Hypothese auf, dass das perzeptionelle System des Menschen in der Lage ist, wahrgenommene Muster auf eine ganzheitliche Weise zu verarbeiten. Weiterhin nahm er an, dass sich die dabei eingesetzten Mechanismen im Verlauf der evolutionären Anpassung des Menschen an seine natürliche Umwelt herausgebildet hätten. Dieser Ansatz wird seit einigen Jahren vor allem in den USA von messenden Psychologen intensiv überprüft. Dabei wird vor allem untersucht, welches denn die von den Sinnesorganen (und hier vor allem vom Auge) wirklich erfassten Größen sind. 53

Unter anderem scheint der Gibson'sche Ansatz zu erklären, wieso graphisch-dreidimensionale Darstellungen so intensive Effekte der Faszination und Neugier bei ihren Nutzern auslösen. Dies scheint auf 54

den *ganzheitlichen Reizwahrnehmungen* der virtuell nachgebildeten dreidimensionalen Räume zu beruhen, in welchen sich die Nutzer aufgrund der durch sie erfahrenen Sinnesstimulationen intuitiv zu rechtfinden können. Hieraus lässt sich z.B. ableiten, dass das Wirkungsprinzip dreidimensionaler Darstellungen auf der natürlich-intuitiven Informationsaufnahme ihrer Betrachter beruht.

- 55 Interessanterweise treten die erwähnten positiven Effekte auch dann ein, wenn den Betrachtern „nur“ die Projektion einer dreidimensionalen Darstellung auf einem zweidimensionalen Bildschirm dargeboten wird. Der Verfasser kann dies aus langer Erfahrung bestätigen, da er nur auf einem Auge sieht. Als Erklärung bietet sich der später näher erläuterte Effekt der Bewegungsparallaxe an, der im täglichen Leben wirksamer zu sein scheint als das üblicherweise als wichtigste Basis des räumlichen Sehens angenommene beidäugige Sehen. Auch der Ersatz von Farben durch Grauschattierungen scheint keinen Einfluss zu haben. Damit sind die Gibson'schen Einsichten sehr breit anwendbar.

## 2.1.4 Kognition als „Informationsverarbeitung“

### 2.1.4.1 Grundsätzliches

- 56 Die Mehrzahl der im Rasmussen-Dreieck skizzierten Vorgänge werden unter dem Begriff der *Kognition* (lat.: Kennenlernen, Erkennen) zusammengefasst. Nach einer Lexikondefinition ist er „eine Sammelbezeichnung für alle Prozesse oder Strukturen, die mit dem Erkennen zusammenhängen, wie z.B. Vorstellung, Beurteilung, Gedächtnis, Erinnerung, Lernen“.
- 57 Die Kognitionsforschung beschäftigt sich mit
- der Wissensrepräsentation,
  - dem Wissenserwerb und
  - der Wissenswiedergabe des Menschen.

Sie war ursprünglich eine Teildisziplin der Psychologie, hat sich aber seit den 70er Jahren des 20. Jahrh. zu einem eigenen Wissensgebiet entwickelt. Die entsprechenden Forschungsarbeiten verliefen interessanterweise z.T. in enger Koordination mit Arbeiten auf dem Gebiet der „künstlichen Intelligenz“, die allgemein als Teilgebiet der „Computerwissenschaften“ gilt.



Wesentliche Grundlage der Kognitionsforschung ist die experimentelle Erforschung des menschlichen Lern- und Aktionsverhaltens. Hauptsächlich wird untersucht, wie Menschen neues Wissen erwerben und dieses umsetzen. Vor allen Dingen eröffneten der Umgang mit komplexen Systemen aus dem Bereich der Technik und experimentelle Ergebnisse auf dem Gebiet der „künstlichen Intelligenz“ völlig neue Erkenntnisse über die Prinzipien, wie der Mensch Systeme versteht, steuert und kontrolliert. 58

#### 2.1.4.2 Die Struktur des Gedächtnisses

Eine wesentliche Rolle spielen dabei Struktur und Funktionsweise des *Gedächtnisses*. Nach dem momentanen Stand der Forschung entspricht dieses einer sowohl durch Erfahrung als auch genetischen Vorgaben geprägten Struktur des gesamten Gehirns. Es ist somit nicht streng lokalisierbar. Nach heutigem Diskussionsstand könnte man sich die Speichertechnik des Gehirns ähnlich der in einem Hologramm vorstellen. Je nach Gedächtnisinhalt werden jedoch verschiedene Gehirnregionen (Assoziationsfelder) mehr als andere aktiviert. Daneben gibt es in „unteren“ (= entwicklungsgeschichtlich älteren) Gehirnregionen Teile, die immer aktiviert sind. 59

Eine ursprünglich besonders interessante Fragestellung war die beobachtete Diskrepanz zwischen der von messenden Psychologen ermittelten „Denkgeschwindigkeit“ von Menschen (etwa 6 „bit/sec“) und der sehr viel größeren „Informationsaufnahme“, die in der Größenordnung von  $10^{11}$  bit/sec liegt. Eine Lösung bieten Mehr-Speicher-Modelle des menschlichen Gedächtnisses an. Eines davon wird Abbildung 2.5 in Grundzügen vorgestellt. 60

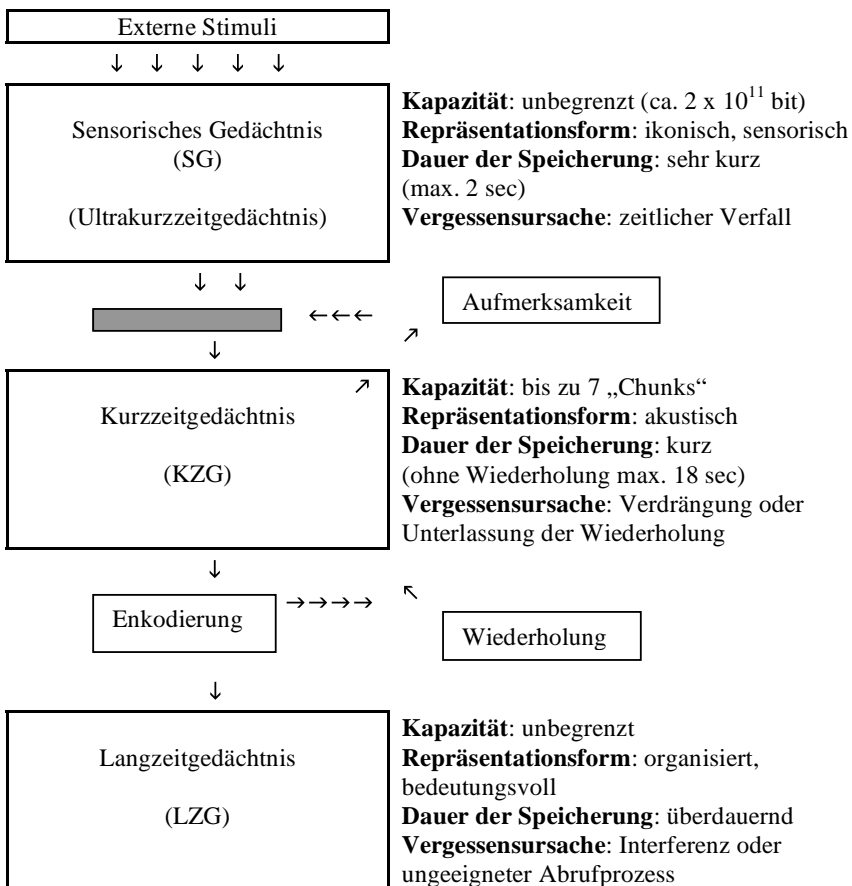
In dieser Darstellung wird deutlich, auf welche Weise (nach heutigem Forschungsstand) die massive Informationsreduktion erreicht wird, die zu einer optimalen Nutzung der begrenzten Verarbeitungsgeschwindigkeit des Gehirns notwendig ist. Sie erfolgt durch Zusammenfassung („*Chunking*“) vieler Einzelinformationen zu wenigen (bedeutungsvollen) größeren Einheiten. Dies führt zu 61

- einer erheblichen Erweiterung der Gedächtniskapazität,
- einer geringeren Belastung der Verarbeitungsressourcen,
- einer Zusammenfassung artverwandter Gedächtnisinhalte und

- einer möglichen gleichzeitigen Aktivierung von 4–7 Gedächtniseinheiten („Chunks“).

62 Unter dem „Aufmerksamkeitskegel“ eines Gehirns versteht man das momentane Interesse der Gedächtniseinheit an dem partiellen Inhalt des Ultrakurzzeitgedächtnisses (UKG). Er „beleuchtet“ quasi die im UKG vorhandenen Informationen und ermöglicht damit ihre weitere Bearbeitung, bzw. ihre Überführung in das Kurzzeitgedächtnis (KZG) und die Aktivierung der zu ihrer weiteren Verarbeitung nötigen Assoziationszentren. Die Struktur des Aufmerksamkeitskegels ist dabei von den bereits aktivierten Assoziationszentren abhängig.

Abb. 2.5: Mehr-Speicher-Modell des Gedächtnisses



Einige Assoziationszentren, die zum Überleben des Individuums nötig sind, sind dabei ständig aktiv (so z.B. die für Feuer, bedrohliche Geräusche, sich schnell nähernde Objekte etc.). Allgemein ist die Ausrichtung des Aufmerksamkeitskegels auf eine Situation am besten durch einen schnellen Wechsel des Inputmusters am jeweiligen Rezeptor erreichbar. 63

Mentale Modelle sind eine Variante individueller Wissenseinheiten, die an einer internen Repräsentation beteiligt sind. In den Geisteswissenschaften werden sie unter der Definition der „Begriffe“ geführt. Es sind Wissenseinheiten, die in längeren Lern- und Instruktionsprozessen entwickelt werden und Sachverhalte beschreiben sollen. Anders als ein „Schema“, das als Abstraktion und Verallgemeinerung einer großen Klasse von Einzelercheinungen zugeordnet wird, gilt ein „mentales Modell“ für einen spezifischen Vorgang oder Sachverhalt. Der Begriff wird vor allem zur Umschreibung individueller Sichtweisen bezüglich komplexer, wenig transparenter Systeme verwendet. Ein Beispiel hierfür sind die Vorstellungen, die viele Menschen über Ähnlichkeiten zwischen einem Wasserkreislauf und elektrischen Schaltungen entwickeln, um deren Funktionsweise besser zu verstehen. 64

### 2.1.4.3 „Situation Awareness und Assessment“

Hauptprotagonistin dieses Denkansatzes ist Mica Endsley [9]. Das Konzept hat vor allem den Vorteil, dass es keine neue Patentlösung darstellt. Vielmehr werden fast alle bisher isoliert diskutierten Aspekte der menschlichen Wahrnehmung integriert – vor allem auch das Element der Zeit. 65

Der Kerngedanke dabei ist, dass in komplexen und dynamischen Umgebungen die Fähigkeit von Menschen, richtige Entscheidungen zu treffen, in hohem Maße von ihrem „*Situationsbewusstsein*“ („*situation awareness*“ – „SA“) abhängt – einem dynamischen Bild der Umgebung, das sich ständig weiterentwickelt. SA kann definiert werden als „Erkennung der Elemente einer Umgebung innerhalb eines Umfangs von Raum und Zeit, das Verständnis ihrer Bedeutung und die Projektion ihres Zustands in die nahe Zukunft“. 66

- 67 Wichtig sind die 3 Ebenen des Situationsbewusstseins:
- Ebene 1:  
Bewusste Wahrnehmung bestimmter „Schlüsselemente“ der Situation;
  - Ebene 2:  
Verständnis dieser Information nach dem Gestaltprinzip und ihre Integration im Lichte der operationellen Ziele;
  - Ebene 3:  
Fähigkeit, zukünftige Zustände des technischen Systems vorzusehen (zu projizieren).
- 68 Die beiden höheren Ebenen des Situationsbewusstseins haben sich als besonders wichtig für das effektive Arbeiten von Menschen in komplexen Umgebungen herausgestellt – wie etwa Cockpit, Flugsicherung, Fahrzeugführung, Medizin und Leitwarten. Das Konzept wird in den USA vor allem in der Luftfahrt für die Bewertung von MMS-Konzepten praktisch eingesetzt und hat sich gut bewährt.

## 2.1.5 Menschliche Fehler

### 2.1.5.1 Allgemeines

- 69 Fehler sind keine stochastischen Ereignisse, sondern unterliegen fundamentalen psychologischen Mechanismen, d.h. ihre Analyse während des Systementwurfs ist möglich, selbst wenn es sich um neue Systeme handelt. *Fehlermechanismen* sind sowohl mit dem Lernvorgang an sich als auch mit hoher Effizienz unter vertrauten Bedingungen verknüpft. Die Vielzahl der wahrnehmbaren Fehler kann durch eine kleine Anzahl von grundlegenden Mechanismen beschrieben werden – d.h. die Analyse von Art und Auswirkung von Fehlern ist praktisch machbar.

### 2.1.5.2 Tätigkeits- und Fehlerebenen nach Rasmussen

- 70 Nach einem Modell von Rasmussen können Kontroll- und Steuerungstätigkeiten eines Operators in drei Klassen („Ebenen“) eingeteilt werden, wobei typische Arten von Fehlern auftreten:
- 71 „Skill level“, d.h. diejenige Ebene, auf der das Verhalten stark sensorisch (geschicklichkeits-, reaktions-)basiert ist. Die Aktionen

laufen weitgehend unbewusst und automatisiert ab. Es handelt sich um hoch integrierte Verhaltensmuster für den Routinebetrieb und für die Handhabung unproblematischer, gewohnter Zustände und Abläufe.

Vorteile dieses Aktionsmodus sind etwa die Variabilität der Muskelkontrolle (z.B. die hohe Geschwindigkeit und Präzision beim Tennis) und die Möglichkeit des „Einfangens von Fehlern“ (z.B. halbbewusste Korrektur eines falschen Tastenanschlags beim Schreiben von Texten). 72

Ein Nachteil kann eine unzulängliche Präzision beim Einsatz der Kräfte und der „Raum-Zeit-Steuerung“ sein. 73

„Rule level“ (regelbasierte Ebene), auf der die Menschen gelernte Vorgehensvorschriften anwenden. Hier werden Abweichungen im Systembetrieb registriert und korrigiert. Es werden Zustandskonfigurationen identifiziert und wiedererkannt. Diese Vorgehensweise beruht auf dem Vertrauen auf (nicht immer vollständig verstandene und klare) Hinweise, die nur eine Unterscheidung verschiedener Aktionen in ihrem üblichen Zusammenhang erlauben. 74

Gefahren dabei sind das Übersehen von einzelnen Fakten und Aktionen oder die Verwechslung von alternativen Vorgehensweisen. 75

„Knowledge level“ (wissensbasierte Ebene), auf der weder Routineaktivitäten noch der Ablauf verfügbarer Kontroll- und Steuerungsregeln genügen. Es sind Zustände und Bedingungen im Systembetrieb eingetreten, die neuartig und schwer verständlich sind. Die Kontroll- und Steuerungsaktivität auf dieser Ebene stellt hohe Anforderungen an die Informationsverarbeitungsleistung des Menschen. Hier beginnt die eigentliche Denkarbeit des Operateurs. 76

Sie beruht (meist) auf linearem Denken in kausalen Netzwerken. Die Gefahr dabei ist, dass manchmal Nebenwirkungen und/oder (System-)Voraussetzungen nicht berücksichtigt werden. 77

### 2.1.5.3 Fehlerarten

Das Modell von Reason [10] stellt eine Erweiterung des Rasmussen-Modells dahingehend dar, dass den verschiedenen Ebenen zwei *Typen menschlicher Irrtümer* zugeordnet werden: 78

- 79 „*Slips*“ oder „Versehen“ sind Operationen, die versehentlich falsch ausgeführt wurden, meist aus Unachtsamkeit. Beispiele sind das Abschalten des funktionierenden statt des defekten Triebwerks im Flugzeug oder die Betätigung des rechten (Fahrlicht) statt des linken Lichtschalters (Nebellicht) in einem Auto.
- 80 Ein Ziel der MMS ist es daher, durch die präzise Angabe konkreter Anweisungen für eine Verringerung der „*slips*“ zu sorgen.
- 81 „*Mistakes*“ oder „Fehler“ sind echte menschliche Fehler. Sie werden der regel- und wissensbasierten Ebene der Kontroll- und Steuerungstätigkeit zugeordnet.
- 82 Anders als bei den „*slips*“ erfolgen dabei die Handlungen auf Grund falscher Voraussetzungen. Es sind Mängel in der Wahrnehmung, Beurteilung und Einschätzung von Systemzuständen, die sich in einer fehlerhaften Zielsetzung und in der Auswahl falscher Mittel auswirken.

#### 2.1.5.4 Tiefere Fehlerursachen

- 83 Die Fehlermöglichkeiten führt Reason auf drei grundlegende Verarbeitungseigenarten des menschlichen Systems zurück, die auf einer Aktivierungsschwelle der Aufmerksamkeit des Operators beruhen. Erst wenn die Schwelle überschritten ist, sieht sich der Operator veranlasst, zu handeln:
- i) Der „*similarity bias*“, gekennzeichnet durch eine grundlegende Tendenz, wahrgenommene Zustände auf Ähnlichkeit zu prüfen, um vertraute Konfigurationen und damit verbundene Prozeduren aufzurufen. Damit geht eine Tendenz einher, Ähnlichkeiten herzustellen, bzw. sie zu konstruieren, ungeachtet diskrepanter Information.
  - ii) Der „*frequency bias*“, gekennzeichnet durch die Tendenz, häufig erlebte und leicht aktivierbare Ereignisse bevorzugt an aktuelle Zustände heranzutragen und häufig durchgeführte Prozeduren bevorzugt immer wieder einzusetzen.
  - iii) Der „*confirmation bias*“, gekennzeichnet durch die Tendenz zur Bestätigung und Sicherung der eigenen Sichtweise und Aktivität, zur Vernachlässigung und Uminterpretation diskrepanter Informationen.

Aus diesen Fehlermöglichkeiten kann auf einige grundlegende Verarbeitungseigenarten des menschlichen Informationsverarbeitungssystems zurückgeschlossen werden, die am besten unter dem Sammelbegriff der *kognitiven Hysterese* zusammengefasst werden können. Diese beschreibt das Festhalten an Sichtweisen und Operationen über einen Zeitpunkt hinaus, zu dem eigentlich gegenläufige Informationen längst verfügbar und zu beachten wären. Als Ursachen dafür werden angegeben:

- a) Die eingeschränkte Rationalität („bounded rationality“) des kognitiven Systems, bedingt durch dessen begrenzte Kapazität, was zur selektiven Beachtung und zur Minimierung von Informationen führt.
- b) Eine Tendenz zur Ökonomie („reluctant rationality“), d.h. zur Vermeidung kognitiven Aufwands, was zur Nutzung gespeicherten Wissens (similarity bias), bzw. zur Bevorzugung häufig erprobter Operationen führt. Daraus folgt die Tendenz, erst spät von der Regelebene auf die Wissensebene überzugehen, d.h. bei abweichenden Systemzuständen zu lange zu versuchen, nach bekannten Konfigurationen zu suchen. Der Übergang auf die Problemlösungsebene erfolgt meistens spät und ist durch eine erhebliche zeitliche und informelle Belastung gekennzeichnet.
- c) Eine Tendenz zur Vermeidung von Unsicherheit, was sich in der Suche nach bestätigter Information und in der Vernachlässigung diskrepanter Information bzw. dem Festhalten an einmal formulierten Hypothesen und Plänen zeigt.

## 2.2 Menschen als Gruppe

### 2.2.1 Gruppenverhalten

In den bisherigen Betrachtungen wurden nur die beiden inneren der in Abb. 8 HbE 10410 skizzierten Kreise betrachtet, nämlich die Wechselwirkung eines einzelnen Menschen mit einem technischen System. Jetzt soll kurz noch auf zwei Elemente des äußeren Kreises eingegangen werden: die Wechselwirkungen mit der den Menschen direkt umgebenden Gruppe („Team“) und mit der übergeordneten Organisationsform („Firma“).

- 86 Da die meisten Aspekte dieser Beziehungen in Diskussionen und der Literatur über allgemeine Fragen der Menschenführung und Arbeitsorganisation seit vielen Jahren eingehend erörtert werden, beschränken sich die nachfolgenden Bemerkungen auf ein spezielles Teilgebiet, die *Sicherheit*. Diese ist bei büroähnlichen Tätigkeiten naturgemäß wenig gefährdet, spielt aber bei großtechnischen Systemen eine wesentliche Rolle, insbesondere wenn es sich dabei um kerntechnische oder chemische Anlagen handelt. Letzteres ist natürlich, da Störungen und Unfälle dort extreme Auswirkungen auf Mensch und Umwelt haben können.
- 87 Entsprechende Untersuchungen haben den großen Einfluss aufgezeigt, den die Wechselwirkungen zwischen den Mitgliedern der Wartenteams auf das Verhalten der Einzelnen haben können. Darunter fällt z.B. der Effekt, dass eine einmal formulierte Hypothese bezüglich einer Fehlerursache trotz offenkundiger Erfolglosigkeit so lange weiter verfolgt wird, bis von außen (z.B. durch das bei einem Schichtwechsel hinzukommende frische Personal) neue Denkanstöße geliefert werden. Dieses Verhalten ist sicher dem von Einzelpersonen bekannten „confirmation bias“ (vergl. Punkt „iii“ in Abs. 2.1.5.4) verwandt, scheint aber bei Gruppen in noch stärkerem Maße aufzutreten. In einem Artikel wurde dafür sogar einmal den Ausdruck geprägt: „die Wahrheitsillusion der Einmütigkeit“.
- 88 Ein anderer, eigentlich seit langem bekannter Effekt ist, dass Menschen nicht gerne Vorgesetzte um Unterstützung bitten, da dies eventuell als Mangel an Kompetenz (oder „Gesichtsverlust“) verstanden werden könnte. Damit kann aber die Chance der „frischen Sicht auf ein Problem“ verbaut werden. Es wurde daher eine Vorgehensweise vorgeschlagen, die dieses psychologische Problem vermeiden soll: Wenn ein Operateur ein Problem nach einer gewissen Zahl von Versuchen nicht lösen kann, wird vom Leitsystem automatisch ein vorher für solche Fälle benannter Spezialist alarmiert. Stellt sich das dann als unnötig heraus, so „war es eben der Computer“ und keine der beteiligten Personen muss sich in Bezug auf ihr Verhalten etwas vorwerfen.
- 89 Untersuchungen, die nach einem besonders schweren Unfall angestellt wurden, haben auch noch einen weiteren Aspekt zu Tage gefördert, der von üblicherweise als rational und beherrscht geltenden Ingenieuren offenbar vernachlässigt worden war: Das Verhalten in ge-



fährlichen Situationen wird anscheinend stärker von lokalen kulturellen Einstellungen, Werten und Traditionen beeinflusst als bisher angenommen. Eine derartige Haltung, die z. B. unter dem Begriff „Macho-Gehabe“ eingeordnet werden könnte, wird nicht nur im Privatleben eingenommen, sondern auch beim Umgang mit Risiken in technischen Systemen. Diese Beobachtung hatte umfangreiche Untersuchungen zur Folge und verstärkte vor allem die Einsicht in die Notwendigkeit einer „Sicherheitskultur“, die in Risikobranchen organisationsübergreifend etabliert werden muss.

### 2.2.2 Sicherheitskultur

Bei Analyse, Gestaltung und Betrieb sicherheitskritischer soziotechnischer Systeme, wie etwa in der Nuklearindustrie, werden deshalb inzwischen diese Zusammenhänge in stärkerem Maße mit berücksichtigt. So wurden z. B. von der IAEA<sup>7</sup> und der IEE<sup>8</sup> Empfehlungen zur Sicherheitskultur in Unternehmen ausgearbeitet [11, 12]. Darin werden u. a. gefordert:

- Übernahme einer entsprechenden Führungsrolle und aktiven Verantwortung seitens der obersten Führungsebene,
- eine aktive Rolle des Linienmanagements in Bezug auf Sicherheit,
- Beteiligung aller Beschäftigten,
- effiziente Kommunikation,
- allgemein verstandene und akzeptierte Ziele,
- gutes Lernverhalten der Organisation,
- positive Einstellung gegenüber notwendigen Änderungen,
- klare Beachtung von Sicherheit und Gesundheit am Arbeitsplatz,
- eine konstruktiv kritische Einstellung,
- eine konsequente und durchdachte Herangehensweise aller Einzelnen.

In besonderem Maß gilt das für die Nuklearindustrie, bei der ein Störfall meist ein hohes Katastrophenpotential aufweisen kann. Deshalb muss dort das Ziel des Sicherheitsmanagements eine Unternehmens-

7 International Atomic Energy Agency

8 Institution of Electrical Engineers

kultur sein, die das ganze System praktisch „narrensicher“ macht. Sie muss sich auf die organisatorischen und technischen Aspekte konzentrieren, um zu verhindern, dass eventuell sogar das Bedienpersonal selbst zur Störungsquelle wird. Sicherheit muss jederzeit im Mittelpunkt der Aufmerksamkeit jedes Beteiligten stehen.

- 92 Wie beispielsweise von Trimpop [13] ausgeführt, können u. a. folgende Einzelpunkte als Kriterien für die Qualität einer Sicherheitskultur herangezogen werden:
- Qualität von Dokumenten, wie z. B. internen Papieren oder Richtlinien einer Organisation,
  - Verfügbarkeit und „Sichtbarkeit“ von Sicherheitsinformation und Sicherheitsbeauftragten,
  - Auswertung von systematischen Beobachtungen, Interviews und Fragebogen,
  - Einbettung in den Entscheidungsprozess sowie Verteilung und Zuordnung der Verantwortlichkeiten, etc.
- 93 Um deutlich zu machen, wie sich solche Überlegungen auf die Gestaltung der Mensch-Maschine-Schnittstelle zu einem technischen Sys-

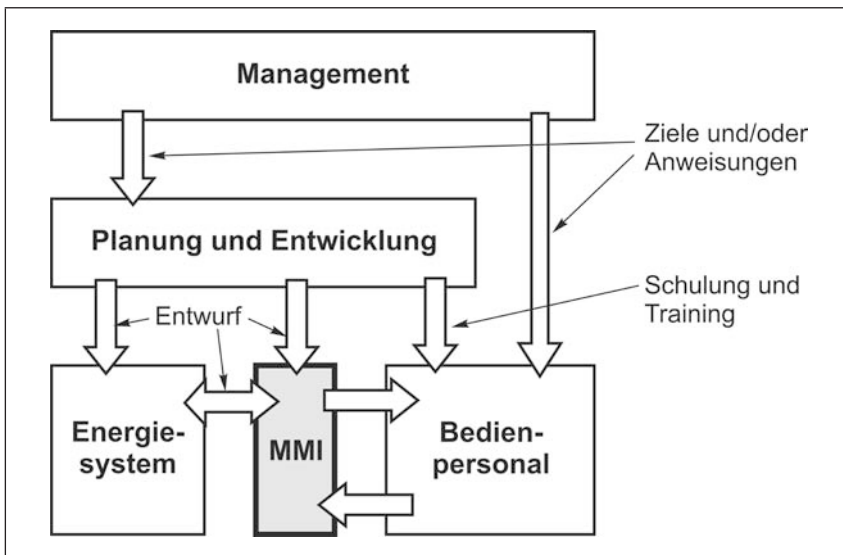


Abb. 2.6: Sicherheitsrelevante Maßnahmen aus der Sicht von Systementwurf und Organisation

tem auswirken können, wird in Abbildung 2.6 versucht, deren Einbettung in einen Gesamtentwurf unter Einbeziehung von Managementregeln, Ausbildung, etc. zu illustrieren.

## 3 Technische Hilfsmittel

### 3.1 Die eigentliche Mensch-Maschine-Schnittstelle

#### 3.1.1 Ausgabegeräte

##### 3.1.1.1 Vorbemerkung

Die für den Bau der Mensch-Maschine-Schnittstelle im engeren Sinne eingesetzte Gerätetechnik wird üblicherweise untergliedert in Aus- und Eingabegeräte. Da die Ausgabegeräte meist den Gesamteindruck bestimmen, sollen sie hier zuerst behandelt werden. Sie können wiederum in flüchtige und permanente Ausgaben eingeteilt werden. Erstere dienen zur laufenden zeitnahen Überwachung und Bedienung des Prozesses, letztere zur Archivierung langfristig benötigter Daten. 94

##### 3.1.1.2 Flüchtige Ausgaben

Die überwiegende Mehrheit davon ist optischer Natur (I). In Leitwarten werden für spezielle Zwecke (vergl. Abschnitt 2.1.2.3) zusätzlich akustische Ausgaben (II) eingesetzt. In neuerer Zeit gewinnen für die Steuerung von Geräten auch taktile Ausgaben (III) an Bedeutung. 95

#### I) Optische Ausgaben

Wie aus Abb. 6 HbE 10410 ersichtlich, bestehen diese heute überwiegend aus *Bildschirmen* verschiedener Größe, die verschiedene Bilderzeugungstechniken verwenden können. Ihr gemeinsames Prinzip, das (nach einigen technischen Umwegen) erreicht wurde, besteht darin, dass die dargestellten Bilder aus „*Pixeln*“<sup>9</sup> zusammengesetzt werden. Um eine als befriedigend empfundene Bildqualität zu erreichen, müssen diese Pixel auf dem Bildschirm so klein sein, dass sie beim jeweils gewählten Betrachtungsabstand die in Rn. 40 dieses Kapitels näher erläuterte Größe nicht überschreiten. 96

<sup>9</sup> Bezeichnung für die kleinste Einheit einer digitalen Rastergrafik, abgeleitet aus „picture“ und „element“

- 97 Bei Farbbildschirmen bestehen sie wieder aus drei Teilelementen in den Farben rot, grün und blau, den Grundfarben der *additiven Farbmischung*<sup>10</sup>. Wird die oben erwähnte Größe der Pixel nicht überschritten, so werden sie vom menschlichen Auge nicht mehr aufgelöst und der Betrachter nimmt die resultierende Farbe wahr. Bei jeweils gleicher Intensität der Grundfarben entsteht der Eindruck einer Schattierung von schwarz (eigentlich dunkelgrau) bis weiß.
- 98 Damit bei der Betrachtung nicht der Eindruck des Flimmerns entsteht, müssen die Bilder auf dem Bildschirm so schnell erzeugt werden, dass die Fvf (vergl. Rn. 41) des Auges überschritten wird. Die Bilderzeugungsfrequenz eines konkreten Bildschirmtyps kann den Herstellerangaben entnommen werden.
- 99 Bei der Aufstellung von Bildschirmen ist allerdings noch zu beachten, dass die Fvf mit Zunahme des Betrachtungswinkels zur Sehachse ansteigt. Das führt dazu, dass trotzdem *Flimmern* auftritt, wenn man Bildschirme in einem zu großen Winkel zur Sehachse<sup>11</sup> anordnet.
- 100 Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass alle Bildschirmtypen eine gewisse Richtwirkung besitzen, die von ihrem jeweiligen Funktionsprinzip und der Beschaffenheit ihrer Oberfläche abhängt. Dies führt dazu, dass sie nur unter einem begrenzten Betrachtungswinkel einen befriedigenden Bildeindruck liefern. Das kann manchmal erwünscht sein, wenn vermieden werden soll, dass danebenstehende Personen vertrauliche Informationen zu leicht mitlesen können. In Warten, in denen üblicherweise im Team gearbeitet wird, muss jedoch im Gegenteil darauf geachtet werden, dass dieser Winkelbereich groß genug ist. Außerdem kann es bei großen Darstellungen, die über mehrere, im Winkel zueinander aufgestellte, Bildschirme verteilt werden müs-

---

10 Von „additiver Farbmischung“ spricht man, wenn die gesehene Farbe aus Licht verschiedener Farben zusammengesetzt ist, von „subtraktiver Farbmischung“, wenn sie aus Farbstoffen gemischt wird, die nicht selbstleuchtend sind, sondern Licht absorbieren. Im ersten Fall ergibt die Mischung von rotem, grünem und blauem Licht weißes Licht (RGB). Im zweiten Fall ergeben die Farbstoffe Cyan, Magenta und Gelb die Farbe Schwarz. Das betrifft also alle Ausgaben, die durch Drucker erzeugt werden. Interessierte Leser seien auf das Buch von Foley und van Dam [5] verwiesen.

11 Da dies von den Betrachtern zunächst nicht unbedingt wahrgenommen wird, ist die schlimmste Konsequenz, nämlich unerwartete epilepsieähnliche Anfälle, die bei manchen Menschen durch Flimmern bestimmter Frequenzen verursacht werden, dabei nicht auszuschließen.

sen, störend wirken, wenn das Gesamtbild in sich zu große Helligkeitsunterschiede aufweist. Schließlich ist bei der Aufstellung von Bildschirmen darauf zu achten, dass die Bilddarstellung nicht durch Reflexionen anderer Lichtquellen (Fenster, Raumbeleuchtung, andere Bildschirme) überlagert und damit beeinträchtigt wird.

Bei Bildinhalten, die sich dynamisch schnell ändern können, muss außerdem berücksichtigt werden, wie schnell neue Bilder vom jeweiligen Rechner (oder der darin enthaltenen Grafikkarte) erzeugt werden können. Verständlich wird dies, wenn man sich vor Augen führt, dass nach dem heute üblich gewordenen Arbeitsprinzip sämtliche Pixel eines Bildes zuerst errechnet und in einem Bildspeicher abgelegt werden. Von diesem werden sie dann (meist durch einen gesonderten Prozessor) auf den Bildschirm übertragen. **101**

Da die ergonomischen Eigenschaften der optischen Ausgabegeräte ganz wesentlich auch von dem jeweils verwendeten Prinzip der Bilderzeugung abhängen, sollen die dabei heute am weitesten verbreiteten Techniken im Folgenden kurz dargestellt werden. Leser, die sich eingehender mit der Thematik beschäftigen wollen, seien auf einschlägige Fachliteratur (z.B. das Buch von Foley-van Dam [5] ) oder das Internet verwiesen. **102**

Das heute noch zahlenmäßig verbreitetste Darstellungsgerät ist die Kathodenstrahlröhre, meist auch „CRT“ (Cathode Ray Tube) genannt. Es handelt sich dabei um eine Weiterentwicklung der 1894 erfundenen „Braun'schen Röhre“ (die heute noch in „Kathodenstrahloszillographen“ in der Messtechnik Anwendung findet) für die Fernsehtechnik. **103**

Das bilderzeugende Prinzip besteht im Grundsatz darin, dass Elektronen, die aus einer auf hohe Temperatur gebrachten Kathode austreten, durch magnetische Felder zu einem Strahl gebündelt und mit Hilfe einer relativ hohen „Anodenspannung“ beschleunigt werden. Diese beträgt bei Schwarzweißbildschirmen etwa 14 bis 18 kV, bei Farbbildschirmen 25 bis 35 kV. Der Strahl wird (ebenfalls durch magnetische Ablenkung) zeilenweise über den Bildschirm geführt. Bei seinem Auftreffen auf die – mit geeigneten Leuchtstoffen („Phosphore“) beschichtete – sichtbare Vorderseite der Röhre entsteht ein Lichtpunkt. **104**

- 105 Dessen Farbe (rot, blau oder grün) wird durch den an dieser Stelle auf-  
gebrachten Phosphor, seine Form durch die hinter dem Bildschirm  
angebrachte Maske bestimmt (Abb. 3.1). Für die Erzeugung der drei  
Farben werden also drei Elektronenstrahlen benötigt. Zur Erzielung  
einer guten Bildqualität über die gesamte sichtbare Fläche der Röhre  
müssen diese also sehr gut zueinander justiert werden. Das macht  
*CRT-Bildschirme* empfindlich gegen äußere Magnetfelder, die z.B.  
von Starkstromleitungen hervorgerufen werden können, die in der  
Nähe einer Leitwarte verlegt sind. In solchen Fällen sind geeignete  
Maßnahmen zur Abschirmung nötig.

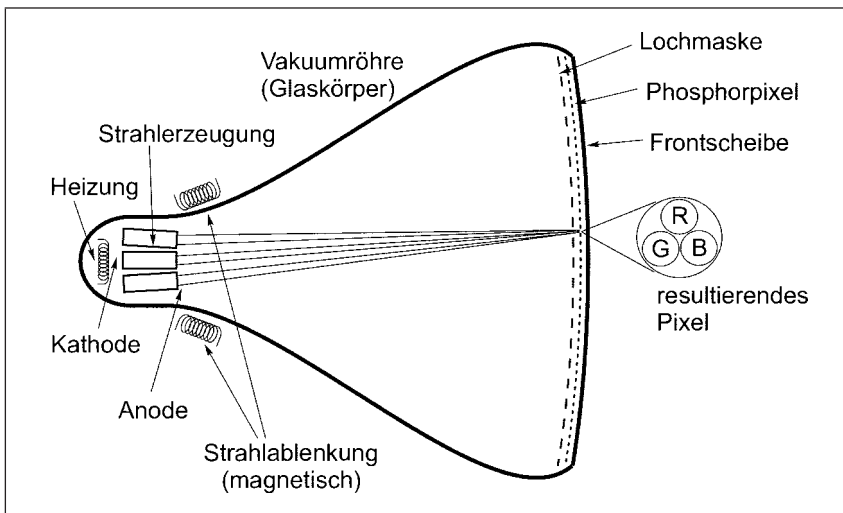


Abb. 3.1: Bilderzeugung beim CRT-Display

- 106 Die immer wieder geäußerte Befürchtung, durch das Auftreffen so  
beschleunigter Elektronen auf die dem Betrachter zugekehrte Front-  
scheibe der Bildröhre würde gesundheitlich schädliche Röntgenstrah-  
lung entstehen, entspricht nicht mehr den Tatsachen. Durch techni-  
sche Verbesserungen, die einer verschärften Norm [14] entsprechen,  
wurde dieses Problem praktisch völlig eliminiert. Eine gewisse Schä-  
digung der Augen kann aber von einem anderen physikalischen Phä-  
nomen verursacht werden: durch den Kathodenstrahl wird die Front-  
scheibe der Bildröhre elektrostatisch aufgeladen. Staubpartikel aus  
der Umgebung werden dadurch entweder angezogen (was zu der be-  
kannten Verschmutzung solcher Bildröhren führt) oder abgestoßen  
und Menschen, die zu dicht vor dem Bildschirm sitzen, ins Gesicht

geschleudert. Da Menschen bei der Arbeit vor Bildschirmen dazu neigen, weniger zu blinzeln, trocknen die Augen mehr als üblich aus. Sie werden deshalb empfindlicher gegen diesen Staubbefall und können eventuell zu Entzündungen neigen (vergl. Rn. 29).

Das Funktionsprinzip des „LCD-Bildschirms“ („Liquid Crystal Display“=„Flüssigkristallanzeige“) kann im Grunde als völlig entgegengesetzt betrachtet werden. Die bilderzeugenden Elemente sind praktisch kleine Farbfilter in den genannten Grundfarben rot, grün und blau. Das Licht wird durch eine weiß leuchtende Fläche erzeugt, vor der diese Filter angeordnet sind. Der Durchlass des Lichtes wird für jede Farbe jedes Pixels durch einen physikalisch hochinteressanten Prozess gesteuert: in einer Flüssigkeit schwimmen Kristalle, die durch eine angelegte – sehr kleine – elektrische Spannung die Polarisationsrichtung des durchgehenden Lichtes beeinflussen, so dass einmal mehr oder weniger Licht hindurchtritt (Abb. 3.2). LCD-Bildschirme sind daher völlig flimmerfrei.

107

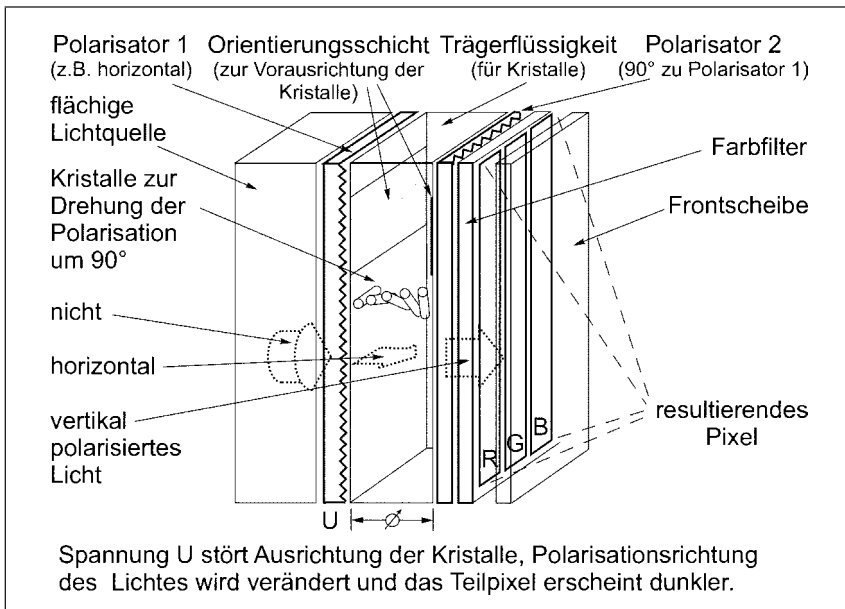


Abb. 3.2: Bilderzeugung beim LCD-Display

Im „Plasmadisplay“ kommt wieder ein anderes Prinzip zum Einsatz. Jedes Pixel besteht aus drei kleinen Kammern, in denen die darin an-

108

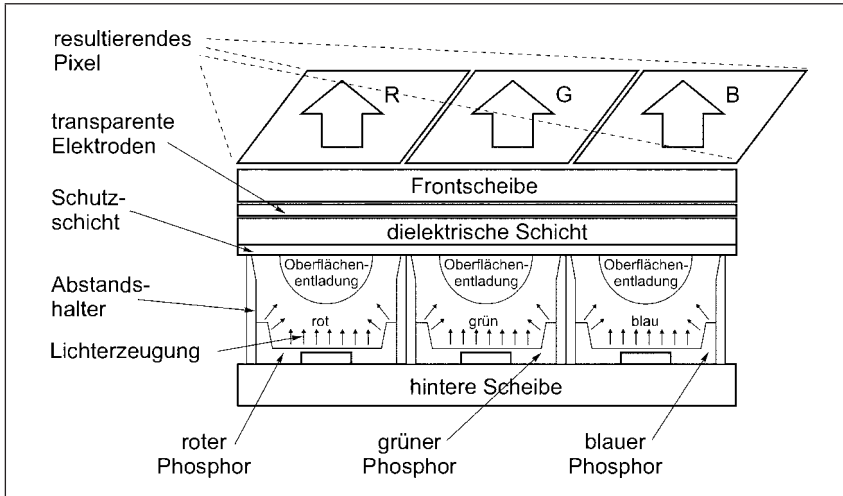


Abb. 3.3: Bilderzeugung beim Plasmadisplay

gebrachte Phosphorschicht durch eine elektrische Entladung zum Leuchten in jeweils einer der drei Grundfarben angeregt wird (Abb. 3.3). Zurzeit sind Plasmadisplays jedoch noch nicht ganz flimmerfrei, da sie noch nicht die hohen Bildwiederholfrequenzen der CRT's erreichen. Auch sind die Pixel noch etwas groß, was bei zu geringem Abstand zum Bildschirm stören kann. Wegen des hohen Kontrastes wirken bei richtiger Einstellung die Darstellungen allerdings sehr brillant. Es soll aber nicht unerwähnt bleiben, dass durch die konstruktionsbedingt rechteckige Form der Pixel bei LCD und Plasmabildschirmen in manchen Fällen eine gewisse Verschlechterung der Bildqualität gegenüber dem CRT-Bildschirm auftreten kann.

**109** Zum Zwecke einer schnellen Orientierung sind in Tabelle 3.1 noch einmal einige relative Vor- und Nachteile der beschriebenen Displaytechniken im Überblick zusammengestellt.

Tab. 3.1: Einige relative Vor- und Nachteile der drei beschriebenen Displaytechniken

Displaytyp	CRT	LCD	Plasma
Bildschirmgröße	0	+	++
Flimmern	+	++	0
Anpassung an Umgebungshelligkeit	++	0	+



Kontrast	+	0	++
Pixelgröße	++	+	0
Pixelform	++	0	-
Energieverbrauch	-	++	0
Empfindlichkeit gegenüber mechanischen	-	-	0
magnetischen und	-	0	+
thermischen Einflüssen	+	-	0
Handlichkeit	-	++	+

Legende: - : ungünstig 0: neutral +: gut ++: sehr gut

Die in Abb. 6 HbE 10410 im Hintergrund sichtbaren *Großbildschirme* werden meist durch Rückprojektion (Abb. 3.4) realisiert, wenn auch inzwischen Bildschirme vergleichbarer Größe auf dem Markt verfügbar sind. Frontprojektion wird in der Wartentechnik kaum verwendet, da die Unterbrechung des Strahlenganges durch umhergehende Personen zu sehr stören würde.

110

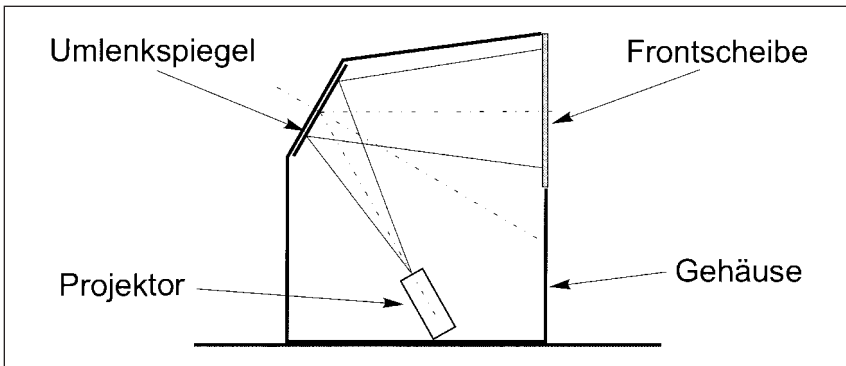


Abb. 3.4: Prinzip eines Rückprojektionsgerätes

Die dazu notwendigen *Datenprojektoren* haben im Prinzip die gleichen Bauprinzipien wie Bildschirme, sie arbeiten nur mit höherer Lichtintensität. Bei CRT-Projektoren werden oft auch noch drei Bildröhren (eine für jede Grundfarbe) mit jeweils einer eigenen Projektionsoptik verwendet. Diese Technik führt leider dazu, dass sie während des Betriebs relativ häufig zueinander justiert werden müssen.

111

- 112 LCD-Projektoren arbeiten nach einem gemischten Prinzip. Es gibt nur eine Projektionsoptik. Das Gesamtbild wird mit Hilfe von halbdurchlässigen Spiegeln aus drei unabhängig voneinander erzeugten Teilbildern in den drei Grundfarben erzeugt (Abb. 3.5) und dann als Ganzes projiziert.

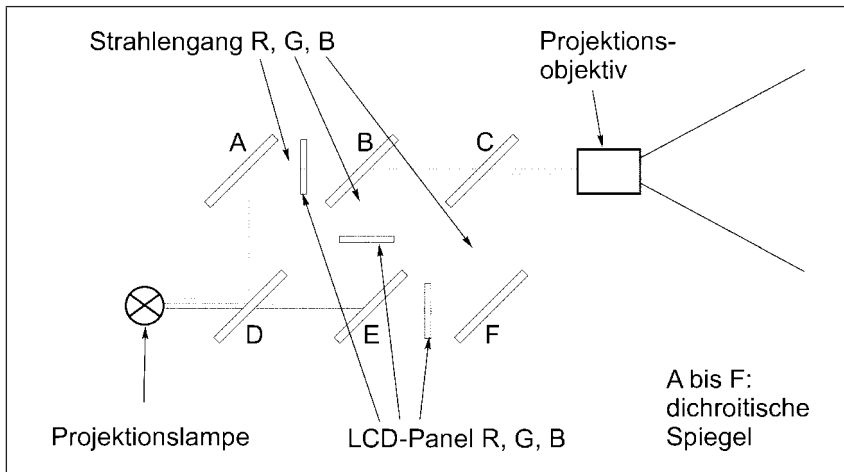


Abb. 3.5: Prinzip eines LCD-Projektors

- 113 In Bezug auf eine weitere Verbesserung der Bildqualität setzt man auf Laserprojektoren große Hoffnungen. Der Verfasser hat im Laufe seines Berufslebens schon sehr oft gehört, dass solche Geräte „bald“ auf dem Markt verfügbar sein sollten. Das hat sich aber bis zum Zeitpunkt der Verfassung dieses Beitrags nicht erfüllt.
- 114 Miniaturformen verschiedener Bildschirm- und Projektortypen werden bei den sog. „Datenbrillen“ (Abb. 3.6) eingesetzt. Diese Geräte dienen seit einigen Jahren hauptsächlich als Ausgabegeräte für die „Computer Augmentierte Realität“ („CAR“, vergl. Rn. 96 HbE 10410 und Abschnitt 4.1). Es geht dabei darum, die vom Rechner generierte Information den Benutzern so darzubieten, dass sie gleichzeitig mit der Realität gesehen wird. Die Konstruktionsformen reichen von (halb)durchsichtigen Gläsern, in die die Information mit Hilfe eines kleinen, am Brillengestell befestigten Projektors eingespiegelt wird, über durchsichtige LCD-Displays, die als Brillengläser dienen, bis zu kleinen Bildschirmen, die das von einer ebenfalls am Kopf befestigten Kamera aufgenommenen Bild zeigen, in das die Zu-

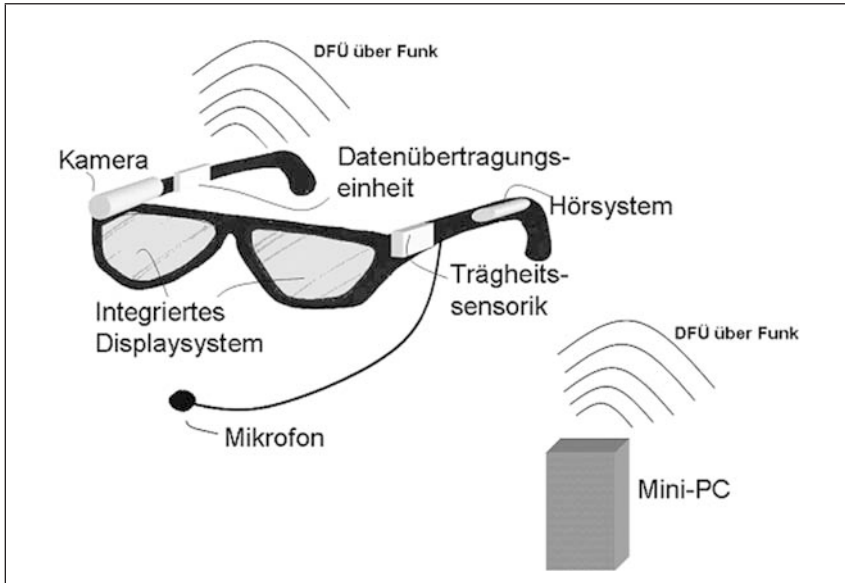


Abb. 3.6: Hypothetische Datenbrille (nach Behnke [16])

satzinformation eingeblendet wird. Im Extremfall werden sogar kleine Laserprojektoren eingesetzt, die die Zusatzinformation direkt auf die Netzhaut des Betrachters projizieren. Interessierte seien für tiefere Informationen auf das Buch von Azuma [15] hingewiesen.

Ein alter Wunsch ist die dreidimensionale Darstellung von Information, besonders wenn es sich um Werkstücke oder Räume handelt. Üblicherweise wird dabei versucht, das Prinzip des beidäugigen Sehens nachzubilden, das als hauptsächlichster Mechanismus für die räumliche Orientierung von Menschen gilt. Meist werden zwei unterschiedliche Bilder gezeigt, die mit Hilfe von Brillen betrachtet werden müssen, die entweder zwei verschieden farbige oder polarisierende Gläser besitzen. Das schließt aber Menschen von entsprechenden Tätigkeiten aus, die nur auf einem Auge ausreichend sehen.

Als alternativer Ansatz zur dreidimensionalen Darstellung von Objekten ist daher das Prinzip der *Bewegungsparallaxe* zu empfehlen. Räumliches Sehen beruht danach darauf, dass ein Betrachter sich (oder nur seinen Kopf) in einer Ebene senkrecht zu seiner Blickrichtung bewegt (Abb. 3.7) und dadurch das Objekt unter wechselnden

115

116



Abb. 3.7: Räumliches Sehen durch Bewegungsparallaxe (Versuchsaufbau am IPP der TUC)

Blickwinkeln sieht. Dieser Effekt wurde zuerst von Helmholtz beschrieben und auf der Basis der Arbeiten von Smets [17] am IPP weiter untersucht [18].

## II) Akustische Ausgaben

- 117** Wie in Abschnitt 2.1.2.3 erwähnt, wird in der Leittechnik der akustische Kanal des Menschen traditionell für Zwecke der Warnung oder Alarmierung genutzt. Er ermöglicht es, winkelunabhängig und ohne vorher die Aufmerksamkeit darauf gelenkt zu haben, Information aufzunehmen. Dafür genügen aber einfache Signale wie Hupen, Sirenen oder Klingeltöne.
- 118** Neueren Datums ist der Einsatz von *Sprachausgaben*. Diese werden üblicherweise durch Synthese von Worten aus vorher gespeicherten gesprochenen Silben realisiert. Wenn auch der Klang manchmal gewöhnungsbedürftig ist, so liegt doch der praktische Nutzen in manchen Situationen auf der Hand. Besonders bei Wartungstätigkeiten kann es sehr vorteilhaft sein, die Augen auf das Arbeitsfeld konzentrieren zu können und Anleitungen über das Gehör aufzunehmen.

Es muss jedoch darauf geachtet werden, dass eine Sprachinformation durch ein gesondertes Signal eingeleitet wird, um die Aufmerksamkeit der Zielpersonen darauf zu lenken.

### III) Taktile Ausgaben

Hier hat sich besonders für die Fernsteuerung komplexer mechanischer Geräte (wie z.B. Greifarme) das Prinzip der „*Krafrückkopplung*“ in Verbindung mit einem „Joystick“ (vergl. 3.1.2.5) durchgesetzt. Dabei werden die vom ferngesteuerten Manipulator auf das Werkstück ausgeübten Kräfte „rückgekoppelt“ vom Joystick auf die menschliche Hand ausgeübt. Das ermöglicht ein sehr gut kontrolliertes feinfühliges Arbeiten. **119**

Technisch noch anspruchsvoller ist der „*Datenhandschuh*“, bei dem im Vollausbau praktisch alle Kräfte, die bei der Arbeit mit der Hand spürbar wären, dem Benutzer übermittelt werden. Meist geschieht das durch Vibrationen. Damit ist eine noch präzisere Telemanipulation als bei einfacher Krafrückkopplung möglich. Leider sind die bisher verfügbaren Datenhandschuhe mechanisch noch etwas anfällig und deshalb für Dauereinsatz unter rauen Umgebungsbedingungen nur bedingt tauglich. **120**

#### 3.1.1.3 Permanente Ausgaben

Ein gewisser Anteil der beim Betrieb eines technischen Prozesses anfallenden Daten muss aus verschiedenen Gründen für längere Zeit archiviert werden. Solche Gründe können rein prozessbezogener Natur sein, wie etwa die Optimierung des Prozesses auf der Basis realer Betriebswerte, oder kaufmännischer Art, wie z.B. Verbrauchsabrechnungen. Auch juristische Zwecke, wie z.B. der Nachweis von Fehlbedienungen, kommen in der Praxis vor. **121**

Seit einigen Jahren erfolgt diese Speicherung hauptsächlich auf digitalen Datenträgern (3.1.1.4), jedoch steht am Ende immer die Notwendigkeit, den Bedarfsträgern die Information in menschenlesbarer Form, also als Text oder Zeichnung zur Verfügung zu stellen. Aus diesem Grund sollen einige der dafür einsetzbaren Geräte kurz angesprochen werden. **122**

## I) Ausgabe von Texten

- 123 Das für die Ausgabe von archivierbaren Texten heute am weitesten verbreitete Gerät ist der „*Laserdrucker*“, der nach dem „Xerox“-Prinzip arbeitet, also auf elektrostatischem Wege feinstes Kohlenstoffpulver auf Papier aufträgt, wo es durch Hitze fixiert wird. Sein Vorteil ist ein meist sehr gut lesbares Schriftbild, das außerdem relativ abriebfest und lichtecht ist. Entgegen der allgemeinen Annahme sind aber damit erstellte Dokumente nicht urkundenfest, da sich das aufgetragene Pulver trotz der Fixierung rückstandsfrei abtragen lässt. Entsprechende Geräte sind auf dem Markt erhältlich.
- 124 Ähnlich weit verbreitet sind „*Tintendrucker*“, bei denen auf verschiedene Weise feinste Tröpfchen einer speziellen Farbe auf das Papier aufgetragen werden. Damit lassen sich farbige Ausgaben in guter Qualität erzeugen. Da die Farbe in das Papier eindringt, sind die erzeugten Dokumente zunächst auch urkundenfester als solche aus dem Laserdrucker. Derzeit ist aber die verwendete Farbe noch nicht in allen Fällen lichtecht, was die Dauerhaftigkeit der Dokumente in Frage stellen kann. Es gibt auch Fälle, in denen sich die aufgetragenen Farben im Papier verteilen, so dass im Prinzip eine „chromatografische Analyse“ der Farben stattfindet, wobei das Druckbild völlig zerstört wird.
- 125 Noch weniger haltbar ist das Schriftbild der „*Thermodrucker*“, bei denen die Schrift durch elektrische Einwirkung auf ein spezielles Papier mit eingebetteter Farbschicht hervorgerufen wird.
- 126 Ein sehr schönes Druckbild liefern „*Thermotransferdrucker*“, bei denen der Druck durch thermische Übertragung der Farbe von einer mitlaufenden Folie auf das Ausgabepapier erfolgt. Sie haben meist eine hervorragende Farbqualität und -sättigung, werden aber wegen der hohen Kosten der notwendigen Farbfolien nur selten eingesetzt.
- 127 Der einzige noch übliche Druckertyp, der in der Lage ist, Dokumente mit Durchschlägen zu erzeugen, ist der *Nadel-*(oder *Matrix-*)*drucker*. Das Schriftbild entsteht dadurch, dass im Druckkopf kleine Nadeln, die in Form einer Matrix angeordnet sind, magnetisch so angesteuert werden, dass sie ein Schriftzeichen bilden. Das mitlaufende Farbpapier wird dann durch einen geeigneten Mechanismus gegen diesen Druckkopf geschlagen. Bei geeignetem Formularpapier ist es damit

sogar möglich, vertrauliche Dokumente (z.B. Rechnungen) innerhalb undurchsichtiger Umschläge zu drucken. Andere durchschlagfähige und gleichzeitig urkundenfeste Ausgabegeräte, wie z.B. Schreibmaschine, Fernschreiber oder Raddrucker sind praktisch vollständig vom Markt verschwunden.

## II) Ausgabe von Zeichnungen

Für die Ausgabe von Zeichnungen, Messkurven, etc. werden heute auch meist die o.g. Geräte eingesetzt. Bei Verwendung geeigneter Zeichenprogramme ist es sogar möglich, auch Zeichnungen auszugeben, die die üblichen Normformate für schriftliche Dokumente überschreiten. Sie werden von dieser Software in passgenaue Teile zerlegt, die einzeln ausgedruckt und hinterher von Hand zusammengesetzt werden können. Die dabei auftretenden Passungsprobleme sind üblicherweise sehr gering, so dass diese Methode für die meisten Zwecke ausreicht. 128

Sind jedoch die Zeichnungen sehr groß oder ist eine wirklich hohe Präzision erforderlich, so werden für die Ausgabe „Plotter“ eingesetzt. Davon gibt es zwei prinzipiell verschiedene Bauformen. 129

Die „*Trommelplotter*“ sind im Prinzip Weiterentwicklungen der seit vielen Jahrzehnten benutzten „*Linienreiber*“. Dabei wird Papier, das im Prinzip jede beliebige Länge haben kann, durch einen (trommelähnlichen) Mechanismus an einem Schreibstift (oder einer Tintenfeder) vorbeigeführt, der sich quer zur Laufrichtung des Papiers bewegt. Die Breite der entstehenden Zeichnung ist dann allerdings durch die Länge dieses Mechanismus beschränkt. Beim „*Flachbettplotter*“ ist das Papier auf einem Zeichentisch fixiert, über den sich das Zeichengerät mit Hilfe zweier Transportmechanismen sowohl in X als auch in Y-Richtung bewegen lässt. Sehr präzise technische Zeichnungen lassen sich praktisch nur mit dieser Art von Geräten erzeugen. 130

### 3.1.1.4 Digitale Datenträger

Auf diese Klasse von Medien (Platten, Bänder etc.) zur Archivierung von Daten soll hier aus drei Gründen nicht näher eingegangen werden: 131

- Erstens werden sie im Allgemeinen nicht zur Mensch-Maschine-Schnittstelle gezählt, sondern zum Rechnerzubehör („Peripheriegeräte“, vergl. Abschnitt 5.2.2 HbE 10410),
  - zweitens wächst die Zahl der verfügbaren Typen wegen der lebhaften technischen Entwicklung immer noch und
  - drittens sind die darauf abgelegten Daten für Menschen nicht ohne die Verwendung der bereits beschriebenen Ausgabegeräte lesbar.
- 132 Es soll allerdings auf einen für die langfristige Nutzbarkeit der darauf gespeicherten Daten extrem wichtigen Punkt hingewiesen werden: die Lesbarkeit der darauf *archivierten Daten* hängt ganz entscheidend von der Stabilität der jeweils verwendeten Speicherformate ab. Bei der Auswahl derartiger Geräte und Medien muss also außerordentlich sorgfältig darauf geachtet werden, jeweils die verbreitetsten und stabilsten Speicherformate und -normen zu verwenden.
- 133 Außerdem müssen organisatorische Vorkehrungen getroffen werden, um Daten, deren notwendige Lebensdauer die voraussichtliche Haltbarkeit der verwendeten Speichermedien übersteigt, immer wieder auf neue Speichermedien und aktuelle Formate zu übertragen.

### 3.1.2 Eingabegeräte

#### 3.1.2.1 Allgemeines

- 134 Der Verfasser möchte nicht verhehlen, dass er die Entwicklung, die in den vergangenen beiden Jahrzehnten in Bezug auf die in der Prozessleittechnik üblichen Eingabegeräte vor sich gegangen ist, nicht für optimal hält. Die dominanten Elemente sind heute die „Maus“ und eine Tastatur, die von der Schreibmaschine abgeleitet wurde. Beide stammen aus der Büroarbeit und der Programmentwicklung. Dies sind Tätigkeiten, die sich ihrer Natur nach mit Texten und abstrakten Objekten befassen und außerdem die Möglichkeit bieten, Eingabefehler völlig ungeschehen zu machen, selbst wenn man sie relativ spät bemerkt. Beides ist aber bei der Überwachung und Steuerung technischer Prozesse nicht der Fall. Leider ist es aus Platzgründen hier nicht möglich, die Problematik in der notwendigen Tiefe darzustellen.



Zwei Aspekte sollen aber doch erwähnt werden:

135

- Zum Einen verliert das Überwachungspersonal wegen des Fehlens einer direkten physischen (taktilen, akustischen oder olfaktorischen) Rückkopplung schnell das Bewusstsein für die von ihm in Bewegung gesetzten Massen und Kräfte und die damit verbundenen Risiken.
- Zum Andern erzwingt die heute übliche Gestaltung der Bediengeräte und -dialoge eine Sequentialisierung der Bedienhandlungen, die es häufig erschwert (und in manchen Fällen ganz unmöglich macht), sich anbahnende Störungen im Notfall durch schnelle parallele Beeinflussung verschiedener Komponenten des technischen Systems noch abzufangen.

Diese Probleme lassen sich teilweise durch Beratungssysteme (Abschnitt 3.2) entschärfen. Es scheint aber doch sinnvoll zu sein, darauf hinzuweisen, dass sich hier eine Schwachstelle entwickelt hat, die mit relativ geringem Aufwand wieder beseitigt werden könnte.

136

Im Folgenden wird deshalb versucht, einige der üblichen Eingabegeräte nach den von ihnen erfüllbaren Eingabeaufgaben zu klassifizieren, um ihre Brauchbarkeit im Betrieb etwas besser einschätzbar zu machen. In Tabelle 3.2 werden zunächst die Eingabeaufgaben betrachtet.

137

Tab. 3.2: Klassifikation von Eingabeaufgaben

Art der Eingabeaufgabe	Beispiele
Funktionsauswahl	Dialogbeginn, -ende, Auswahl der Betriebsart, Dialogmodifikation (Korrektur, Rückfrage, usw.)
Eingabe diskreter Daten	Ziffern, Buchstaben, Wörter, Text, Bildzeichen, diskrete Positionen
Eingabe kontinuierlicher („analoger“) Daten	Sollwerte, Stellgrößen, Graphik

138 Tab. 3.3: Geräteorientierte Klassifikation

Eingabesystem	Verwendungszweck		Beispiele
Schalter, Drehknopf	Eingabe diskreter und kontinuierlicher Daten; direkte visuelle und taktile Rückmeldung der Stellung		Kipp-, Drehschalter, Drehknopf, Schieberegler, „Thumbwheel“
Tastatur	Eingabe diskreter, mit Einschränkungen auch kontinuierlicher Daten;	für optische Rückmeldung Anzeige erforderlich	mechanische Tasten, Sensortasten
virtuelle Tastatur	wahlfreier Zugriff; Mehrfachverwendung; automatische Programmierung	variabler Umfang; ausführliche Beschriftung	Lichtgriffel, Berühreingabe
graphische Eingabe	Eingabe digitaler, positionsabhängiger Daten		Graphik-Tablett, Lichtgriffel, Berühreingabe
Zeigergeräte	Eingabe analoger, positionsabhängiger Daten		Lichtgriffel, Joystick, Rollkugel, Maus
Spezialeingaben	Eingabe diskreter oder kontinuierlicher Einzeldaten; neuerdings auch Eingabe analoger, im Raum frei positionierbarer Orts- und Druckinformation		Datenhandschuh

Dieser Klassifizierung nach Zwecken steht eine nach Geräteklassen gegenüber (Tab. 3.3). Daraus kann dann abgeleitet werden, welche Eingabegeräte für welche Aufgaben besser oder weniger gut brauchbar sind.

### 3.1.2.2 Schalter und Knöpfe

139 „Auf Knopfdruck“ gilt als das Urbild aller Automatisierung. Streng genommen ermöglicht es aber nur den Start oder das Anhalten einer einzigen Funktion. Das führt dazu, dass bei komplexen Anlagen große „*Funktionstastaturen*“ entstehen, deren Benutzung erlernt werden muss und die zu Fehlerquellen werden können, wenn ein falscher Knopf gedrückt wird. Der jeweilige „Ein-Aus“ Zustand muss also eindeutig erkennbar sein. Eventuell muss durch Hinterleuchtung gekennzeichnet werden, welche Knöpfe in einer bestimmten Betriebsituation aktiv sind und welche nicht. Selbst die Ausgestaltung der einzelnen Knöpfe in Bezug auf Treffsicherheit oder Vermeidung von

Ableiten der Finger ist immer noch Gegenstand der Diskussion. Deshalb können Funktionstastaturen zu einem nicht vernachlässigbaren Kostenfaktor werden. Dafür erlauben sie bei geeigneter Gestaltung eine Bedienung durch mehrere Personen sowie in manchen Notfällen ein „Abfangen“ einer Störung durch gleichzeitige Beeinflussung mehrerer Subsysteme.

Heute hat das Aufsuchen eines Menüpunktes die Auswahl eines konkreten Knopfes ersetzt und der „Mausklick“ den Knopfdruck als ubiquitäre Metapher. Leider wurde dadurch auch der Eindruck der Mühe- und Konsequenzlosigkeit einer Bedienhandlung verstärkt. Die Kostenvorteile der Verwendung von Hard- und Software aus dem Massenmarkt sind unbestritten, ebenso der viel geringere Platzbedarf einer solchen bildschirmgestützten Steuerung gegenüber einer früheren Funktionstastatur oder gar einem *Mosaikbild* in einer Warte. Dafür sind neue Bedienfehler möglich geworden, die dadurch entstehen können, dass durch die manchmal notwendige extreme manuelle Feinmotorik nicht die gewünschte Funktion „angeklickt“ wird, sondern eine im Menü daneben liegende. Besonders fehleranfällig sind „Mäuse“ mit mehreren Knöpfen, die die Aktivierung völlig verschiedener Funktionsklassen ermöglichen. 140

Drehknöpfe sind für schnelle und präzise Analogeingaben immer noch das beste Mittel und durch bildschirmbasierte Eingaben nicht zufriedenstellend ersetzbar. Sie werden deshalb, z.B. in Gestalt von „*Thumbwheels*“, wieder als Peripheriegeräte verwendet. 141

### 3.1.2.3 Zeichenorientierte Eingabegeräte

Die von der Schreibmaschine abgeleitete *Rechnertastatur* ist zum Inbegriff der zeichenorientierten, insbesondere der alphanumerischen Eingabe geworden. Sie erlaubt eine extrem flexible Gestaltung von Eingaben, bis hin zu einer (quasi-) „natürlichen“ Sprache durch den Aufbau von Steueranweisungen aus einzelnen Buchstaben. Dafür dauert aber die Eingabe eines solchen Befehlswortes entsprechend länger als der Druck auf einen speziell für diese Funktion geschaffenen Knopf. 142

Neben den alphanumerischen Tastaturen gibt es seit langer Zeit die reinen *Zifferneingaben*. Sie sind weit verbreitet und haben sich bewährt. Wenig bekannt ist aber, dass es zwei verschiedene Normen die- 143

ser Tastaturen gibt (Abb. 3.8). Eine wurde von Tischrechenmaschinen übernommen, eine stammt aus der Telefontechnik. Werden in einer Anlage beide gemischt, kann das zu einer nicht unerheblichen Fehlerquelle werden.

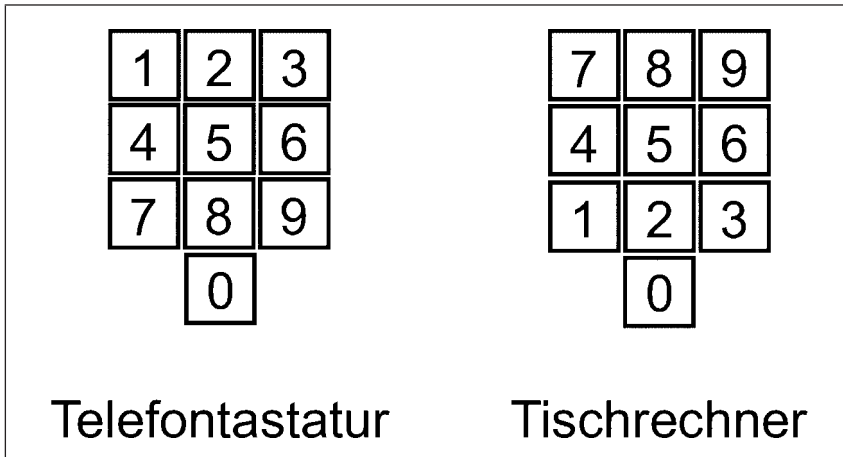


Abb. 3.8: Zwei Normen bei Zifferneingaben

- 144** *Virtuelle Tastaturen* haben den Vorteil, dass im Prinzip nur die für den jeweiligen Betriebsmodus benötigten Tasten auf einem entsprechenden Bildschirm erscheinen müssen, was die Übersichtlichkeit verbessert. Dafür können Fehler beim Wechsel des Betriebsmodus auftreten.
- 145** Ein Eingabegerät, das eine Art Zwitter darstellt, sind die „*Cursortasten*“, mit deren Hilfe ein Zeigesymbol auf dem Bildschirm bewegt werden kann. Sie stellen sowohl Eingabetasten für streng begrenzte Bewegungen in Texten als auch die einfachste Form eines Zeigegeräts (vergl. 3.1.2.5) dar.

### 3.1.2.4 Grafische Eingaben

- 146** Die Eingabe von ortsabhängiger digitaler Information mit Hilfe von Grafiktablets oder entsprechenden Schemata auf einem Bildschirm, auf die mit einem geeigneten Griffel oder den Fingern zugegriffen wird, ist in der Leittechnik nicht sehr verbreitet. Dagegen ist sie bei der Entwurfsarbeit, der Wartung, etc. eine häufig benutzte Methode.

### 3.1.2.5 Zeigeegeräte

Der Name dieser Gerätekategorie rührt daher, dass mit ihrer Hilfe der Benutzer auf ein auf dem Bildschirm befindliches Symbol zeigt und dann z.B. durch Betätigung einer Taste eine Aktion des Rechners auslöst. Dabei gibt es zwei Ausführungsformen: einmal wird direkt auf dieses aktive Symbol gezeigt, das andere Mal wird ein auf dem Bildschirm sichtbares bewegliches Symbol („*Cursor*“) mit Hilfe des Zeigeegerätes bewegt. Wenn es mit dem aktiven Symbol zur Deckung gebracht wird, kann die gewünschte Reaktion ausgelöst werden. Zur ersten Form gehören Lichtgriffel und Berühreingabe; Rollkugel, Joystick und Maus zur zweiten. 147

Der *Lichtgriffel* ist eines der ältesten grafisch orientierten Eingabegeräte. Seine Benutzung ist sehr direkt und damit intuitiv. Da aber bei der üblichen Bildschirmaufstellung der Benutzer einen Arm immer etwa in Augenhöhe ausgestreckt halten muss, können sehr schnell Ermüdung und Probleme mit der Präzision beim Zeigen auf die aktiven Objekte auftreten. 148

Berührempfindliche Tablettts oder Bildschirme („*Touchscreen*“) sind von der Bedienung her sehr direkt und deswegen einfach zu verstehen und angenehm zu benutzen. Gewisse Probleme können dadurch auftreten, dass sie leicht verschmutzen. Außerdem ist durch die Dicke menschlicher Finger ihre Auflösung und deswegen der Funktionsumfang begrenzt. Letzteres Problem wird bei *Berühreingaben* umgangen, die mit einem speziellen Stift statt des Fingers betätigt werden. 149

Bei der zweiten oben genannten Form der Zeigeegeräte muss darauf geachtet werden, dass die „*Auge-Hand-Koordination*“, d.h. die intuitive Zuordnung der Bewegung des Gerätes mit der Hand durch den Benutzer und die Bewegung des Zeigesymbols auf dem Bildschirm, gut realisiert ist. 150

Eines der ältesten Geräte dieser Art ist die *Rollkugel*, eine in eine waagrechte oder leicht geneigte Platte eingelassene Kugel, die vom Benutzer in zwei Dimensionen gedreht werden kann. Diese Bewegungen werden mechanisch, elektrisch oder optisch abgetastet und vom Rechner in Stellgrößen für den Cursor umgesetzt. 151

Der „*Joystick*“ wurde vermutlich ursprünglich einem Gashebel oder dem Steuerknüppel eines Flugzeugs nachempfunden. Seine Winkel- 152

stellung gegenüber der Unterlage kann auf zwei Arten in eine Bewegung des Cursors umgesetzt werden: entweder relativ, d.h. der Cursor bewegt sich mit einer Geschwindigkeit, die der Auslenkung des Joystick proportional ist oder absolut, d.h. die Position des Cursor auf dem Bildschirm entspricht der Auslenkung des Hebels. Wie in 3.1.1.2, Abschnitt III, erwähnt, eignet sich dieses Gerät sehr gut für die Realisierung von Krafrückkopplung.

- 153** Das jüngste Zeigergerät ist die „Maus“, die im Prinzip ursprünglich „nur“ eine auf den Kopf gestellte Rollkugel darstellte. Sie war aber so intuitiv einfach zu bedienen, dass sie sofort zum beliebtesten Eingabegerät für die Bildschirmarbeit wurde. Aus der Sicht der Leittechnik als Anwendungsklasse hat dieser Erfolg aber auch seine Schattenseiten. So ist der „Mausarm“ (*RSI (= repetitive strain injury) Syndrom* [19]) ein reales Problem, das der Verfasser aus eigener (schmerzhafter) Erfahrung kennt. Er ist aber durch richtige ergonomische Gestaltung des Arbeitsplatzes, zu der auch die Verwendung einer flach gebauten Maus (die von einer bestimmten Firma noch auf dem Markt erhältlich ist) gehört, weitgehend vermeidbar.
- 154** Ein anderes Problem ist die Multifunktionalität der heute üblichen Maus, die hauptsächlich durch den Massenmarkt bedingt ist. So hat das Gerät statt einer Taste, mit der die durch die Zeigeoperation ausgewählte Aktion ausgelöst wird, nicht selten deren fünf, deren Funktion nicht selten auch noch kontextabhängig ist. Dazu kommt noch eine vereinfachte Version der Rollkugel oben auf der Maus, die in der Textverarbeitung als „Scrollfunktion“ sinnvoll ist, aber bei der Steuerung von Anlagen über den Bildschirm eher zur Verwirrung beiträgt. Auf die Anfälligkeit eines so komplexen Gerätes für Bedienfehler muss wohl nicht weiter eingegangen werden.
- 155** Die Zeigergeräte haben einer Technik zu weiter Verbreitung verholfen, die ohne sie kaum denkbar wäre: die Verwendung variabler Menüs und frei positionierbarer sensitiver Objekte auf dem Bildschirm. Ohne diese Technik wäre die Funktionsvielfalt heutiger datentechnischer Systeme kaum sinnvoll nutzbar. In der Leittechnik muss damit aber sorgfältig und sparsam umgegangen werden. So ist z.B. bei mehrstufigen Menüs sorgfältig abzuwägen, wie viele Funktionen man in einer Ebene unterbringt und wie viele Ebenen verwendet werden. Bei vielen Funktionen in einer Ebene und wenigen Ebenen wird zwar

die Zugriffszeit kürzer, dagegen besteht die Gefahr der Verdeckung anderer Anzeigesymbole auf dem Bildschirm. Kleine Menüfelder wirken zunächst übersichtlicher. Dafür können jedoch viele Ebenen nötig werden, was im Notfall zu langen Suchzeiten und damit zu Verlusten an Reaktionszeit oder gar zu Bedienfehlern führen kann.

### 3.1.2.6 Spezielle Eingabetechniken

Der Datenhandschuh wurde schon in Abschnitt 3.1.1.2, Abschnitt III erwähnt. Er wurde für die Eingabe komplexer räumlicher Information und von Kräften entwickelt. Noch scheint er aber technisch nicht völlig ausgereift zu sein. 156

Seit einigen Jahren hat sich bei manchen Anwendungsklassen auch die *Spracheingabe* bewährt. Sie bietet vor allem den Vorteil der freihändigen Bedienung. Man muss jedoch zwei Typen unterscheiden: die sprecherabhängige und die sprecherunabhängige Form. 157

Die sprecherabhängige Form kann ein größeres Vokabular bewältigen. Dafür muss sie vom jeweiligen Benutzer auf seine Sprechweise angelehrt werden. In manchen Fällen kann es sogar zu Erkennungsproblemen kommen, wenn etwa der Benutzer erkältet ist oder nicht auf seine übliche Weise spricht. Die sprecherunabhängige Form hat diese Schwierigkeiten nicht, dafür ist der jeweils verfügbare Wortschatz geringer. 158

### 3.1.2.7 Zukünftige Entwicklungen

In der Forschung, besonders in Bezug auf Anwendungen in der Luft- und Raumfahrt, sowie der Fernsteuerung von Handhabungsautomaten, wird seit einiger Zeit intensiv an der Steuerung technischer System durch Hirn- und Muskelströme gearbeitet. Die Ergebnisse scheinen ermutigend zu sein. Für Anwendungen auf dem engeren Gebiet der Leittechnik in Energiesystemen scheint aber die dadurch ermöglichte Direktheit der Steuerung unnötig, wenn nicht sogar von Nachteil zu sein, da dadurch die nötigen Zeiten des Nachdenkens bei wissens- oder sogar regelbasierter Steuerung zu kurz werden können (vergl. HBE 10410, Rn. 101). 159

Anders scheint sich der Bedarf bei zwei anderen Forschungsgebieten darzustellen. Durch eine zuverlässige Blickrichtungserkennung 160

könnte z.B. die Anwahl von steuerbaren Bildschirmsymbolen beschleunigt und vereinfacht werden. Eine geeignet gestaltete Gesichtsausdruckserkennung könnte dazu beitragen, Hilfsinformationen schneller bereitzustellen.

## 3.2 Beratungssysteme

### 3.2.1 Allgemeines

**161** Wie in Rn. 92 und 93 HbE 10410 erwähnt, kann die Bedienung eines technischen Systems durch „Beratungssysteme“ unterstützt werden. Diese geben dem Bedienpersonal Hilfestellung bei der Bewältigung kritischer Situationen. Das ist besonders wichtig, wenn diese selten auftreten und deshalb wenig geübt werden können. Einige der wesentlichen Aufgaben solcher Systeme sind:

- Verringerung der mentalen Belastung der Bediener, vor allem die Vermeidung „kognitiver Überlast“, um Handlungsfähigkeit und Entscheidungsqualität aufrechtzuerhalten;
- Sicherstellung eines möglichst umfassenden und leicht zu verstehenden Gesamtüberblicks über den Zustand der Anlage;
- frühzeitige Warnung vor entstehenden kritischen Situationen, um Zeit für überlegte Gegenmaßnahmen zu gewinnen und Panik zu vermeiden;
- Bereitstellung von Hilfen bei der Bewältigung solcher Situationen, um die Zeit zur Rückkehr in einen sicheren Betriebszustand zu verkürzen und Bedienfehler zu vermeiden;
- Warnung vor im Betrieb noch nicht aufgetretenen Situationen.

### 3.2.2 Wissensbasierte Systeme

**162** Bei der Unterstützung des Betriebspersonals wurde immer schon besonderer Wert auf die Früherkennung von Störungen und die Identifizierung unbekannter Situationen gelegt. Ein erfolgreicher Ansatz sind Beratungssysteme auf der Basis von wissensbasierten Systemen, einer Technik aus dem Gebiet der künstlichen Intelligenz. Sie scheinen zwar zunächst zu einer Vermehrung der vom Bediener aufzunehmenden Informationsmenge zu führen, verringern aber die mentale Belastung durch die Bereitstellung zweckdienlicher Situationsein-



schätzungen und Vorgehenshinweise. Es ist sogar möglich, das Bedienpersonal auf mögliche unerwünschte Betriebssituationen so rechtzeitig hinzuweisen, dass diese noch abgewendet werden können.

Sie können jedoch nur Situationen berücksichtigen, die beim Entwurf der betreffenden technischen Anlage bekannt waren. In dem Entwurfer unbekanntem Situationen können sie keine Hilfe bieten. Auch Veränderungen des Verhaltens des Primärprozesses, z.B. durch Alterung der Anlage oder einzelner Komponenten, können nur sehr schwer berücksichtigt werden. Für derartige Probleme bieten sich die nächsten beiden Lösungsansätze an.

163

### 3.2.3 Künstliche Neuronale Netze („KNN“)

Diese Technik beruht auf einem schon in den 1940er und 1950er Jahren entwickelten mathematischen Modell der Informationsverarbeitung in Nervensystemen. In den 1980er Jahren gewann es infolge methodische Weiterentwicklungen und der Verfügbarkeit preiswerter Rechenleistung technische Relevanz auf breiterer Basis. Ein großer Vorteil dieses Ansatzes ist, dass er es möglich macht, Prozesszustände zu erkennen, die sich nicht ohne weiteres durch Formeln oder Regeln beschreiben lassen. Sie können vielmehr an Hand ihrer (messtechnisch erfassten) Symptome „gelernt“ werden und werden dann durch eine Art „Quasi-Wahrscheinlichkeiten“ dargestellt. In einem Klassifikationsvorgang können dann diese Werte für alle dem KNN bekannten Prozesszustände gleichzeitig ermittelt werden. Damit kann der Bediener zu jedem Zeitpunkt einen Gesamtüberblick über das mögliche gleichzeitige Auftreten mehrerer unerwünschter Prozesszustände erhalten, soweit diese dem KNN vorher angelernt wurden [20].

164

Zudem erscheint ein geeignet angelerntes KNN auch in der Lage, anzuzeigen, wenn ein bisher nicht beobachteter oder zumindest nicht angelernter Prozesszustand auftritt. Ist dieser dann identifiziert, so kann er – natürlich unter Beachtung entsprechender Vorsichtsmaßnahmen – dem KNN nachträglich angelernt werden. Somit ist es möglich, z.B. Alterungserscheinungen, aber auch bisher nicht bekannte Prozesszustände in die Struktur einzubinden und den Prozessablauf mit der Zeit immer differenzierter zu bewerten (und zu steuern).

165

- 166 Es sollte aber erwähnt werden, dass für den Anlernprozess sowohl eine relativ hohe Qualifikation des Personals als auch ein entsprechender Arbeitsaufwand nötig ist.

### 3.2.4 Selbstlernende Systeme

- 167 Es ist auch möglich, ein Beratungssystem ohne den erwähnten hohen Aufwand für den Wissenserwerb oder die Anlernphase zu bauen. Am IPP wurde im Rahmen einer Dissertation [21] ein System entwickelt, das in der Lage ist, bedienergeführt im laufenden Betrieb unerwünschte Situationen und die zu ihrer Behebung nötigen Bedieneingriffe zu lernen. Die Grundlage dafür ist die Bildung von Merkmalsprofilen. Um die Situation später wieder erkennen zu können, werden die beobachteten Merkmalsprofile gespeichert und über einen bestimmten Zeitraum mit den jeweils aktuellen verglichen.
- 168 Beim Auftreten eines unbekanntens Profils teilt das System dem Bediener mit, dass es sich hier um eine neue Situation handelt, und bereitet die Bildung einer neuen Situationsbeschreibung vor. Nach der Durchführung der Situationsanalyse und der Stabilisierung des Prozesses kann der Bediener entscheiden, ob die neue Situationsbeschreibung aufgenommen werden soll. Dann fordert das System von ihm eine Benennung dafür an, lernt sie unter dieser Benennung und warnt ihn bei Wiederauftreten der unerwünschten Situation.

### 3.2.5 Modellbasierte Verfahren

- 169 In HbE 10211 ist beispielsweise die Anwendung modellbasierter Verfahren für die Optimierung der Erzeugung elektrischer Energie auf der Basis eines Energiemix dargestellt. Ein Teil des dort beschriebenen Systems beruht auf einer am IPP der TUC durchgeführten Dissertation [22]. Der dabei entwickelte Optimierungsalgorithmus hat drei Hauptaufgaben:
- Erzeugung planen,
  - Versorgung überwachen,
  - Versorgung korrigieren.
- 170 Die erwarteten Leistungen werden einerseits bei den aus regenerativen Energien erzeugenden Anlagen auf der Basis der Wettervorhersage und andererseits der Brennstoffreserven bei den Blockheizkraft-

werken berechnet. Das Ergebnis ist eine Erzeugungsprognose. Dann wird aus Archivdaten und Tagestypen (Werks- oder Feiertagen, Wochenende, usw.) der Verbrauch geschätzt. Das Ergebnis ist eine Verbrauchsprognose. Daraus wird durch ein kombinatorisches Optimierungsverfahren ein Tagesfahrplan erstellt. Dieser wird entweder mit oder ohne Korrektur seitens des Überwachungspersonals auf den Energieversorgungsprozess angewendet. Im Verlauf des Betriebs werden die aktuellen Erzeugungs- und Verbrauchsmesswerte mit den vorhergesagten Werten verglichen. Bei Abweichungen kann dann der Tagesfahrplan vor seiner Anwendung korrigiert werden.

### 3.3 Neuere Visualisierungsformen

#### 3.3.1 „Ökologische Displays“

Auf der Basis der in Abschnitt 2.1.3.3 dargestellten „ökologischen“ Deutung der menschlichen Perzeption wurde das Konzept der „ökologischen Displays“ [23] entwickelt, das sich sehr befruchtend auf die Diskussion über die Gestaltung von Bildschirmdarstellungen auswirkte. Sein Grundprinzip besteht darin, nicht mehr einzelne Werte auf einem Bildschirm zu zeigen, deren Zusammenhang dann das Bedienpersonal auf der Basis seines Wissens (oder seiner Vorstellungen) über die technologische Struktur des Prozesses selbst herstellen muss, sondern diese Werte zusammen mit sorgfältig gestalteten Diagrammen darzustellen, die diese Zusammenhänge visualisieren. Dadurch ist das Bedienpersonal in der Lage, sofort abzuschätzen, welche Auswirkungen Einzelhandlungen eventuell auf andere Elemente oder Kenngrößen des Prozesses haben können. Zum Verständnis dieser Vorgehensweise eignet sich ein Vergleich mit der klassischen Technik der „Nomogramme“, die vor der weiten Verbreitung von Rechnern für die Visualisierung komplexer physikalisch-technischer Formeln verwendet wurden.

171

#### 3.3.2 Massendatendarstellungen

In Zusammenarbeit mit der Industrie wurde am IPP eine weitere neuartige Form der Visualisierung des Verhaltens von technischen Prozessen entwickelt, die die Fähigkeit des Menschen zur schnellen Erkennung und Einschätzung von Veränderungen in grafischen Mus-

172

tern nutzt: der „Massendatendisplay“ (MDD) [24]. Bei dieser Darstellungsform beobachtet der Bediener nicht einzelne Werte des Prozesses, sondern ein Gesamtmuster, das dadurch entsteht, dass eine Anzahl von Symbolen, die zu prozesstechnisch zusammengehörigen Prozesswerten gehören, ihr Aussehen simultan verändert. Das wird dadurch erreicht, dass allen Prozesswerten das gleiche (relativ einfach gestaltete) grafische Symbol zugeordnet wird. Dieses verändert seine Parameter (Gestalt, Größe, Farbe, etc.) entsprechend den Veränderungen des ihm zugeordneten Prozesswertes.

- 173 Diese Technik macht es möglich, einen Überblick über den Gesamtprozess mit einigen hundert bis tausend Werten auf einem Bildschirm durchschnittlicher Größe darzustellen.
- 174 Das Verfahren war Gegenstand intensiver experimenteller Untersuchungen. Dabei bestätigte sich die ursprüngliche Ansicht der Entwickler, dass es nicht als Ersatz für die klassischen Darstellungsformen (z.B. verfahrenstechnische Schemata) zu betrachten ist, sondern als ein zusätzliches (aber äußerst wirkungsvolles) Mittel zur Frühwarnung. Um eine angezeigte Abweichung vom Normalzustand quantitativ zu bewerten und Handlungsentscheidungen zu treffen, sollten die Bediener dann wieder die Einzelwertdarstellungen in den verfahrenstechnischen Schemata oder Trendkurven nutzen. Diese Arbeitsweise ist in Abbildung 3.9 dargestellt. Sie zeigt die Beurteilung eines leicht gestörten Prozesszustandes unter Benutzung eines MDD in Kombination mit einem verfahrenstechnischen Schema und einem 3D Display (vergl. 3.3.3) im ehemaligen Wartenstudio des IPP.

### 3.3.3 Dreidimensionale Darstellungen

- 175 Um das Problem der Vermittlung eines möglichst umfassenden Gesamtüberblicks über den Anlagenzustand auf der begrenzten Fläche eines Bildschirms bei gleichzeitiger Erhaltung der Einschätzbarkeit des quantitativen Zustandes einzelner Prozessgrößen zu lösen, wurde am IPP im Rahmen einer weiteren Dissertation [25] noch ein anderer Ansatz erprobt: dreidimensionale Darstellungen.
- 176 Die für einen Gesamtüberblick notwendige große Zahl darzustellender Prozesswerte führt bei den bisher üblichen Darstellungsformen erfahrungsgemäß sehr schnell zu einem „überfüllten“ Bildschirm, auf dem die einzelnen Werte nicht mehr sinnvoll interpretierbar sind. Die



Abb. 3.9: MDD in Kombination mit einem verfahrenstechnischen Schema und einem 3D Display

aus diesem Grund seit vielen Jahren praktizierte Aufteilung der Gesamtdarstellung auf mehrere Bildschirme schafft aber ihrerseits neue Probleme, wie z.B. Zeitverluste bei der Suche nach dem für einen Bedienvorgang gerade notwendigen Bild oder „Fenstereffekte“, die das Verständnis einer Situation erschweren, etc.

Hier brachte eine weitere Anwendung der von Gibson (vergl. 3.3.1) formulierten Prinzipien einen Durchbruch. Die in Abbildung 3.10 gezeigte Form der Darstellung – aus einer Ebene, auf der das Funktionsschema eines Kraftwerks praktisch als „klassisches“ S&C-Diagramm aufgetragen ist, steigen die Werte der Prozessgrößen als Säulen auf – wirkt zunächst wenig spektakulär. Vergleichsmessungen mit verschiedenartigen zweidimensionalen Darstellungen erbrachten aber deutliche Vorteile sowohl in Bezug auf die Erkennungsgeschwindigkeit von Fehlern als auch auf die Fehlerrate der Versuchspersonen.

177

Es zeigte sich vor allem, dass auf diese Weise bei graphischen Darstellungen eine wesentlich höhere Informationsdichte als im zweidimensionalen Fall möglich ist. Eine Erklärung dafür scheint wiederum der Gibson'sche Denkansatz zu liefern: durch Anpassung der Darstellung an die dreidimensional ausgerichteten Perzeptionsmechanismen der

178

Menschen ist eine mühelosere Erfassung der dargebotenen Information möglich.

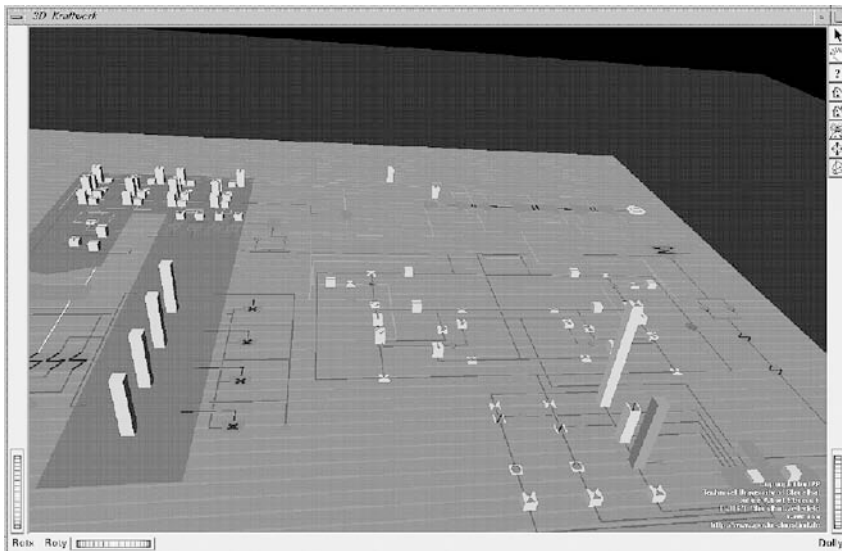


Abb. 3.10: 3-D-Bild

## 4 Weitere Einsatzgebiete

### 4.1 Wartung und Instandhaltung

- 179 Wie schon in Rn. 95 bis 97 HbE 10410 erwähnt, haben neue Techniken der MMK auch in weiteren Anwendungsgebieten ein großes Potential zur Kostensenkung und Erhöhung von Sicherheit und Zuverlässigkeit. Das gilt insbesondere für die Unterstützung von Reparatur- und Wartungsarbeiten, aber auch von Schulung und Training. Eine Realisierungsform ist die „CAR-Brille“ (Abb. 3.6), deren Eignung für Wartungszwecke am IPP schon frühzeitig [26] untersucht wurde. Dabei handelt es sich um eine halbdurchlässige Videobrille, durch die die reale Umgebung noch wahrgenommen werden kann. An dieser Brille ist ein Sensor befestigt, mit dessen Hilfe Ort und Blickrichtung des Brillenträgers bestimmt werden können. Auf deren Basis können dem Träger der Brille die zur Unterstützung seiner Arbeit nötigen Informationen in das Blickfeld eingeblendet werden.



Abb. 4.1: Einsatz einer CAR Brille

Allerdings können bei der Verwendung solcher HMDs auch Probleme auftreten, die teils technischer, teils ergonomischer Art sind. Das schwierigste ist die exakte Bestimmung der Position und der Blickrichtung des Benutzers, wovon die Präzision der Anzeige der augmentierten Informationen relativ zu den realen Objekten entscheidend abhängt. Im schlimmsten Fall kann der Zusammenhang zwischen Realität und Augmentierung vollständig verloren gehen. Ein anderes Problem ist z.B. die Aufgabe, dem Benutzer anzuzeigen, in welche Richtung er sich zu wenden hat, wenn der nächste Arbeitspunkt außerhalb seines bisherigen Blickfeldes liegt.

180

Deshalb wurden am IPP der TUC weitere Untersuchungen durchgeführt. Sie ergaben u.a., dass der Nutzeffekt der CAR-Unterstützung auf wesentlich einfachere und kostengünstigere Weise mit Hilfe eines einfachen Bildschirms erzielt werden kann.

181

Das resultierende System trägt den Arbeitstitel CARIHBA (Computer Augmented Reality für Instandhaltungs- und BedienungsAnlei-

182

tungen) [27]. An Stelle eines HMD benötigt es nur einen einfachen Bildschirm, der z. B. Bestandteil eines Notebooks sein kann (Abb. 4.2). Damit wird das Anzeigergerät in die unmittelbare Nähe des Benutzers verlagert, ohne an ihm befestigt zu sein. Eine weitere Komponente ist eine steuerbare Kamera, die an einem vorgeplanten Punkt im Raum befestigt wird. Mit dieser wird die Realität aufgenommen und auf dem Monitor präsentiert. Dadurch werden die personenbezogene Positionserkennung und die mit ihr verbundenen technischen und ergonomischen Probleme umgangen. Zusätzlich erscheinen auf dem Video-Bild Hilfsinformationen, die den realen Objekten räumlich zugeordnet sind und diese erläutern. Die Steuerung des Systems durch die Benutzer erfolgt über Spracheingabe. Systematische Benutzertests ergaben, dass mit dieser Technik eine außerordentliche Verringerung der Zahl von Fehlern bei Wartungsarbeiten möglich ist [28].



*Abb. 4.2:* Aufbau und Benutzung des CARIHBA-Systems



## 4.2 Schulung und Training

Zur Erprobung der Möglichkeiten, die die neuen Interaktionstechniken bei Ausbildung, Schulung und Training eröffnen können, wurde an der TUC vor einigen Jahren ein campusübergreifendes verteiltes virtuelles Labor für Fabrikplanung und virtuelle Fertigung eingerichtet [29]. Ein Teil dieses „Clausthaler Virtuellen Labors“ war ein Prozessrechnerpraktikum am IPP. Es stellte eine Modellfabrik mit folgenden Komponenten dar:

183

- 1) Materialeingang, Bereitstellung von Rohmaterial,
- 2) Fertigungszelle,
- 3) Wiederaufbereitung von Betriebsstoffen,
- 4) Werksstromversorgung,
- 5) Leitwarte.

Die Wiederaufbereitung von Betriebsstoffen wurde durch eine Wasserentsalzungsanlage mit hohem Realitätsgrad modelliert. Diese wurde auch von vornherein für Fernbedienung über das Internet ausgelegt. Ein wesentliches Entwicklungsziel war dabei, bei der Fernüberwachung und -steuerung der Versuche dem Charakter einer „Telepräsenz“ möglichst nahe zu kommen. Das hieß vor allem, dass das vom Prozess durch das Internet getrennte Bedienpersonal die Funktion aller Komponenten direkt sehen und hören können und Zugriff zu allen Prozessein- und -ausgaben haben sollte. Neben der optischen Überwachung wurde deshalb auch eine akustische 2-Wege Kopplung eingerichtet. Damit konnten zum einen sich anbahnende Störungen im Prozess frühzeitig an Hand der Betriebsgeräusche erkannt werden, zum anderen war eine sprachliche Kommunikation zwischen dem Fernüberwachungspersonal und eventuell noch vor Ort tätigen Überwachungs- oder Wartungspersonal möglich. Die Anlage wurde im Rahmen studentischer Arbeiten intensiven Tests von verschiedenen Stellen des Globus aus unterzogen. Die Ergebnisse waren sehr zufriedenstellend und zeigten, dass mit den heutigen technischen Mitteln auch mit geringem finanziellem Aufwand eine Fernüberwachung und -steuerung industrieller Prozesse für Ausbildungszwecke möglich ist.

184

### 4.3 Planung und Bau

- 185 Bei der rechnergestützten Planung von Gebäuden und Anlagen wird heute schon vielfach eine „CAVE“ benutzt. Dabei handelt es sich um eine geschlossene oder halbkreisförmige Anordnung von Großprojektionen, die begehbar ist. Der Planungsgegenstand wird für die darin befindlichen Betrachter in natürlicher Größe dargestellt. Durch geeignete Steuerelemente wird bewirkt, dass die Darstellung (zumindest für einen Betrachter) unter einer realistisch wirkenden Perspektive erscheint. Für die Erzielung eines räumlichen Eindrucks wird jedoch meist eine Stereobrille eingesetzt, was bewirkt, dass Betrachter, die auf einem Auge fehlsichtig sind (wie z.B. der Verfasser), eine solche Installation nur sehr eingeschränkt benutzen können. Auch hier kann die Nutzung der Bewegungsparallaxe Abhilfe schaffen. Wird der Betrachter mit einem *Positionssensor* ausgerüstet und die Projektionsperspektive seinen Bewegungen nachgeführt, so erhält er einen räumlichen Eindruck, ohne dass Doppelprojektion und Stereobrille verwendet werden müssen. Abb. 4.3 zeigt einen Ausschnitt einer entsprechenden Installation im ehemaligen virtuellen Labor des IPP.

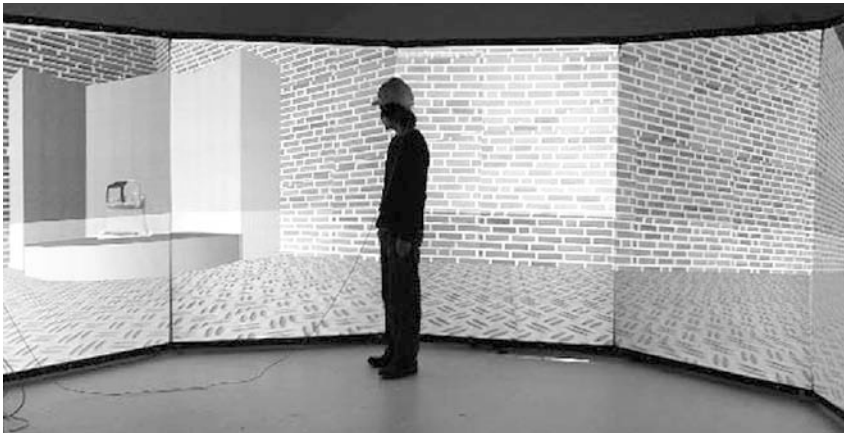


Abb. 4.3: CAVE mit Bewegungssensor und nachgeführter Objektdarstellung

- 186 Bei der Planung großer Anlagen tritt auch häufiger das Problem auf, dass ermittelt werden muß, ob eine an einem anderen Ort befindliche kritische Komponente überhaupt in das geplante Gebäude oder System paßt. Das kann z.B. für die Überprüfung von Sicherheitsabstän-

den wichtig sein. Es ist also nötig, ein Originalbild dieser Komponente aus allen Raumrichtungen interaktiv mit den Bewegungen des Betrachters in der CAVE in die dort gezeigte synthetische Darstellung einzublenden. Eine naheliegende Lösung wäre ein ferngesteuerter Kamerakran am Ort der genannten Komponente, der mit den Bewegungen des Betrachters synchronisiert ist. Dieser Ansatz ist aber sehr teuer und bereitet außerdem Sicherheitsprobleme.

Am IPP wurde deshalb (ebenfalls im Rahmen einer Dissertation) das Verfahren der bewegten *virtuellen Kamera* entwickelt [30]. Sein Prinzip besteht darin, dass aus dem von jeweils zwei realen Kameras gesehenen Bild eines Objekts ein Bild in Echtzeit interpoliert wird (Abb. 4.4). Dieses wird dann (z.B. über das Internet) an den Ort übertragen,

187

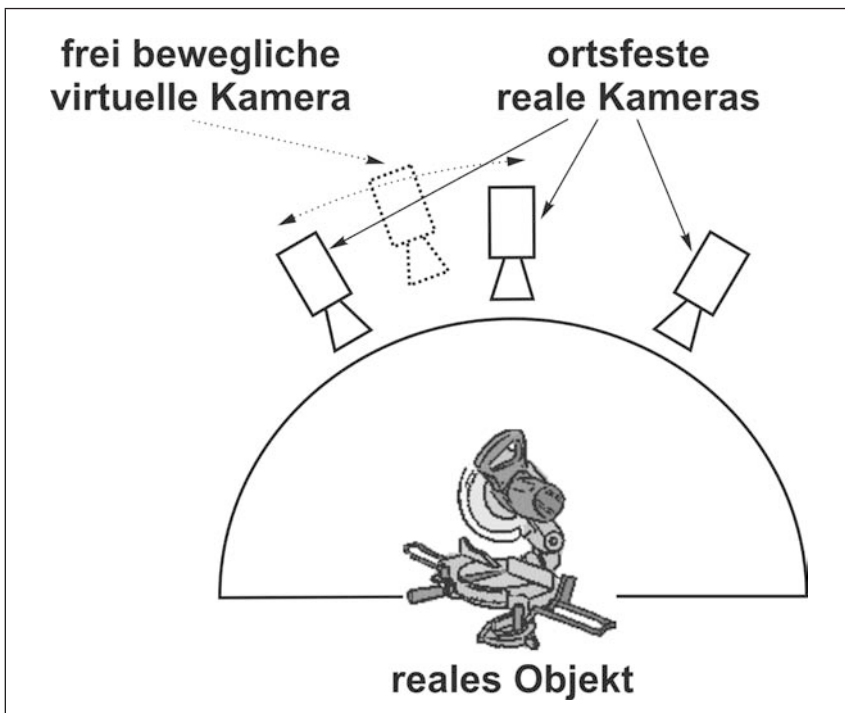


Abb. 4.4: Prinzip der virtuellen Kamera

an dem die virtuelle Umgebung betrachtet wird, und in die Darstellung eingeblendet. Position und Blickrichtung der virtuellen Kamera entsprechen Position und Blickrichtung des Betrachters in der virtu-

ellen Umgebung, die durch einen Positionssensor erfasst und zum Ort der realen Kameras übertragen werden. Diese Technik weist gegenüber dem bisherigen Stand der Technik folgende entscheidende Fortschritte auf:

- 1) Anders als bei der schon lange benutzten „blue-screen“ Technik ist es nicht mehr nötig, das Objekt vor einem einheitlich gefärbten künstlichen Hintergrund freizustellen. Es kann sich vor einem beliebig strukturierten natürlichen Hintergrund befinden.
- 2) Es ist keine aufwendige mechanische Ausrüstung erforderlich, wie z.B. ein Kamerakran. Das Objekt wird mit einer Anzahl preiswerter digitaler Videokameras umgeben und die Bewegung des Betrachters durch Interpolation zwischen den Bildern simuliert.

**188** Diese Schilderung möglicher neuartiger Verfahren zur Unterstützung der verschiedensten Tätigkeiten bei Planung, Bau, Betrieb und Wartung von energietechnischen Systemen ließe sich noch beliebig fortsetzen, soll jedoch aus Platzgründen hier beendet werden. Der Verfasser hofft aber, dass er den Eindruck vermitteln konnte, dass auf dem Gebiet der Mensch Maschine-Schnittstelle im allgemeinsten Sinne noch eine Reihe hochinteressanter und praxisrelevanter Entwicklungen bevorstehen.

## Literatur

- [1] Jastrzebowski, W.: Grundriss der Ergonomie oder Die Wissenschaft der Arbeit (Rys Ergonomji czyli Nauki o Pracy opartej na prawdach poczerpnietych z Nauki Przyrody); Przyroda i Przemysl (1857), Poznan; Nachdruck in: Ergonomia, Polska Akademia Nauk, tom 2, nr 1, 13-29, Krakow, Polen, 1979, ISSN 0137-4990
- [2] Schmidtke, H. (Hrsg.): Ergonomie; 3. Auflage, Carl Hanser Verlag München Wien; 1993, ISBN 3446-16440-5
- [3] Helander, M. (Hrsg.): Handbook of Human-Computer Interaction; North Holland Verlag Amsterdam, 1988
- [4] Selye, H.: A Syndrome Produced by Diverse Nocuous Agents. In: Nature. Vol. 138, p. 32, July 4, 1936

- [5] Foley, VanDam et al.: Computer Graphics: Principles and Practice; 2. Auflage, Addison-Wesley, 1990
- [6] Meyers Großes Universallexikon, Band 10, Bibliographisches Institut Mannheim/Wien/Zürich, 1983
- [7] Wertheimer, M.: Experimentelle Studien über das Sehen von Bewegung; Zeitschrift für Psychologie, Bd. 61, S. 161-265, 1912, 1932
- [8] Gibson, J. J., The Ecological Approach to Visual Perception, Houghton Mifflin, Boston, MA, 1979
- [9] Endsley, M.R.: Errors in Situation Assessment: Implications for System Design; in: Elzer, P.F.; Kluwe, R.H.; Boussoffara, B. (Hrsg.): Human Error and System Design and Management; Lecture Notes in Control and Information Sciences, Band 253, S. 15-26, Springer Verlag, 2000
- [10] Reason, J.: Human Error; Cambridge, MA., Cambridge University Press, 1990
- [11] IAEA, 1993, ASCOT Guidelines of the International Atomic Energy Commission
- [12] IEE, 1996, International Electrotechnical Engineers, Safety Culture
- [13] Trimpop, R.: Safety Culture; in: Elzer, P.F., Kluwe, R.H., Boussoffara, B. (Hrsg.): Human Error and System Design and Management; Lecture Notes in Control and Information Sciences, Band 253, S. 189-199, Springer Verlag, 2000
- [14] Verordnung über den Schutz vor Schäden durch Röntgenstrahlen; [bundesrecht.juris.de/r\\_v\\_1987/index.html](http://bundesrecht.juris.de/r_v_1987/index.html)
- [15] Azuma, R. T.: Augmented Reality, Approaches and technical challenges; in: Barfield, W., Caudell, T. (Eds): Fundamentals of Wearable Computers and Augmented Reality; Lawrence Erlbaum Associates Publishers, London; 2001
- [16] Behnke, R.: Verbesserung der Positionserkennung bei CAR Systemen durch Kopplung von bild- und trägheitsbasierten Verfahren; Dissertation, TU Clausthal, Papierflieger, ISBN 3-89720-752-4, 2005

- [17] Smets, G.J.F.: Designing for Telepresence: the Interdependence of Movement and Visual Perception Implemented; 5th IFAC/IFIP/IFORS/IEA Symposium on Analysis, Design and Evaluation of Man-Machine Systems; Den Haag, Niederlande, Juni 1992, Vortrag 3.1.3
- [18] Waßhausen, D., Elzer, P.F., Nikolic, V.: Unterstützung räumlicher Wahrnehmung und Telepräsenz bei Anlagenbeobachtung, Fernwartung und Training; VDI/VDE Fachtagung USE-WARE 2006, Düsseldorf, 10.–11. Oktober 2006
- [19] A.K. Burton, N.A.S. Kendall, B.G. Pearce, L.N. Birrell, L.C. Bainbridge: Management of Upper Limb Disorders and the Biopsychosocial Model, Health and Safety Executive, 2008
- [20] Elzer, P.F.; Reuter, M.; Berger, A.: Einsatz neuronaler Netze zur Frühwarnung des Bedienpersonals von technischen Anlagen; VDI/VDE-GMA-Kongreß Baden-Baden, 1996, VDI-Berichte 1282, S. 499–508
- [21] Boussoffara, B., Elzer, P.F.: Operator Support by Means of Situation Recognition and Recall; XVI. European Annual Conference on Human Decision Making and Manual Control, Kassel, 1997
- [22] M'Buy, M.A.J.: Management elektrischer Energieversorgung bei Einsatz eines Mix von Primärenergieträgern; Dissertation, TU Clausthal, Cuvillier Verlag, Göttingen, ISBN 3-89873-784-5, 2003
- [23] Vicente, K.J., Rasmussen, J.: Ecological interface design: theoretical foundations; IEEE Trans. on Systems, Man and Cybernetics, Vol. SMC-22, No.4, Juli/August, S. 589–606
- [24] Elzer, P.F., Beuthel, C., Boussoffara, B., Zinser, K., Tissen, A.: Advantages of mass-data-displays in process S&C; 6th IFAC/IFIP/IFORS/IEA Symposium on Analysis, Design and Evaluation of Man-Maschine Systems, Cambridge, 1995, S. 439–444
- [25] Beuthel, C., Elzer, P.F.: Advantages of 3D Displays for S&C of Large Technical Systems; XVI. European Annual Conference on Human Decision Making and Manual Control, Kassel, Dezember 1997

- [26] Elzer, P.F., Behnke, R., Boussoffara, B.: Multi-Media und VR-Techniken für Wartung und Training an technischen Systemen; in: Holleczek, P. (Hrsg.) PEARL 99–Multimedia und Automatisierung, Boppard, 25./26. November 1999, Springer Verlag, S. 21–28
- [27] Nikolic, V.: Einsatz der Computer Augmented Reality in der Instandhaltung: eine alternative gebrauchstaugliche und kostengünstige Systemlösung; Dissertation, TU Clausthal, Göttingen, Cuvillier, ISBN 3-86727-011-2, (2006)
- [28] Elzer, P.F., Behnke, R., Nikolic, V.: Bildschirmgestützte CAR in der Instandhaltung – ein preiswerter Weg zu Null-Fehler-Toleranz; atp, Heft 5, 2009, S. 2–7
- [29] Elzer, P.F., Sauermann, K-H.: Ein verteiltes Labor für Fabrikplanung und virtuelle Fertigung; GMA-Kongress 2001: Automatisierungstechnik im Spannungsfeld neuer Technologien, VDI-Berichte Nr. 1608, Baden-Baden, Januar 2001, S. 485-492
- [30] Chen, H., Elzer, P.F.: Integrating Real-time Captured Objects into Mixed Reality; 2006 International Conference on CYBERWORLDS, 28.–30. November 2006, Lausanne, Schweiz

# Informationstechnik in der Energiewirtschaft

*H.-Jürgen Appelrath und José M. González Vázquez*

*Der zunehmende Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) in der Energiewirtschaft ist angesichts steigender Komplexität sowie zunehmend dezentraler regenerativer Energiequellen unverzichtbar. Ohne entsprechende Basis-Softwarekomponenten und spezifische Anwendungssysteme, deren angemessener Vernetzung sowie der IKT-Anbindung von technischen Anlagen mit standardisierten Protokollen sind die künftigen Aufgaben von Energieversorgungsunternehmen nicht mehr wirtschaftlich zu meistern. Gerade im Hinblick auf neue rechtliche Anforderungen an die Energiewirtschaft, aber auch aufgrund technischer Herausforderungen wie die Integration dezentraler Erzeugung auf Basis regenerativer Energien oder Smart Grids ist die weitere Durchdringung durch IKT erforderlich. Dieser Beitrag liefert einen Überblick über bestehende Anwendungssysteme in der Energiewirtschaft und zeigt Anforderungen an deren Fortschreibung oder Neuentwicklung auf. Neben einer Klassifikation und einer Beschreibung bestehender Anwendungssysteme werden in Bezug auf zukünftige Anforderungen die Themen Standardisierung, Interoperabilität und Sicherheit betrachtet.*

## Inhaltsübersicht

	Rn.		Rn.
1	1–5	3.1.1	IT-Standards und Normen in der Energiewirtschaft
2	6–26	3.1.2	35–46
2.1.1	9–12	3.1.3	47–53
2.1.2	13–18	4	54–59
2.1.3	19–26	5	60–62
3	27–59		



## 1 Einleitung

- 1 Der Einsatz von Informationstechnik (IT) in der Energiewirtschaft über die gesamte Wertschöpfungskette hinweg nimmt stetig an Bedeutung zu. Betrachtet man die Wertschöpfungskette in der Energiewirtschaft von der Produktion über den Transport hin zum Einsatz von Strom und Gas bei den Verbrauchern, so finden sich auf allen Bereichen Anwendungssysteme, die Energieversorgungsunternehmen (EVU) bei der Durchführung ihrer betrieblichen Aufgaben unterstützen, siehe Abbildung 1.1.
- 2 Die IT nimmt hierbei einen erfolgskritischen Faktor ein. Sie dient dem wirtschaftlichen Betrieb von Energieanlagen und schafft teilweise erst die technischen Voraussetzungen für die Bereitstellung von Diensten und Produkten.
- 3 Stromfluss und informationstechnischer Datenaustausch sind dabei wechselseitig abgestimmt. Abbildung 1.1 stellt beispielhaft die verschiedenen Anknüpfungspunkte von Informations- und Stromfluss dar.
- 4 Generell wird bei IT zwischen Anwendungssystemen (Software, insbesondere Informationssysteme) und technischer Infrastruktur (Basis-Software und Hardware) unterschieden. Während erstere Funktionalität bündeln und in der Regel Anwendern über eine Benutzerschnittstelle bereitstellen, bieten letztere Basisdienste zur Ausführung sowie zur Integration und Kommunikation von Anwendungssystemen und Geräten an.
- 5 Nachfolgend wird in Kapitel 2 eine Übersicht und grobe Beschreibung bestehender Anwendungssysteme gegeben. In Kapitel 3 erfolgt die Vorstellung von Anforderungen an zukünftige Anwendungssysteme sowie die Betrachtung der Aspekte Standardisierung, Interoperabilität und Sicherheit.

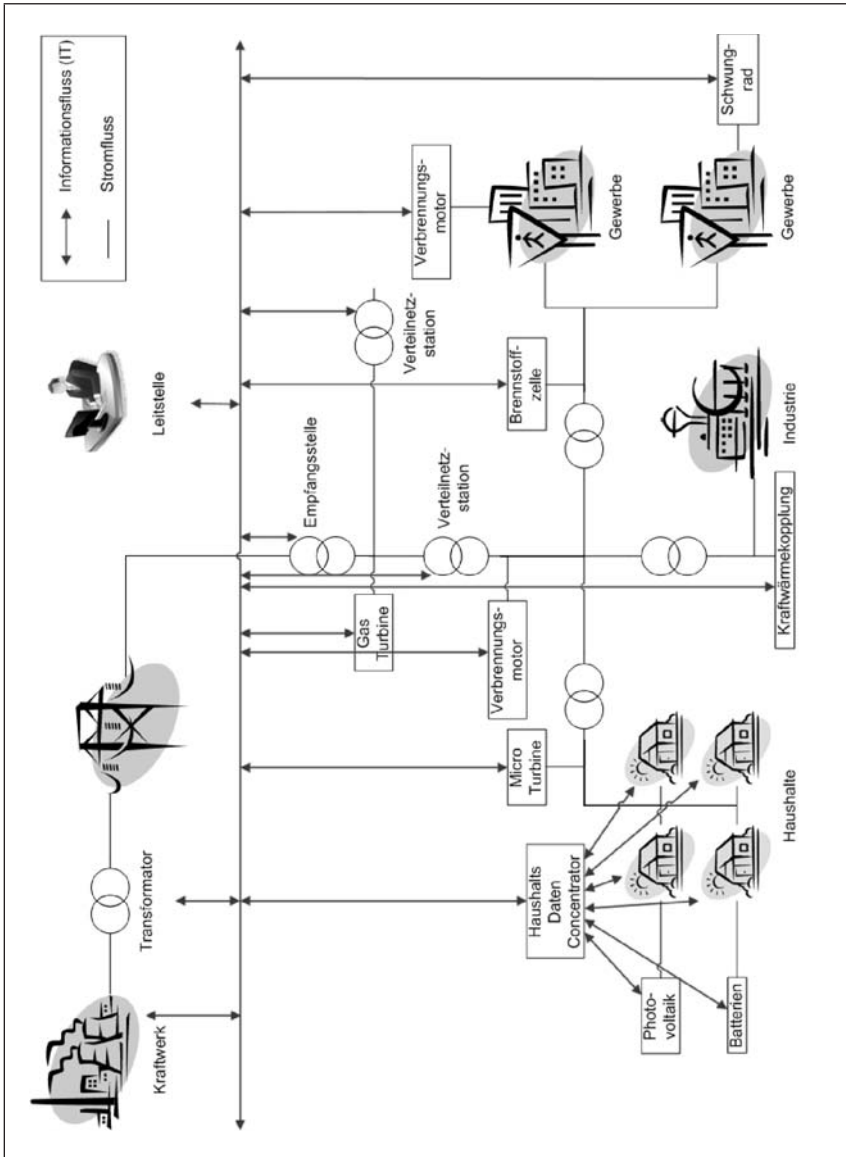


Abb. 1.1: Übersicht von Stromfluss und Informationsfluss in der Energiewirtschaft in Anlehnung an EC [17]

## 2 Bestehende Anwendungssysteme

- 6 Eine trennscharfe Klassifikation von Anwendungssystemen der Energiewirtschaft ist aufgrund der unterschiedlichen Einsatzszenarien und unternehmensspezifischen Ausprägungen nicht möglich, siehe auch [2]. Die hier vorgenommene Klassifikation von Anwendungssystemen zu Gruppen ist daher als eine mögliche Art der Gruppierung zu sehen, die im Kontext von konkreten Energieversorgungsunternehmen unternehmensbezogen jeweils unterschiedlich ausgeprägt sein kann. In Literatur und Praxis finden sich häufig bezogen auf Aufgabenbereiche in der Energiewirtschaft die Unterscheidung in technische und wirtschaftliche Aspekte, siehe [3] und [12].
- 7 Im Folgenden wird zur Strukturierung von Anwendungssystemen die Klassifikation nach [2] aufgegriffen. Diese Klassifikation sieht neben der Trennung in wirtschaftliche (*Anwendungssysteme zur kaufmännischen Verwaltung*) und technische (*Anwendungssysteme zur technischen Betriebsführung*) Anwendungssysteme auch solche mit integrativen Aufgaben (*Anwendungssysteme zur integrativen Geschäftsabwicklung*) vor.
- 8 In Abbildung 2.1 ist die Durchdringung von Anwendungssystemen in den betrieblichen Aufgabenbereichen von EVU dargestellt. Die fachliche Matrix aus [16] untergliedert betriebliche Funktionsbereiche der EVU (von Produktion/Gewinnung – links, bis Einsatz/Verwendung – rechts) entlang der Wertschöpfungskette in wirtschaftliche und technische Aufgabenbereiche. Der wirtschaftliche Aufgabenbereich wird seinerseits weiter unterteilt in die Aufgabengruppen: Beschaffung, Absatz und Abwicklung. Hier stehen der Bezug (Beschaffung) bzw. Verkauf (Absatz) von Produkten und Dienstleistungen sowie die dabei notwendigen organisatorisch administrativen Tätigkeiten (Abwicklung) im Vordergrund. Die Aufgabengruppe Abwicklung stellt die Schnittstelle zu dem technischen Aufgabenbereich dar, bspw. muss der gekaufte Strom letztlich dem Kunden bereitgestellt und die dafür notwendigen Daten ausgetauscht werden. Der technische Aufgabenbereich wiederum teilt sich in die Aufgabengruppen: Bau und Betrieb auf. Diese beinhalten die Planung des Ausbaus und die Verwaltung von Energieanlagen (Bau) sowie die Führung und Instandhaltung von Energieanlagen (Betrieb).

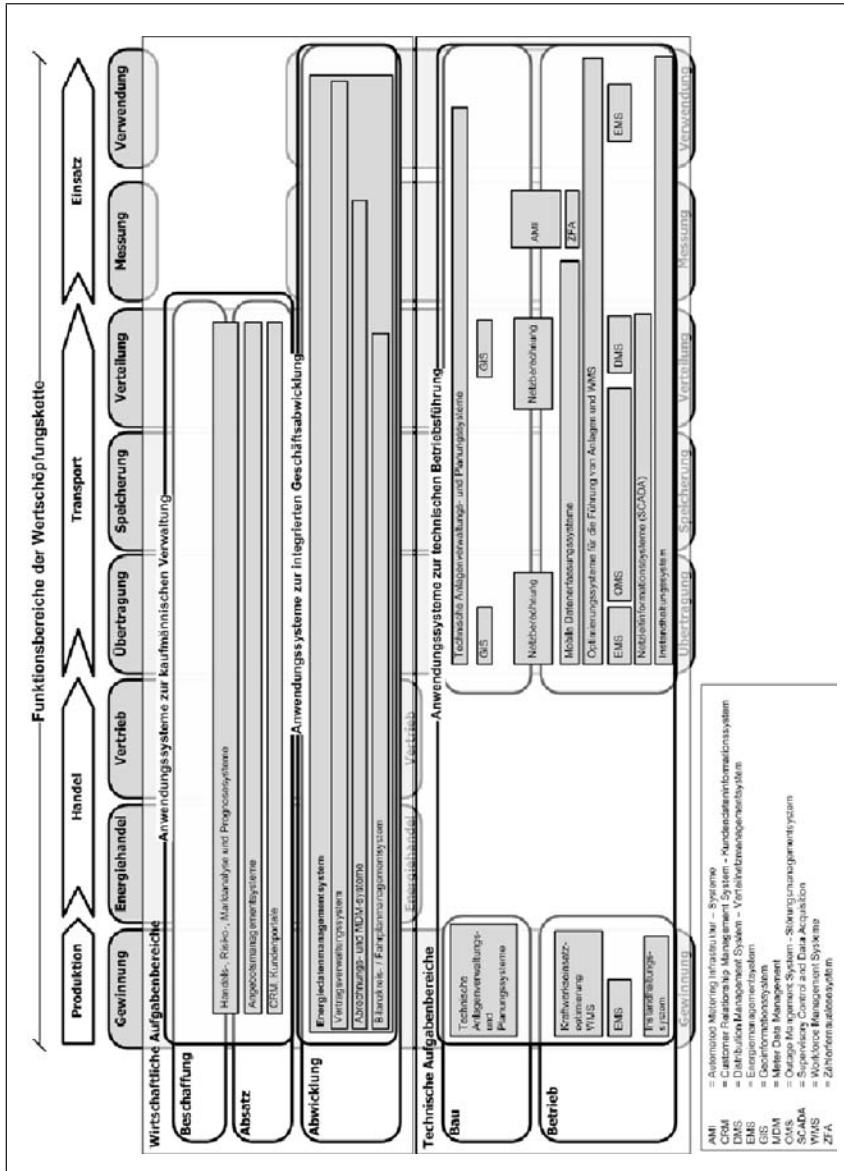


Abb. 2.1: Anwendungssysteme in der Energiewirtschaft (in Anlehnung an González [16])

In den folgenden Abschnitten werden die Anwendungssysteme anhand ihrer Zugehörigkeit zu der entsprechenden Gruppe vorgestellt. Abschließend wird in Tabelle 2.1 eine Darstellung der Aufgabenbereiche und Informationsobjekte der einzelnen Anwendungssysteme aufbereitet.

### 2.1.1 Anwendungssysteme zur kaufmännischen Verwaltung

- 9 Der Beschaffung und dem Absatz von Energieträgern (wie Strom und Gas), Produkten sowie Dienstleistungen kommt von der Gewinnung bis zur Verteilung eine wichtige Bedeutung zu. Die hierbei zu bewältigen Aufgaben werden durch Anwendungssysteme zur kaufmännischen Verwaltung unterstützt.
- 10 Bei Beschaffung und Absatz von Strom und Gas ist eine genaue Kenntnis der aktuellen Preissituation auf den Energiemärkten von besonderer Bedeutung, um Kauf- und Verkaufsentscheidungen treffen zu können. Als Markt für elektrische Energie hat sich die European Energy Exchange (EEX)<sup>1</sup> etabliert. Das Zusammenstellen eines so genannten Energieportfolios erfolgt über den Einkauf bestimmter Energieprodukte durch Handel an der EEX oder bilateral durch außerbörsliche Over-the-counter-Geschäfte (OTC) direkt mit anderen Geschäftspartnern.
- 11 *Markt- und Prognoseinformationssysteme* können hierbei durch Analyse und Aufbereitung aktueller Marktdaten aus unterschiedlichen Quellen (Energiebörsen und Broker) sowie durch die Erstellung von Preis- und Bedarfsprognosen unterstützen. *Portfoliomanagementsysteme* helfen dabei, die unterschiedlichen Produkte zu verwalten und die Handelsaktivitäten auf einen festgelegten Rendite-Risiko-Rahmen zu beschränken [15]. Komplementär erlauben *Risikomanagementsysteme* die Bewertung des – unter anderem durch Preisschwankungen oder Kraftwerksausfälle bedingten – finanziellen Risikos eines Portfolios. *Handelssysteme* widmen sich dabei der Verwaltung sämtlicher Handelsaktivitäten und stellen die Datengrundlage für andere Systeme bereit, oftmals integrieren sie die Funktionalität der oben genannten Systeme wie Portfoliomanagementsysteme und Risikoma-

---

1 Siehe [www.eex.de](http://www.eex.de).

nagementsysteme [11]. Weiterhin sind insbesondere in vertriebsbezogenen Abteilungen in Energieversorgungsunternehmen *Angebotsmanagementsysteme* zur Kalkulation und Erstellung von individuellen Angeboten für z. B. Groß- und Bündelkunden im Einsatz.

Daneben kommen in der Energiewirtschaft auch klassische Anwendungssysteme zur Verwaltung von Kundendaten wie *Customer Relationship Management Systeme* (CRM) oder von Betriebsmitteln und anderen Ressourcen wie Enterprise Resource Planning-Systeme (ERP) zum Einsatz. Zur Bereitstellung von Informationen zu Produkten und Dienstleistungen und als direkte Schnittstelle zum Endkunden werden *Kundenportale* eingesetzt. Hier können Kunden vertrags- und abrechnungsrelevante Daten (wie Zählerstände oder Bankverbindungen) abrufen und ändern. Diese Dienste werden auch als Customer Self Services (CSS) bezeichnet. 12

### 2.1.2 Anwendungssysteme zur integrierten Geschäftsabwicklung

Die Energiewirtschaft ist durch kaufmännische und technische, unternehmensinterne wie -übergreifende Geschäftsprozesse geprägt, die meist in komplexen Wechselwirkungen stehen. Im Fokus stehen dabei Finanz- und Energieträgerfluss. 13

Der am Spotmarkt von einem Lieferanten für einen Industriekunden eingekaufte Strom muss über das elektrische Netz an den Verbrauchsort transportiert und anschließend verbrauchsgerecht abgerechnet werden. In diesem einfachen Fall sind schon mehrere Akteure (Lieferant und Übertragungsnetzbetreiber) involviert, die auf Basis entsprechender Verträge (u. a. Netzzugang, Lieferantenrahmenvertrag) Daten austauschen müssen, um eine möglichst reibungslose und verlässliche Versorgung sicherzustellen. Im Zuge der Liberalisierung der Energiewirtschaft und der hierin begründeten Entflechtung und Marktgebietsbildung ist eine Reihe von Gesetzen (EnWG, EEG) und Verordnungen (GPKE, GeLi Gas) erlassen worden, die EVUs unter anderem Berichtspflichten und Aufgaben auferlegen und Datenaustauschprozesse vorgeben. 14

In diesem Zusammenhang sind vor allem die Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE) [10] zu nennen, die besondere Anforderungen an die auf kaufmännischer Ebene eingesetz- 15

ten Systeme haben. Aufgrund der durch die Entflechtung bedingten „Unabhängigkeit“ von Akteuren in der Energiewirtschaft ist die Verwaltung unterschiedlicher Verträge (u. a. Bezugs-, Liefer-, Speicher- und Bilanzkreisverträge) für die Bereitstellung von Energieträgern notwendig, wozu *Vertragsmanagementsysteme* eine Unterstützung leisten [22]. Die verlässliche Versorgung von Verbrauchern mit Energieträgern ist die wichtigste Aufgabe von EVU, insbesondere für den Energieträger Strom ist aufgrund seiner schlechten Speicherbarkeit das „Gleichgewicht“ zwischen Erzeugung und Verbrauch einschließlich einer energietechnischen Netzstabilität jederzeit sicherzustellen. Zum Betrieb von Netzen sind hierzu entsprechende Fahrpläne zwischen den Akteuren auszutauschen, um auf etwaige Engpässe reagieren und die bereitgestellten Energieträger verbrauchsgerecht abrechnen zu können. *Bilanzkreis- und Fahrplanmanagementsysteme* widmen sich dabei dem Austausch von Fahrplänen und der Verwaltung von Bilanzkreisen. *Fahrplanmanagementsysteme* erlauben darüber hinaus die Übermittlung der generierten Fahrpläne an die jeweils zuständigen Übertragungsnetzbetreiber, die diese wiederum für den Netzbetrieb benötigen. *Meter Data Management Systeme (MDM)* verwalten sämtliche zählerbezogenen Daten, die für die Abrechnung der jeweils lokal genutzten Energie benötigt werden [30]. *Abrechnungssysteme* stellen auf Basis der jeweils aktuellen Messergebnisse bspw. Zählerstände eines Letztverbrauchers und ggf. weiterer Entgelte (wie Netznutzungsentgelte) Rechnungen aus.

- 16** Energiedatenmanagement (EDM) ist nach [11] die Zusammenfassung sämtlicher Funktionen, die Mess- und Zähl Daten nach Energiemarktregeln aufbereiten, zuordnen, analysieren, prognostizieren, optimieren und anderen Marktpartnern bereitstellen. Energiedatenmanagement wird dadurch zur Querschnittsaufgabe für EVU und ihre Organisationseinheiten oder beauftragte Dritte. *EDM-Systeme* sind daher nicht als isolierte IT-Lösungen zu begreifen, sie bündeln vielmehr die oben genannten Systeme bzw. deren Funktionen. Sie dienen dabei als Datenquelle für die verschiedenen Berichtspflichten gegenüber der Bundesnetzagentur und bei Datenaustauschprozessen zwischen den Marktpartnern. Mess- und Zähl Daten bilden dabei die Datenobjekte zur Verknüpfung von wirtschaftlichen (Beschaffung und Absatz) und technischen Aufgabenbereichen (Betrieb).

Eine Übersicht über die wesentlichen Marktpartner und deren Datenaustausch ist in Abbildung 2.2 dargestellt. Hier sind Stromfluss sowie Datenaustausch und Vertragsbeziehungen dargestellt. Neben dem Datenaustausch zwischen Marktpartnern ist insbesondere der

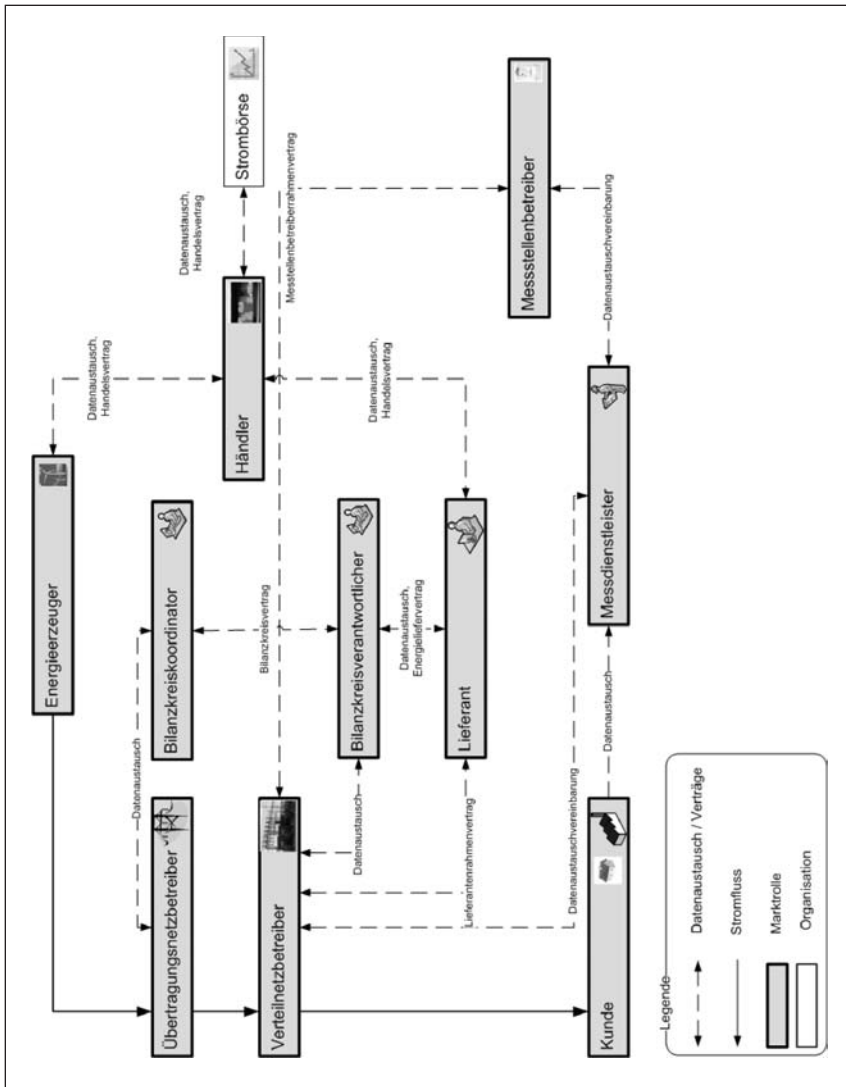


Abb. 2.2: Übersicht Stromfluss sowie Datenaustausch und Verträge zwischen den Marktpartnern in der Energiewirtschaft



durch Smart Metering<sup>2</sup> aufkommende Massendatentransfer zu berücksichtigen, siehe hierzu [20].

- 18 Aufgrund der lange Zeit monopolartigen Strukturen und des zu geringen Wettbewerbs sind Anwendungssysteme zur integrierten Geschäftsabwicklung in den Wertschöpfungsketten der Energiewirtschaft bisher noch nicht durchgehend etabliert [2]. Die steigende Relevanz von Energiedaten über die gesamte Wertschöpfungskette erfordert eine stärkere Beachtung von Energiedatenmanagement und verhilft somit EDM-Systemen zu einer höheren Relevanz [22].

### 2.1.3 Anwendungssysteme zur technischen Betriebsführung

- 19 Einen wichtigen Aufgabenbereich von EVU stellt die technische Betriebsführung von Energieanlagen für die Produktion, den Transport und den Einsatz von Strom und Gas dar. Anwendungssysteme zur technischen Betriebsführung befassen sich hierbei mit der Steuerung und Überwachung von entsprechenden Anlagen, wie elektrische Erzeuger (wie konventionelle Kraftwerke), Netz- und Messinfrastruktur (wie Umspanner und Zähler) sowie mit steuerbaren Verbrauchsanlagen.
- 20 *Technische Anlagenverwaltungs- und Planungssysteme* verwalten Informationen zu Energieanlagen und die dort eingebauten Betriebsmittel. Diese Systeme stellen die Datengrundlage für *Instandhaltungssysteme* zur Planung von Reparaturaufträgen/Wartungsaufträgen dar.
- 21 *Planungssysteme* bieten Funktionen zur Ausbauplanung wie die Berechnung von Lastflüssen in Netzen, oftmals kommen dabei spezifische *Netzberechnungssysteme* zum Einsatz.
- 22 *Einsatzplanungssysteme* (Workforce Managementsysteme) unterstützen die Planung des Einsatzes von beispielsweise Technikern im Außendienst.

*Kraftwerkseinsatzoptimierungssysteme* ermöglichen z. B. unter Berücksichtigung technischer Nebenbedingungen die finanziell möglichst

---

2 Unter Smart Metering wird hier die automatische Verarbeitung, der Transfer, das Management und die Verwendung von Messdaten verstanden.

optimale Erstellung sogenannter Fahrpläne, d. h. zeitlich diskrete Leistungsvorgaben für steuerbare Kraftwerke (überwiegend konventionelle Kraftwerke). Daneben sind weitere Optimierungssysteme für das Führen von Netzen, Speichern und Verbrauchsanlagen im Einsatz. Insbesondere für den Betrieb und Ausbau von Übertragungs- und Verteilnetzen werden *Netzberechnungssysteme* zur Analyse von Lastflüssen und Kurzschlüssen verwendet.

*Netzleitinformationssysteme oder Supervisory Control and Data Acquisition-Systeme (SCADA)* ermöglichen eine kontinuierliche Überwachung kritischer Komponenten sowie eine unmittelbare Reaktion auf unerwünschte Systemzustände, wie beispielsweise den Ausfall eines elektrischen Erzeugers. Bei der Lokalisierung von Störungen im Betrieb oder anstehenden Wartungsarbeiten spielen *Geoinformationssysteme (GIS)* eine wichtige Rolle, sie halten geographische Daten der einzelnen Anlagen vor und ermöglichen das schnelle Auffinden eingebauter Betriebsmittel. Störungsinformationssysteme oder *Outage Management Systems (OMS)* unterstützen die Störungsannahme und Weiterleitung von Informationen zur weiteren Bearbeitung. **23**

Die Basis für die Erfassung von Mess- und Zählwerten bieten *Automated Metering Infrastructures (AMI)* mit Zugriff auf die gesamte Messinfrastruktur. Hier kommen teilweise *Zählerfernauslesungssysteme (ZFA)* zum Einsatz, die per Remotezugriff auf die entsprechenden Zählwerte zugreifen. **24**

Daneben werden zur Erfassung von Messwerten – aber auch zu Reparatur- und Instandhaltungsmaßnahmen – mobile Datengeräte eingesetzt, die die Messwerte an weitere Informationssysteme weitergeben. Die Geräteverwaltung und das Datenmanagement erfolgt durch *Mobile Datenerfassungssysteme*. **25**

*Energie Management Systems (EMS)* liefern Funktionen zum effizienten Betrieb von Übertragungsnetzen und Kraftwerken und bündeln die oben beschriebenen Systeme für Kraftwerks- und Übertragungsnetzbetreiber [18]. Analog dazu adressieren *Distribution Management Systems (DMS)* Funktionen zum effizienten Betrieb von Verteilnetzen für Verteilnetzbetreiber. **26**

Tab. 2.1: Aufgabenbereiche und fachliche Informationsobjekte zu Anwendungssystemen

Anwendungssystem	Aufgabenbereiche	Fachliche Informationsobjekte
Anwendungssysteme zur kaufmännischen Verwaltung		
Handels-, Risiko-, Marktanalyse- und Prognose-systeme	Verwalten von Handelsportfolien, Managen von Rendite-Risiko-Profilen Marktanalyse	Handelsverträge, Risikobewertungen, Marktdaten, Prognosen
Angebotsmanagement-systeme	Kalkulieren von Angeboten, Verwalten von Tarifen	Tarife, Preisberechnungen, Angebote
Customer Relationship Management (CRM) Kundenportale	Kundenmanagement, Customer Self Services (CSS)	Kunden
Anwendungssysteme zur integrierten Geschäftsabwicklung		
Energiedatenmanagementsystem		
Vertragsverwaltungssystem	Verwalten von Verträgen	Verträge, Konzessionen
Abrechnungssysteme	Informieren zu Abrechnungsvorgängen sowie mit ihnen verknüpften Kunden-, Objekt-, Zähler- und Tarifdaten	Rechnungen, Kundendaten, Tarife
Meter Data Management (MDM)	Verwaltung von Mess- und Zählwerten	Mess- und Zählwerte
Bilanzkreis-/Fahrplan-managementsystem	Austauschen und Verwalten von Fahrplänen	Fahrpläne
Anwendungssysteme zur technischen Betriebsführung		
Technische Anlagenverwaltungs- und Planungssysteme	Verwalten von Betriebsmitteln und Unterstützen von Ausbauplanungen	Anlagen, Baupläne
GIS	Verwalten der Geo-Koordinaten von Betriebsmitteln	Geographische Koordinaten
Netzberechnung	Berechnen von Lastflüssen, Kurzschluss-Analysen	Netze, Lastflüsse

Anwendungssystem	Aufgabenbereiche	Fachliche Informationsobjekte
AMI	Verwalten von Messinfrastrukturen	Zähler, Messgeräte
ZFA	Auslesen von Messdaten per Remote-Zugriff	Zähler
Workforce Management Systems (WMS)	Planen des Einsatzes von (technischem) Personal	Einsatzpläne für Personen und Anlagen
Kraftwerkseinsatzoptimierungssysteme und Optimierungssysteme für die Führung von Anlagen	Optimieren von Kraftwerken, Netzen, Speichern und Verbrauchsanlagen	Einsatzpläne für Anlagen, Fahrpläne
Energy Management Systems (EMS)	Funktionen zum Betreiben von Kraftwerken und Übertragungsnetzen	Generatoren
Outage Management Systems (OMS)	Funktionen zur Störungsannahme und Weiterleitung	Störungsmeldungen
Distribution Management Systems (DMS)	Funktionen zum Betreiben von Verteilnetzen	Verteilnetz
Netzleitinformationssysteme (SCADA)	Überwachen	Messungen
Instandhaltungssystem	Koordinieren und Planen von Instandhaltungsaufträgen	Reparaturen

### 3 Anforderungen an zukünftige Anwendungssysteme

Steigende Energiepreise, regulatorische Anforderungen und technischer Fortschritt insbesondere in der elektrischen Energieversorgung forcieren den Wandel in der Energiewirtschaft und stellen Unternehmen der Energiewirtschaft und damit die sie in ihren betrieblichen Aufgaben unterstützenden Anwendungssysteme vor neue Herausforderungen. 27

Auf wirtschaftlicher Ebene tragen die EU-Richtlinien zur Elektrizitäts- und Gasmarktliberalisierung [13] und [14] zur Liberalisierung 28

des Energiemarkts bei, was den Wettbewerb forciert und neue Akteure in den Markt bringt.

- 29 Auf der technischen Ebene erfolgt eine zunehmende Dezentralisierung der Erzeugungskapazitäten durch die Nutzung erneuerbarer Energieträger wie Sonne, Wind, Biomasse oder Erdwärme und effizienter Technologien wie der Kraft-Wärme-Kopplung (BHKWs).
- 30 Hieraus resultieren zum einen neue Energiedienstleistungen und Geschäftsmodelle, die in Form neuer Produkte durch – oft neue – Akteure am Energiemarkt angeboten werden. Ehemals unternehmensinterne Prozesse werden externalisiert, was die Komplexität erhöht und zusätzlich meist höhere Anforderungen an den Datenaustausch mit sich bringt, bspw. mehr Schnittstellen und höhere Sicherheitsanforderungen.
- 31 Andererseits erfordert der vermehrte Einsatz vieler kleiner Energieerzeugungsanlagen, wie z. B. photovoltaische Anlagen oder Blockheizkraftwerke (BHKW) ein Umdenken. Die bisherigen, auf wenige Großkraftwerke zugeschnittenen Energieplanungs- und -steuerungssysteme müssen erweitert werden, um den neuen Anforderungen gerecht zu werden.
- 32 Zusammenfassend führen diese Veränderungen zu einem erhöhten Kommunikations- und Koordinationsaufwand zwischen Anwendungssystemen unterschiedlicher Marktpartner und heterogenen Energieanlagen. Eine große Anzahl an Daten muss in guter Qualität über definierte Protokolle und Schnittstellen zwischen unterschiedlichen Marktteilnehmern in festgelegten Fristen ausgetauscht werden.
- 33 Dies betrifft durchgängig alle Anwendungssysteme von der kaufmännischen Verwaltung über die integrierte Geschäftsabwicklung bis hin zur technischen Betriebsführung.
- 34 Diesen Anforderungen kann mit Blick auf eine anzustrebende Komplexitätsreduktion und unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nur durch eine in vielen Teilen einheitliche und sichere Kommunikation und Integration begegnet werden.

Daher werden im Folgenden wesentliche Anforderungen an zukünftige Anwendungssysteme in der Energiewirtschaft anhand der drei

Aspekte Standardisierung, Interoperabilität und Sicherheit dargestellt [1].

### **3.1.1 IT-Standards und Normen in der Energiewirtschaft**

Die durch die Liberalisierung bedingten Veränderungen in der Wertschöpfungskette sowie die daraus resultierenden neuen Marktakteure und komplexere Geschäftsmodelle erzwingen die Externalisierung ehemals unternehmensinterner Prozesse und schaffen damit zusätzliche Schnittstellen. **35**

In diesen unternehmensübergreifenden Prozessen ist ein reibungsloses Zusammenwirken von Anwendungssystemen unterschiedlicher Marktakteure Grundvoraussetzung. **36**

Beispielhaft seien hier die im Zusammenhang mit den GPKE stehenden Prozesse wie der Lieferantenwechsel genannt, bei dem Kundendaten zwischen Marktakteuren innerhalb einer festgelegten Frist ausgetauscht werden müssen. **37**

Um einen reibungslosen Datenaustausch zu gewährleisten, ist neben einem standardisierten Kommunikationsablauf ebenso ein einheitliches Verständnis, d. h. eine semantische Verständlichkeit, der ausgetauschten Dateninhalte notwendig. Andernfalls kann – im ersten Fall – keine Kommunikation aufgebaut werden, oder es kommt – im zweiten Fall – zu Fehlinterpretationen von Nachrichteninhalten, was zu Folgefehlern führen kann, die nicht auf Anhieb entdeckt werden und im Nachhinein schwerer zu beheben sind. **38**

Probleme in der Kommunikation können nicht nur zwischen Anwendungssystemen, sondern auch zwischen Anwendungssystemen und Energieanlagen auftreten. **39**

Das Technical Committee (TC) 57 der International Electrotechnical Commission (IEC) beschreibt in dem Technical Report „TR 62357: Power system control and associated communications – Reference architecture for object models, services and protocols“ in der T 57 Referenzarchitektur ihre verschiedenen Normungsvorhaben und Standardfamilien [17]. **40**

- 41 Angestrebt wird hierbei eine nahtlose Integration von den (software-technischen) Anwendungssystemen bis zu den (elektrotechnischen) Feldgeräten, die sogenannte Seamless Integration Architecture (SIA).
- 42 Grob können hier, wie in Abbildung 3.1 dargestellt, drei Bereiche identifiziert werden: „Integration von Anwendungen und Geschäftspartnern“, „Integration von Energieanlagen“ und „Sicherheit und Datenmanagement“.
- 43 In Bezug auf die „Integration von Anwendungen und Geschäftspartnern“ kommen dem in den Normen IEC 61970-301 und IEC 61968-11 definierte Common Information Model (CIM) eine besondere Bedeutung zu. Es handelt sich hierbei um einen weltweit anerkannten Standard, der unter anderem in den USA für den Datenaustausch zwischen Akteuren der Energiewirtschaft verpflichtend ist. Das CIM stellt ein in der Modellierungssprache UML (Unified Modeling Language) formalisiertes abstraktes Datenmodell dar, welches Datenobjekte für die wirtschaftliche (wie Kunden und Verträge) als auch die technische Ebene (wie Umspannwerke und Leitungen) beschreibt.
- 44 Die „Integration von Energieanlagen“ wird maßgeblich von der Norm IEC 61850-7-420: Kommunikationssysteme für dezentrale Energieressourcen adressiert, die sich der datentechnischen Modellierung und Kommunikation mit dezentralen Energiesystemen widmet [28].
- 45 Auch die hier gewählte Klassifikation in „Integration von Anwendungen und Geschäftspartnern“, „Integration von Energieanlagen“ und „Sicherheit und Datenmanagement“ ist nicht überschneidungsfrei, zwischen den einzelnen Standards gibt es Überlappungen (bspw. zwischen dem CIM und dem in der Normenfamilie 61850 beschriebenen Datenmodell). Eine Übersicht über Standards und Normen in der Energiewirtschaft liefert [32]. Ansätze zur Harmonisierung dieser Standards liefert [33].
- 46 Der konsequente Einsatz dieser Normen in Unternehmen der Energiewirtschaft kann zukünftig einen wichtigen Beitrag zur horizontalen – d. h. zwischen Akteuren der Energiewirtschaft – und vertikalen – d. h. innerbetrieblich und übergreifend von der kaufmännischen Verwaltung bis in die technische Betriebsführung hinein – Interoperabilität von Anwendungssystemen leisten [33].

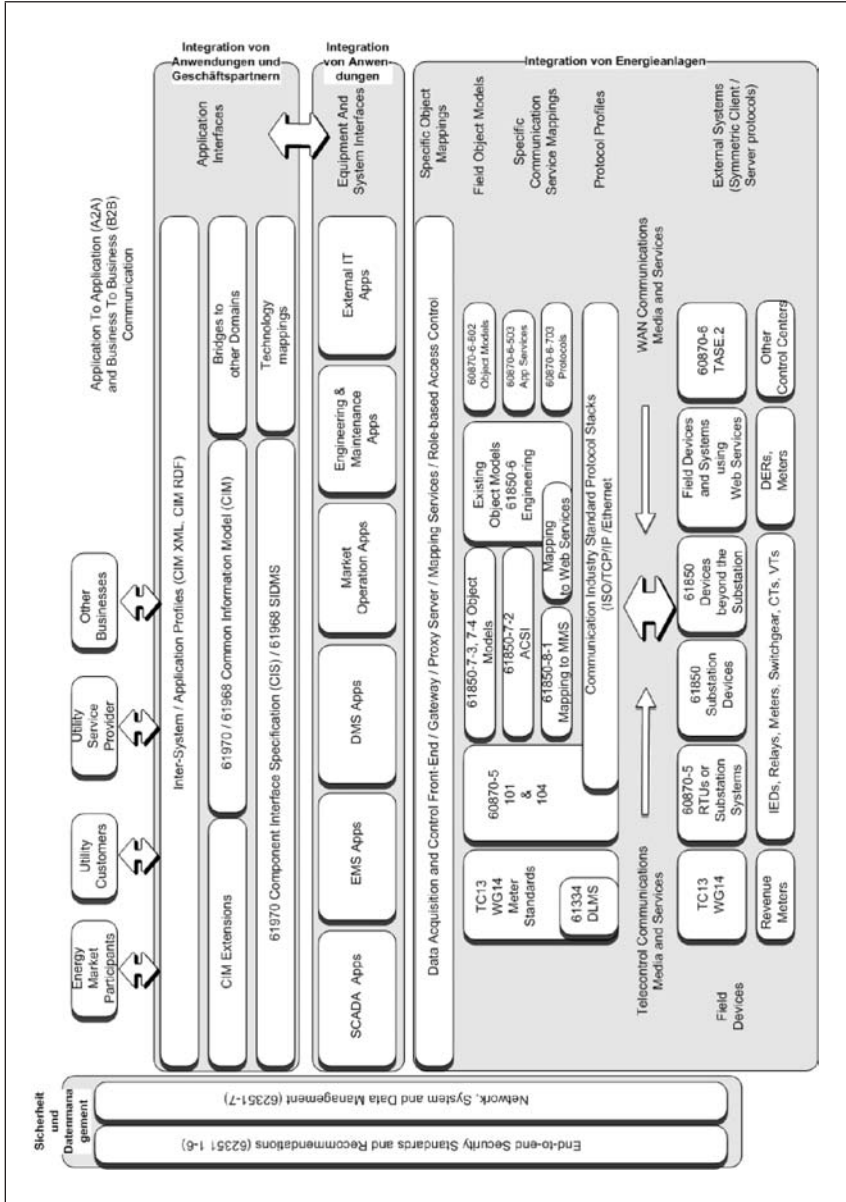


Abb. 3.1: Übersicht TC 57 Referenzarchitektur; in Anlehnung an [17]



Hierfür sind allerdings aus politischer Sicht entsprechende Rahmenbedingungen zu schaffen, die zum Einsatz internationaler Standards in der Kommunikation verpflichten und somit eine für alle Marktpartner offene auf Standards basierende Kommunikation gewährleisten.

### 3.1.2 Softwaretechnische Kopplung und Interoperabilität

- 47 Parallel zum Einsatz internationaler Standards stellt die Kopplung von Anwendungssystemen auf der softwaretechnischen Ebene und die Integration bestehender Altsysteme eine künftig wichtiger werdende Aufgabe dar.
- 48 Hierfür werden geeignete IT-Architekturen benötigt, um den sich wandelnden Rahmenbedingungen in der Energiewirtschaft und damit verbundenen verändernden Anforderungen gerecht zu werden.
- 49 Dem Konzept der serviceorientierten Architekturen (SOA) wird dabei eine vielversprechende Rolle zugesprochen.
- 50 Eine SOA kann man allerdings nicht als Produkt verstehen, das erworben werden kann, „man kann SOA nicht kaufen“ [19]. SOA sind vielmehr ein Architekturkonzept, basierend auf anerkannten Konzepten wie Komponentenorientierung, lose Kopplung oder ausgelagerte Ablaufsteuerung [28]. Dieses Architekturkonzept akzeptiert die bestehende Heterogenität großer IT-Landschaften, sowohl was Technologien als auch Verantwortlichkeiten bzw. Eigentümer einzelner Systeme betreffen [21] und [22].
- 51 Folglich gilt es, SOA als Denkmuster zu begreifen, das im Rahmen einer Evolution der Anwendungslandschaft hin zu mehr Agilität und Flexibilität kontinuierlich angewendet wird.
- 52 Methoden zur Evolution von bestehenden Anwendungslandschaften hin zu serviceorientierten liefert bspw. Quasar Enterprise, erste Ansätze zur Anwendung dieser Methode in der Energiewirtschaft liefert [25].
- 53 Eine weitere Fragestellung ist die Verteilung von Diensten im Rahmen einer SOA, die Methode DESMOND von Schmedes (siehe [26] und [27]) bietet hierzu Ansätze zur Anwendung im Rahmen des dezentralen Energiemanagements.

### 3.1.3 Sicherheit im Rahmen von Anwendungssystemen

Vor dem Hintergrund der liberalisierten Energiewirtschaft und dem zunehmenden Einsatz von Informationstechnologien kommt der Informations- als auch der Ausfallsicherheit eine wichtige Bedeutung zu [2]. **54**

Im Zusammenhang mit unternehmensübergreifenden Geschäftsprozessen und der Integration von vielen dezentralen Energieanlagen werden weitere Schnittstellen bereitgestellt, die unter sicherheitstechnischen Gesichtspunkten zu betrachten und gegebenenfalls zu schützen sind. **55**

Als Beispiel sei hier das sogenannte Smart Metering zu nennen. Vorstellbar ist das hier schützenswerte Daten wie detaillierte Verbrauchsprofile, die Rückschlüsse auf das Verhalten Einzelner zulassen, erhoben und gespeichert werden. Bei der Verarbeitung dieser personenbezogenen Daten sind durch das Bundesdatenschutzgesetz Anforderungen für Anwendungssysteme bezüglich technisch-organisatorischer Maßnahmen gemäß § 9 BDSG [8] und Anlage zu beachten. Auch ist auf einen sicheren Informationsaustausch in den dezentralen Systemen zu achten (IEC 62351). **56**

Durchgängige Konzepte zum Sicherheitsmanagement wie etwa Rollen- und Berechtigungskonzepte aus dem Bereich des Identity Managements sollten daher für alle Anwendungssysteme betrachtet und bei der Integration neuer Systeme konsequent umgesetzt werden [2]. **57**

Anwendungssysteme im Bereich der technischen Betriebsführung sind dabei zusätzlich sicherheitskritischen Anforderungen wie etwa der Einhaltung zeitlicher Restriktionen bis hin zur Echtzeitfähigkeit ausgesetzt. **58**

Ansatzpunkte für den Aufbau einer Sicherheitsstrategie oder allgemeinen Sicherheitsmanagementsystemen bieten u. a. die BSI-Standards 100-1 [8] und 100-2 [7] sowie VDI 2182 und ISA SP99 sowie der im Entwurf befindliche IEC 62443. Erste Ansätze zur sicherheitsorientierten Gestaltung von Anwendungslandschaften in der Energiewirtschaft liefert [4]. **59**

## 4 Zusammenfassung und Ausblick

- 60 Im Rahmen dieses Beitrags wurde eine Klassifikation für Anwendungssysteme in der Energiewirtschaft vorgeschlagen. Auf dieser Basis wurden bestehende Anwendungssysteme eingeordnet und grob beschrieben. Weiterhin wurden Anforderungen an zukünftige Anwendungssysteme vorgestellt und in diesem Zusammenhang die Themen Standards und Normen, Interoperabilität und Sicherheit in Bezug zu Anwendungssystemen in der Energiewirtschaft thematisiert.
- 61 Dieser Beitrag kann lediglich einen Einstieg in das vielfältige und wegen der Marktentwicklungen zunehmend attraktive Thema „IT in der Energiewirtschaft“ bieten. Auf weiterführende, vertiefende Literatur wird daher in den einzelnen Abschnitten verwiesen.
- 62 Aufgrund verschiedener nationaler und internationaler Projekte im Energiebereich sind bald weitere Erkenntnisse zu erwarten, siehe hierzu beispielsweise nationale Projekte und Initiativen wie E-Energy [9] und Internet der Energie [5] sowie die amerikanische Smart Grids Initiative [24].

## 5 Literatur

- [1] Appellath, H.-Jürgen und Chamoni, P.: Veränderungen in der Energiewirtschaft – Herausforderungen für die IT. WIRTSCHAFTSINFORMATIK, 49(5):329–330, 2007.
- [2] Appellath, H.-Jürgen: Energieversorgungsunternehmen, Anwendungssysteme. In Karl Kurbel, Jörg Becker, Norbert Gronau, Elmar Sinz und Leena Suhl (Hrsg.): Enzyklopädie der Wirtschaftsinformatik. Oldenbourg, München, 2009.
- [3] Baier, Daniel und Koch, Matthias: Handel im liberalisierten Strommarkt. In Volker Trommsdorff (Hrsg.), Handelsforschung 2003, Seiten 43–62. Berlin, Köln, 2003.
- [4] Beenken, Petra; González, José M.; Postina, Matthias und Appellath, H.-Jürgen: Sicherheitsorientierte Gestaltung von Anwendungslandschaften in der Energiewirtschaft. In Internationaler ETG-Kongress 2009. VDE-Verlag, Berlin, 2009.

- [5] Block, C.; Bomarius, F.; Bretschneider, P.; Briegel, F.; Burger, N.; Fey, B.; Frey, H.; Hartmann, J.; Kern, C.; Plail, B.; Praehauser, G.; Schettlers, L.; Schöpf, F.; Schumann, D.; Schwammbberger, F.; Terzidis, O.; Thiemann, R.; van Dinther, R.; von Sengbusch, K.; Weidlich, A. und Weinhardt, C.: Internet der Energie – IKT für die Energiemärkte der Zukunft, 2008.
- [6] BSI – Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: BSI-Standard 100-1: Managementsysteme für Informationssicherheit (ISMS) Version 1.5, 2008.
- [7] BSI – Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: BSI-Standard 100-2: IT-Grundschutz – Vorgehensweise Version 2.0, 2008.
- [8] BMJ – Bundesministerium der Justiz: Bundesdatenschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 14. Januar 2003 (BGBl. I S. 66), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. August 2006 (BGBl. I S. 1970).
- [9] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: E-Energy – Informations- und kommunikationstechnologiebasiertes Energiesystem der Zukunft: Ein Förderwettbewerb des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, 2008.
- [10] Bundesnetzagentur. Anlage zum Beschluss BK6-06-009: Darstellung der Geschäftsprozesse zur Anbahnung und Abwicklung der Netznutzung bei der Belieferung von Kunden mit Elektrizität: Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität, GPKE, 13.07.2006.
- [11] Dähne, Clemens: IT-Lösungen in der Energiewirtschaft: Heute und morgen. VWEW-Energieverl., Frankfurt am Main, 1. Auflage, 2003.
- [12] Diebitz, Manfred: Regulierungsmanagement – Kosten und Nutzen. In Christiana Köhler-Schute, Hrsg., Liberalisierung in der Energiewirtschaft, Seiten 25–30. KS-Energy-Verl., Berlin, 2007.
- [13] Europäische Union: Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend

- gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, 1996.
- [14] Europäische Union: Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Juni 1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, 1998.
- [15] Eydeland, A. und Wolyniec, K.: Energy and power risk management: New developments in modeling, pricing, and hedging. Wiley, Hoboken, New Jersey, 2003.
- [16] González, José M.: Gestaltung nachhaltiger IT-Landschaften in der Energiewirtschaft mit Hilfe von Referenzmodellen. In Torsten Eymann, Hrsg., Tagungsband zum Doctoral Consortium der WI 2009, Jgg. 40 of Bayreuther Arbeitspapiere zur Wirtschaftsinformatik, Seiten 35–44. Februar 2009.
- [17] International Electrotechnical Commission (IEC): 62357-TR Ed. 1: Power system control and associated communications – Reference architecture / IEC. 2003. – TR
- [18] International Electrotechnical Commission (IEC). Draft IEC 61970: Energy Management System Application Program Interface (EMS-API) – Part 301: Common Information Model (CIM) Base Second Edition, 06.03.2007.
- [19] Josuttis, N.: SOA in der Praxis: System-Design für verteilte Geschäftsprozesse. dpunkt. Verlag, 2008.
- [20] Köhler-Schute, Christiana (Hrsg.): Smart Metering. Technologische, wirtschaftliche und juristische Aspekte des Smart Metering. Berlin: KS-Energy-Verlag.
- [21] Krafzig, D.; Banke, K. und Slama, D.: Enterprise SOA: Wege und Best Practices für Serviceorientierte Architekturen. mitp, 2007.
- [22] Leibecke, Dietmar und Gerwert, Bernd: EDM und Abrechnung. In Christiana Köhler-Schute, Hrsg., Energiedaten effizient managen, Seiten 53–62. KS-Energy-Verl., Berlin, 2008.
- [23] Nagel, Bernd: Die steigende Relevanz von Energiedaten erfordert zuverlässige, zielorientierte und effiziente Prozess- und Systemlandschaften. In Christiana Köhler-Schute, Hrsg.,

- Energiedaten effizient managen, Seiten 28–45. KS-Energy-Verl., Berlin, 2008.
- [24] NIST: Report to NIST on the Smart Grid Interoperability Standards Roadmap: Contract No. SB1341-09-CN-0031 – Deliverable 10: Post Comment Period Version Document, August 2009.
- [25] Postina, Matthias; González, José M. und Sechyn, Igor: On the Architecture Development of Utility Enterprises with Special Respect to the Gap Analysis of Application Landscapes. In Ulrike Steffens, Jan S. Addicks, Matthias Postina und Niels Streekmann, Hrsg., MDD, SOA und IT-Management (MSI 2009), Seiten 17–31. Gito, 2009.
- [26] Schmedes, Tanja: Entwurfsmethode für serviceorientierte Architekturen im dezentralen Energiemanagement. In: Bichler, Martin et al. (Hrsg.): Multikonferenz Wirtschaftsinformatik 2008, München. Teilkonferenz Dezentralität als Entwurfsprinzip, S. 243–254. Berlin: GITO-Verlag, 2008.
- [27] Schmedes, Tanja: Serviceorientierte Architekturen für dezentrales Energiemanagement. Edewecht: OIWR Oldenburger Verl. für Wirtschaft Informatik und Recht, 2009.
- [28] Schwarz, Karlheinz: Offene Kommunikation nach IEC 61850 für die Schutz- und Stationsleittechnik. Berlin: VDE Verlag, 2004.
- [29] Siedersleben, J.: SOA revisited: Komponentenorientierung bei Systemlandschaften. In: Wirtschaftsinformatik 49, 2007; S. 110–117.
- [30] Untiet, Michael: Smart Metering erschließen mit leistungsstarker Software. In: Köhler-Schute, Christiana (Hg.): Smart Metering. Technologische, wirtschaftliche und juristische Aspekte des Smart Metering. Berlin: KS-Energy-Verlag, S. 123–130.
- [31] Uslar, Mathias und Grüning, Fabian: Zur semantischen Interoperabilität in der Energiebranche: CIM IEC 61970. WIRTSCHAFTSINFORMATIK, 4(49):295–303, 2007.
- [32] Uslar, Mathias; Rohjans, Sebastian; Schmedes, Tanja; González, José M.; Beenken, Petra; Weidelt, Tobias; Specht, Michael;

Mayer, Christoph; Niese, Astrid; Kamenik, Jens; Busemann, Claas; Schwarz, Karlheinz und Hein, Franz: Untersuchung des Normungsumfeldes zum BMWi-Förderschwerpunkt „e-Energy-IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“: Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 03.2009.

- [33] Uslar, Mathias; Rohjans, Sebastian; Schulte, Stefan; Steinmetz, Ralf: Building the Semantic Utility with Standards and Semantic Web Services. In: Robert Meersman; Zahir Tari; Pilar Hertero (Hg.): On the Move to Meaningful Internet Systems: OTM 2008 Workshops: Springer (LNCS), Bd. 5333, 2008; pp. 1026–1035.

# Das Common Information Model CIM – IEC 61970 und 61968

*Mathias Uslar*

*Der vorliegende Beitrag beschreibt das Common Information Model CIM der IEC, welches als Domänenontologie das Kerndatenmodell einer zukünftiger Smart Grid Infrastruktur bildet. Neben einer Darstellung der IEC und der Einbindung des CIM in die internationale Standardisierungslandschaft wird eine Übersicht über die Teile der Standardfamilie sowie ihrer Anwendungsfälle geboten.*

## Inhaltsübersicht

	Rn.		Rn.
1	Einleitung Standardisierung	1–3	
2	Die IEC TC 57 Referenzarchitektur	3–5	
3	Das Common Information Model CIM	5–58	
3.1	Einleitung	10–15	
3.2	Anwendungsgrenzen der API	16–18	
3.3	IEC 61970 – Energy Management System API EMS	19–41	
3.3.1	IEC 61970-1 – Guidelines and general Requirements	20–21	
3.3.2	61970-2 – Glossary	22	
3.3.3	61970-301 – Common Information Model – Base	23–24	
3.3.4	61970-302 – Common Information Model – Financial, Energy Scheduling and Reservations	25–26	
3.3.5	61970-401 – Component Interface Specification – Framework		27
3.3.6	61970-402 – Component Interface Specification – Common Services		28–30
3.3.7	61970-403 – Component Interface Specification – Generic Data Access		31–32
3.3.8	61970-404 – Component Interface Specification – High Speed Data Access		33–35
3.3.9	61970-405 – Component Interface Specification – Generic Eventing and Subscription		36–38
3.3.10	61970-407 – Component Interface Specification – Time Series Data Access		39
3.3.11	61970-453 – CIM based Graphics Exchange		40
3.3.12	61970-501 – Common Information Model Resource Description Framework (CIM RDF) Schema		41



	Rn.		Rn.
3.4	42–58	3.4.6	51
			52–53
3.4.1	45	3.4.7	54–55
3.4.2	46	3.4.8	56
3.4.3	47–48	3.4.9	57
3.4.4	49	3.4.10	58
3.4.5	50	3.4.11.	58
		4	Literatur

## 1 Einleitung Standardisierung

- 1 Standards in der Energiewirtschaft werden auf verschiedenen Ebenen und in unterschiedlichen Gremien und Organisationen erarbeitet. Die IEC<sup>1</sup> ist ein internationales Normierungsgremium im Bereich der Elektrotechnik. Neben der International Organization for Standardization (ISO) und der International Telecommunication Union (ITU) ist es das wichtigste Gremium für Standardisierung im Umfeld der elektrischen und elektronischen Anlagen und Geräte. Die IEC wurde im Jahre 1906 in London gegründet und hat seit 1948 ihren Hauptsitz in Genf. Das Betätigungsfeld der IEC umfasst die gesamte Elektrotechnik, einschließlich Erzeugung und Verteilung von Energie, Elektronik, Magnetismus und Elektromagnetismus, Elektroakustik, Multimedia und Telekommunikation sowie allgemeine Disziplinen wie Fachwortschatz und Symbole, elektromagnetische Verträglichkeit, Messtechnik und Betriebsverhalten, Zuverlässigkeit, Design und Entwicklung, Sicherheit und Umwelt. In den ersten Jahren war die IEC vor allem daran beteiligt, Normen für Maßeinheiten, wie z. B. Gauß, Hertz und Weber, zu vereinheitlichen.
- 2 1938 wurde ein mehrsprachiges, internationales Wörterbuch (International Electrotechnical Vocabulary) mit dem Ziel veröffentlicht, die

<sup>1</sup> International Electrotechnical Commission

elektrotechnischen Begriffe zu vereinheitlichen – dies wird bis heute weiter unter der IEC-Norm 60050 gepflegt. Die IEC ist hierarchisch aufgebaut. An oberster Stelle stehen die Mitgliedsländer als nationale Komitees (engl. national committee NC). Jedes NC repräsentiert die nationalen elektrotechnischen Interessen des jeweiligen Landes innerhalb der IEC. In den meisten Ländern erfolgt die Interessensbildung durch Wirtschaft, Politik, Verbände und nationale Normstellen.

Momentan (Stand November 2009) gibt es 68 NC, davon sind 51 NC Vollmitglieder (darunter auch Deutschland) und 17 NC Partner. Die NC bilden über 170 technische Komitees (engl. technical committee TC) und Subkomitees (engl. subcommittee SC), die in insgesamt mehr als 500 Arbeitsgruppen (engl. working group WG) die IEC-Normen erarbeiten. 3

Bei der IEC TC 57 handelt es sich um ein Systemkomitee, zu dessen Aufgabenbereich neben den einzelnen Komponenten, wie z. B. Schaltern und Schutzfunktionen, auch die übergeordneten Ebenen der Systemvernetzung, Überwachung, Steuerung, interner Informationsaustausch und externe Schnittstellen gehören. Innerhalb dieses Bereiches wurden bisher 63 Normen veröffentlicht. Derzeit (Stand November 2009) befinden sich über 20 Projekte in 11 WGs in Bearbeitung. 4

Auf europäischer Ebene existieren vor allem die ETSI (European Telecommunications Standards Institute), CEN (Comité Européen de Normalisation) sowie die CENELEC (Comité Européen de Normalisation Electrotechnique) als anerkannte Standardisierungsorganisationen. Die CENELEC spiegelt dabei die Arbeit der IEC auf europäischer Ebene. Sie ist zuständig für die europäische Normung im Bereich Elektrotechnik. Zusammen mit ETSI (Normung im Bereich Telekommunikation) und CEN 77 (Normung in allen anderen technischen Bereichen) bildet CENELEC das europäische System für technische Normen. CENELEC wurde 1973 gegründet. Zuvor waren zwei Organisationen für die elektrotechnische Normung zuständig: CENELCOM (Comité Européen de coordination des Normes Electrotechniques des pays membres des Communautés Européennes) und CENEL (European Committee for the Coordination of Electrical Standards). CENELEC ist eine gemeinnützige Organisation unter belgischem Recht mit Sitz in Brüssel. Mitglieder sind die nationalen elektrotechnischen Normungsgremien der meisten europäischen Staaten. 5

- 6 Auf nationaler Ebene werden in Deutschland die im Rahmen der Arbeit zu betrachtenden Standards im VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik) genormt bzw. die Arbeiten der IEC gespiegelt. Die „Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik“ im DIN<sup>2</sup> und VDE (DKE) ist die zuständige Organisation in Deutschland für die Erarbeitung von Standards, Normen und Sicherheitsbestimmungen im Themenfeld Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik. Sie ist ein Organ des DIN und des Verbands der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik und wird vom VDE getragen. Die DKE<sup>3</sup> ist das deutsche Mitglied europäischer (ETSI, CENELEC) und internationaler Standardisierungsorganisationen (IEC). Die DKE 952 Gruppe Netzleittechnik ist das deutsche Spie-

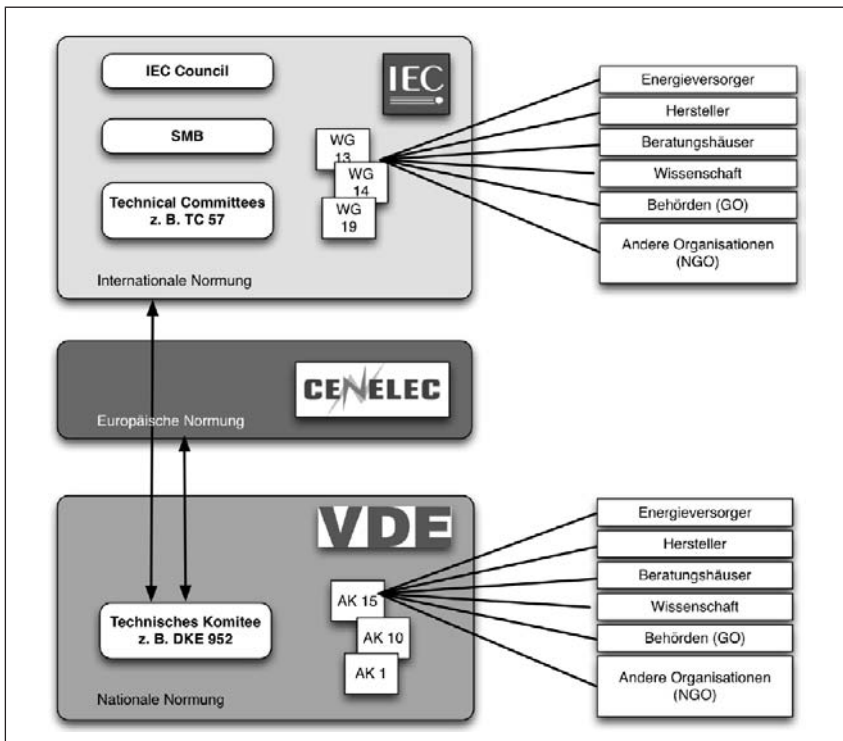


Abb. 1.1: Nationale und internationale Standardisierung

2 Deutsches Institut für Normung

3 Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik

gelgremium zur IEC TC 57 und bildet deren Arbeit in der nationalen Normung ab. Abbildung 1.1 stellt diese Abhängigkeiten graphisch dar.

## 2 Die IEC TC 57-Referenzarchitektur

Der Technical Report „TR 62357: Power system control and associated communications – Reference architecture for object models, services and protocols“ [1] wurde 2003 veröffentlicht und dient der IEC TC 57 dazu, ihre verschiedenen Normungsvorhaben und Standardfamilien miteinander in Kontext zu setzen. Zum einen, um eine angestrebte sogenannte Seamless Integration Architecture (seamless, engl. für nahtlos, übergangsfrei) für den Bereich der elektrischen Energieversorgung zu realisieren, zum anderen, um gewisse Inkonsistenzen bei der Nutzung der verschiedenen Standards im Gesamtkontext zu dokumentieren und später zu beheben. Der TR beschreibt daher alle existierenden Objektmodelle, Dienste und Protokolle des TC 57 und dokumentiert ihre Abhängigkeiten. Die Abbildung 2.1 dokumentiert die im Rahmen einer künftigen IEC TC 57 Reference Architecture genutzten Standards. Ferner erkennt man in der Abbildung auch, dass

7

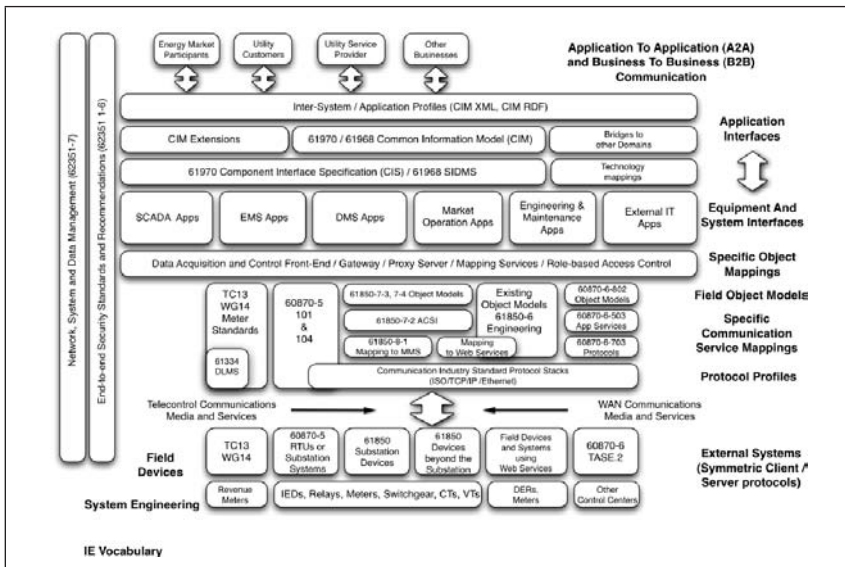


Abb. 2.1: Die IEC TR 62357 Seamless Integration Architecture

für die Kopplung der Automations- und der Leitebene bislang kein Standard zur Verfügung steht, der eine Integration vorsieht.

- 8 Selbstverständlich müssen die Standards der IEC TC 57 auch in einem weiteren Kontext betrachtet werden, da nicht nur eine Harmonisierung und vertikale Integration innerhalb der TC 57 und der IEC möglich ist. Es existieren zahlreiche weitere Normen und Standards in der elektrischen Energiewirtschaft, die nicht wie die IEC TC 57 Architektur vor allem zur vertikalen Integration, sondern stattdessen zur horizontalen Integration dienen, wie etwa zur Marktkommunikation auf nicht-technischen Ebenen. Abbildung 2.2 stellt daher die Arbeiten der IEC TC 57 in den Zusammenhang mit weiteren Normungsorganisationen. Beispielhaft seien hier die OAG<sup>4</sup>, die W3C<sup>5</sup>, die EFET<sup>6</sup>, das ebIX Konsortium, die OASIS<sup>7</sup>, die OMG<sup>8</sup>, die OPC<sup>9</sup> sowie das EPRI<sup>10</sup> genannt.

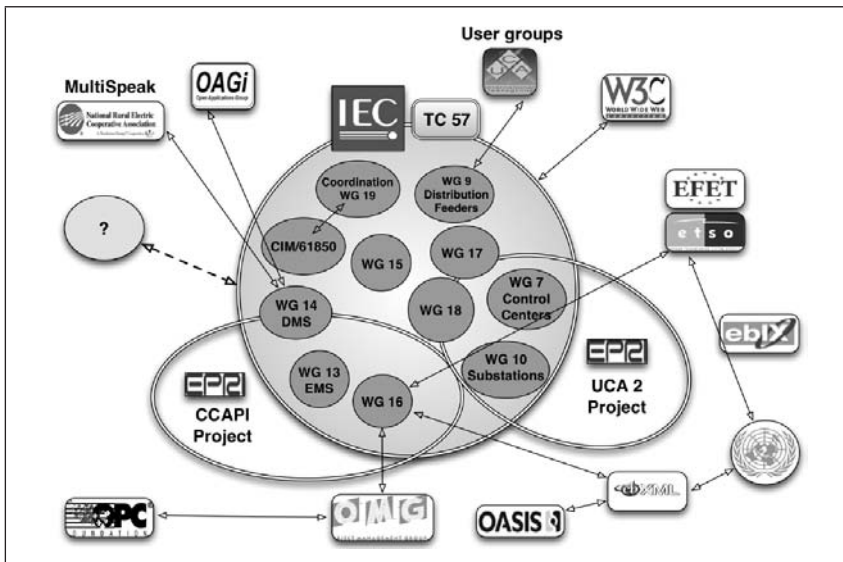


Abb. 2.2: Abhängigkeiten in der Standardisierung in der Stromwirtschaft

- 4 Open Application Group Integration Specification
- 5 World Wide Web Consortium
- 6 European Federation of Energy Traders
- 7 Organization for the Advancement of Structured Information Standards
- 8 Object Management Group
- 9 OLE for Process Control
- 10 Electric Power Research Institute

Die IEC TC 57 WG 14 nutzt Ansätze der Open Applications Group (OAGi) für ihre EAI-Nachrichtenheader, zusätzlich wird eine Harmonisierung mit der im nordamerikanischen Raum verbreiteten MultiSpeak-Spezifikation vorangetrieben. Auf der anderen Seite existieren sowohl für das CIM wie auch die IEC 61850 User Groups, die Einfluss auf die Standards nehmen. Die IEC benutzt in ihren Normen W3C-Standards, die zum Abbilden von Serialisierungen wie XML<sup>11</sup>, OWL<sup>12</sup> und RDF<sup>13</sup> dienen. Die WG 16 nutzt zur Modellierung des CIM UML<sup>14</sup> sowie OPC<sup>15</sup> Standards, weitere Verbindungen existieren zum EPRI und den alten CCAPI (Control Center API) und UCA (Utility Communications Architecture) 2.0-Projekten. Im Bereich der Marktkommunikation werden die CIM-Modelle mit der ETSO ESS, ebXML, ebIX sowie der UN/CEFACT harmonisiert werden müssen. Dies alles zeigt, das neben dem komplexen Zusammenhang der Normen innerhalb der IEC und IEC TC 57 noch weitere Aspekte relevant sind. 9

## 3 Das Common Information Model CIM

### 3.1 Einleitung

Im Bereich der Standardisierung von Systemschnittstellen und Datenmodellen für die Netzführung sowie die Integration von Anwendungen in die IT-Systemlandschaft eines EVU (Energieversorgungsunternehmen) hat die IEC seit 1996 das sogenannte Common Information Model (CIM) als Basis für die Normenreihen IEC 61968 und IEC 61970 vom Electric Power Research Institute in den USA übernommen und führt diese Arbeiten seitdem auf internationaler Ebene fort. Diese Normenreihen werden im IEC/TC 57 „Datenmodelle, Schnittstellen und Informationsaustausch für Planung und Betrieb von Energieversorgungssystemen“ hauptsächlich in der WG 13 („EMS<sup>16</sup> Application Interfaces“) und WG 14 („System Interfaces for 10

11 Extensible Markup Language

12 Web Ontology Language

13 Resource Description Framework

14 Unified Modeling Language

15 OLE for Process Control (OLE: Object Linking and Embedding)

16 Energiemanagementsystem

Distribution Management“) gepflegt und von den Tätigkeiten anderer Arbeitsgruppen flankiert. CIM wird im allgemeinen Sprachgebrauch oft als gemeinsamer Name für die beiden Normenreihen IEC 61968 und IEC 61970 verstanden.

- 11 Ziel des CIM ist es, Zeitaufwände und Kosten zu reduzieren, die bei einer Integration von Anwendungen in einem Energiemanagementsystem (EMS) anfallen, sowie durch die Normung einen gewissen Investitionsschutz in Systeme zu bieten und den effektiven Betrieb dieser Systeme sicherzustellen. Das CIM ist dabei als eine Art Integrationsframework aufzufassen. Um die nahtlose (engl.: seamless) Integration auf vertikaler Wertschöpfungskette zu erreichen, wurden sowohl verschiedene Schnittstellen und Datenmodelle für EMS als auch das Verteilnetzmanagement (DMS – Distribution Management System) definiert und standardisiert. Am Markt existieren erste Implementierungen zu den diversen Teilen der Normenreihen. Die Vision bei der Erstellung des CIM war es, den Herstellern von Systemkomponenten die Möglichkeit zu bieten, einzelne EMS-Komponenten individuell zu verkaufen und bei den Versorgern die Produkte verschiedener Hersteller kombinieren zu können. In der Tat war die Situation am Markt eher so, dass EMS-Hersteller die Versorger in eine Abhängigkeit zwangen, indem sie ihre Systeme eher monolithisch mit proprietären Datenbanken und Inter-Application Nachrichten kommunizieren ließen. Dieser Abhängigkeit vom Hersteller sorgte dafür, dass Versorger nicht die besten, sondern lediglich die für ihre Infrastruktur kompatibelsten Komponenten auswählen konnten. Ein Austausch einzelner Komponenten war nicht möglich, häufig konnte nur ein Austausch bzw. Update des gesamten Systems gemacht werden.
- 12 Das EPRI wollte daher standardisierte Schnittstellen schaffen, die definiert und technologieunabhängig für die einzelnen Funktionen (wie im 61968 Teil definiert) angeboten werden sollten. Es ist jedoch klar, dass nicht nur die Schnittstellen standardisiert werden müssen, sondern vor allem auch ein gemeinsames Vokabular von besonderer Bedeutung für eine erfolgreiche Integration ist. Das Konzept eines gemeinsamen Informationsmodells (engl.: Common Information Model) wurde daher in die Entwicklung der Norm mit aufgenommen und als erster Schritt gesehen. Neben dem gemeinsamen Modell, dem eigentlichen CIM (IEC 61970-301 und IEC 61968-11), wurden in der Normfamilie auch zwei weitere Schnittstellenstandards entwi-

ckelt, die sogenannte GID (Generic Interface Definition), welche eine technologieunabhängige Schnittstelle für bestimmte Klassen von Daten bietet, sowie die SIDMS-Familie (System Interfaces for Distribution Management Systems), welche basierend auf den Funktionsblöcken der IEC 61968-Familie spezifische Schnittstellen samt XML-basierten Nachrichten und Use Cases definiert.

Für das CIM existieren vor allem die drei folgenden großen Anwendungsfälle: **13**

Austausch von Topologiedaten: Das CIM definiert zwei sogenannte Profile, d. h. eine Untermenge von Objekten und Relationen aus dem gesamten CIM-Modell, welche zur Modellierung von Übertragungs-(CPSM – Common Power System Model) und Verteilnetzen (CDPSM – Common Distribution Power System Model) genutzt werden können. Zusätzlich wird neben den Objekten auch eine Serialisierung in XML bzw. RDF durch die Standards definiert. Dadurch können statische und dynamische Daten über Stromnetze und ihren Zustand standardisiert zwischen den betroffenen Systemen in einem EVU, beispielsweise dem SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), GIS (Geographische Informationssysteme) oder Asset Management ausgetauscht werden.

Kopplung von Systemen: Unter Zuhilfenahme der beiden Schnittstellenfamilien können auf Basis der technologieunabhängigen Schnittstellen direkte standardkonforme Implementierungen erstellt werden. Diese Interfaces können zur Kopplung der verschiedenen Systeme direkt genutzt werden, ein EVU als Käufer eines Systems weiß so, welche Funktionen das entsprechende Produkt wie und mit welchem Verhalten an Daten zur Verfügung stellt, und kann die Komponente besser in seine Systemlandschaft integrieren. **14**

XML-basierter Nachrichtenaustausch mit CIM-Semantik: Neben den Interfaces GID und SIDMS kann die CIM-Semantik aus dem Datenmodell natürlich auch für eigene Nachrichten genutzt werden. Es existiert die Möglichkeit, mit den CIM-Objekten eigene XML-Schemata zu erstellen und somit Nachrichten mit standardisierter Semantik zur Kopplung individueller Systeme über eine SOA<sup>17</sup> zu nutzen. Ein Werkzeug hierfür ist beispielsweise das sogenannte CIM- **15**

---

17 Serviceorientierte Architektur



Tool von Langdale Consultants, welches unter <http://www.cim-tool.org> verfügbar ist.

## 3.2 Anwendungsgrenzen der API

- 16 Das CIM ist vor allem eine formal definierte und abstrakte Darstellung und Definition von Objekten und ihrer Relationen zueinander im Bereich der elektrischen Energieversorgung. Dabei handelt es sich sowohl um konkrete physische Objekte wie einen Leistungsschalter, aber auch um abstrakte Objekte in einem Informationssystem wie einen Messwert einer Zeitreihe. Diese Beschreibung ist dabei grundsätzlich plattformunabhängig.
- 17 Das CIM ist keine konkrete Datenbankumsetzung, d. h. es definiert nicht eine Umsetzung des Modells in einer physischen Datenbank, sondern dient zur Integration von externen Systemen, d. h., Schnittstellen werden standardisiert und sollen CIM sprechen. Ein CIM-kompatibles System hat lediglich nach außen konforme Schnittstellen zu leisten, die interne Datenorganisation und auch -speicherung ist durch den Standard nicht geregelt und somit komplett freigestellt –

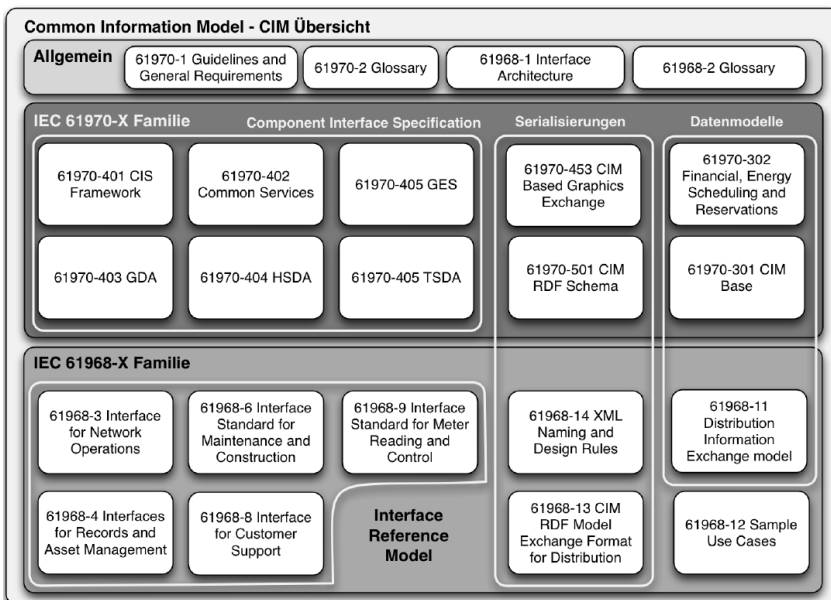


Abb. 3.1: Übersicht über das Common Information Model

solange korrekte Daten nach außen publiziert werden. Ferner ist das CIM nicht abgeschlossen, Erweiterungen und Verbesserungen sind sogar ausdrücklich gewünscht. Dafür existieren verschiedene Erweiterungsmechanismen in UML und XML. Das CIM ist auch nicht technologieplattformspezifisch – es existiert unter Windows, Linux, OS X, C++, C#, Java, Oracle oder IBM DB2 – d.h., sowohl Betriebssystem, Programmiersprache als auch Datenbanken sind frei wählbar.

Abbildung 3.1 bietet eine Übersicht über die einzelnen Teile der Standardfamilie, welche in den folgenden Abschnitten der Arbeit vorgestellt werden. Einige Teile des Standards enthalten allgemeine Informationen, zusätzlich gibt es verschiedenen Unterteile für die Serialisierungen und die eigentlichen Datenmodelle. Die Component Interface Specification und das Interface Reference Model umfassen jeweils weitere Teile, die voneinander abhängen. **18**

### **3.3 IEC 61970 – Energy Management System Application Program Interface (EMS-API)**

Die Normreihe IEC 61970 (deutsch: „Schnittstelle für Anwendungsprogramme für Energiemanagementsysteme (EMS-API)“) besteht aus einer Vielzahl einzelner Unterstandards. Sie basiert zu großen Teilen auf dem Forschungsreport RP-3654-1 des EPRI Control Center API (CCAPI)-Projekts. **19**

#### **3.3.1 61970-1 – Guidelines and general Requirements**

Dieser erste Teil der Standardfamilie (deutsch: „Leitfaden und allgemeine Anforderungen“) [2] enthält, wie bei IEC Standards üblich, generelle und allgemeine Sachverhalte im Umfeld der Standardfamilie. Innerhalb dieses Standards werden für die Standardfamilie typische Szenarien und Anwendungen beschrieben. Es wird ein Referenzmodell definiert, welches ein Framework für die Anwendungen der weiteren Standardteile bereitstellt. Bei diesem Modell handelt es sich um ein komponentenbasiertes Modell mit dem Schwerpunkt auf Schnittstellen, die zum Informationsaustausch zwischen Kontrollzentren bzw. Leitsystemen (SCADA) dienen. Das Referenzmodell bietet zudem die Möglichkeit, über das Ziel der Standardfamilie hinaus Informationen zwischen Anwendungen innerhalb eines Kontroll- **20**

zentrums auszutauschen und Informationen mit Anwendungen außerhalb eines Kontrollzentrums auszutauschen.

- 21 Da die Integrationsinfrastruktur nicht Teil dieses Standards ist, werden generelle Technologien beschrieben, die den Informationsaustausch durch die spezifizierten Schnittstellen dieser Standardfamilie erleichtern. Weiterhin bezieht sich die Spezifikation der Schnittstellen nur auf extern sichtbare Schnittstellen, die die Interoperabilität zwischen Produkten verschiedener Hersteller verbessern. Dies bedeutet, dass weder individuelle Implementierungen oder Produkte spezifiziert, noch die Darstellung von Informationen innerhalb einzelner Anwendungen eingeschränkt wird.

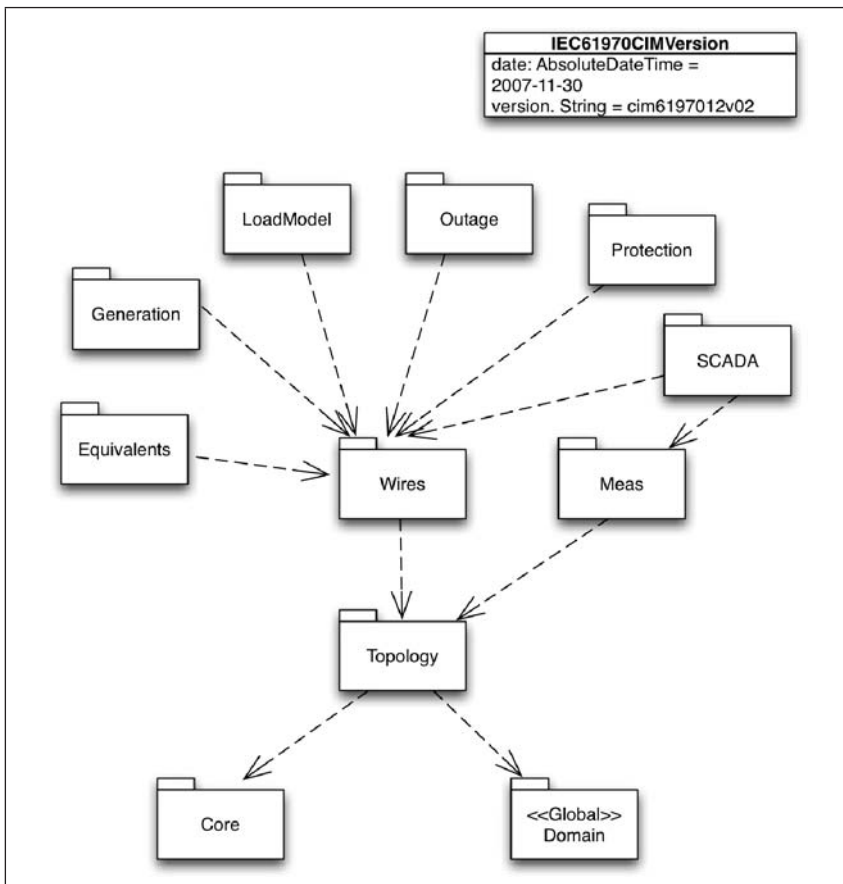


Abb. 3.2: Top-Level UML-Sicht auf das CIM

### 3.3.2 61970-2 – Glossary

Der zweite Teil der Standardfamilie (deutsch: „Glossar oder Wörterbuch“) [3] beinhaltet eine Begriffssammlung, in dem Begriffe definiert und Abkürzungen erläutert werden. Die dort aufgeführten Begriffe werden innerhalb der Standardfamilie verwendet. Hierbei wird der Standard IEC 60050 referenziert, der das internationale elektrotechnische Vokabular umfasst, welches auch als Electropedia bezeichnet wird und mehr als 20.000 Begriffe umfasst.

22

### 3.3.3 61970-301 – Common Information Model (CIM) Base

Der Standardteil IEC 61970-301 (deutsch: „Allgemeines Informationsmodell (CIM), Basismodell“) [4] ist der umfangreichste Teil der Standardfamilie. Den größten Teil des Dokuments bildet die Beschreibung der einzelnen UML (Unified Modeling Language)-Objekte des CIM. Dieses abstrakte UML-Datenmodell beinhaltet zudem Objekte, die in dem Standard IEC 61968-11 beschrieben werden.

23

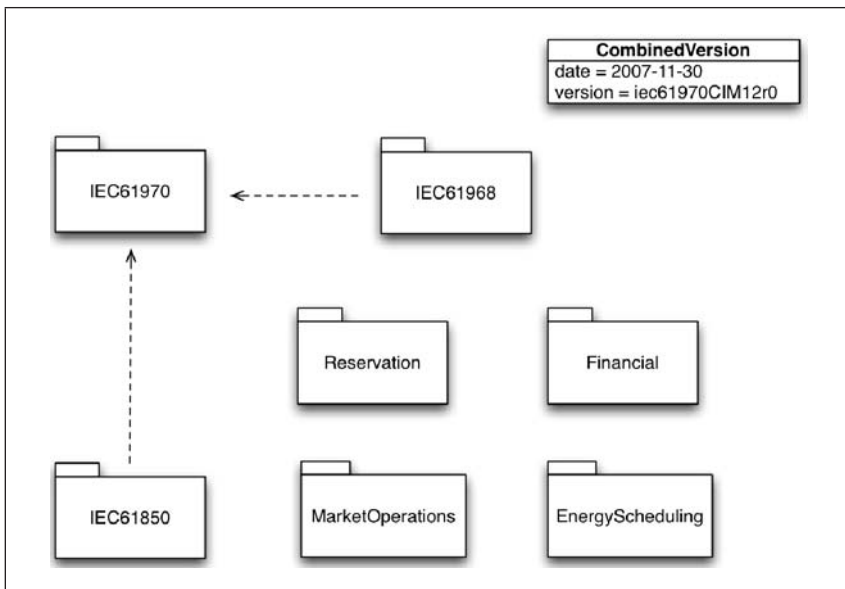


Abb. 3.3: Integriertes UML-Modell für das CIM

- 24 Abbildung 3.3 zeigt eine Sicht auf das integrierte Modell der TC 57-Modelle in elektronischer Form, während Abbildung 3.1 das UML Package Diagramm der IEC 61970-301 visualisiert. Die UML Top-Level Paketstruktur des CIM der IEC-301-Familie (Abbildung 3.1) stellt die größte Kategorisierung des CIM nach Funktionalitäten und Konzepten vor, Abbildung 3.3 zeigt eine integrierte UML-Sicht mit der IEC 61850 und der IEC 61968-Familie. Das Objektmodell, das in diesem Standard definiert wird, bietet eine logische Sicht auf die physischen Aspekte eines Energiemanagementsystems, inklusive SCADA. Das CIM beinhaltet verschiedene Klassen, in denen Attribute enthalten sind. Diese Klassen sind zum einen zu logischen Paketen zusammengefasst und zum anderen durch Assoziationen miteinander verbunden. Verstanden werden soll dieser Standard als ein Instrument, das die Integration in jeder Domäne, in der ein gemeinsames Modell in Bezug auf Elektrizität benötigt wird, ermöglicht. In diesen Domänen soll das Modell verwendet werden, um die Interoperabilität zu erleichtern und die Kompatibilität zwischen Anwendungen und Systemen, unabhängig von deren Implementierung, zu ermöglichen.

### 3.3.4 61970-302 – Common information model (CIM) Financial, Energy Scheduling and Reservations

- 25 Bei dem Teil 302 (deutsch: „Allgemeines Informationsmodell (CIM) für Finanzielles, Energieplanung und Reserve“) der Standardfamilie IEC 61970 handelt es sich um eine Erweiterung des CIM. Dem Datenmodell werden drei weitere UML-Oberpakete hinzugefügt. Konkret handelt es sich um die Pakete Financials, Energy Scheduling und Reservation.
- 26 Das Financial-Paket ermöglicht die Modellierung von Zahlungen und Abrechnungen. Durch das Paket Energy Scheduling wird die Möglichkeit gegeben, Transaktionen für den Austausch elektrischer Energie zwischen Unternehmen zu planen und abzurechnen. Durch das dritte Paket der Erweiterung, dem Reservation-Paket, können Informationen bezüglich Transaktionsplanung für Energie, Erzeugungskapazität, Übertragung und Netzdienstleistungen modelliert werden.

### 3.3.5 61970-401 – Component interface specification (CIS) Framework

Im Teil 401 der Standardfamilie (deutsch: „Rahmenspezifikation für Betriebsmittel-Schnittstellen (CIS)“) [5] wird der Rahmen bezüglich des CIS für die EMS-API spezifiziert. Dabei spezifiziert ein CIS (Component Interface Specification) eine Schnittstelle, die von Komponenten oder Anwendungen implementiert werden sollte, sofern diese auf einem standardisierten Weg mit anderen Komponenten bzw. Anwendungen einen Datenaustausch vollziehen oder Zugang zu öffentlich verfügbaren Daten haben möchten. Im ersten Teil der Standardfamilie wurde ein Referenzmodell beschrieben, welches als Grundlage für diesen Teil dient. Weiterhin wird eine Aufteilung der Spezifikationen auf die folgenden Standardteile vorgenommen. Hierbei sollen in den Teilen -402 bis -449 generische Dienste für den Datenaustausch spezifiziert und in den Teilen -451 bis -499 Informationsinhalte definiert werden, ferner werden folgende Standards beschrieben:

27

- OPC DA (OLE for Process Control Data Access),
- OPC AE (OLE for Process Control Alarms and Events),
- OPC HDA (OLE for Process Control Historical Data Access),
- OMG UMS DAF (Object Management Group Utility Management System Data Access Facility),
- OMG DAIS (Object Management Group Data Acquisition from Industrial Systems) und
- OMG HDAIS (Object Management Group Historical Data Access from Industrial Systems).

### 3.3.6 61970-402 – Component Interface Specification (CIS) – Common Services

Die Norm IEC 61970-402 [6] (deutsch: „Rahmenspezifikation für Betriebsmittelschnittstellen (CIS) – Allgemeine Dienste“) definiert die sogenannten Common Services, die als Basis für das GID dienen. Die in der Norm enthaltenen API-Dienste werden für die weiteren Normen der Reihe als Basisdienste vorausgesetzt. Daraus folgt, dass sämtliche Dienste aus der Norm IEC 61970-402 implementiert werden müssen, wenn die Schnittstellen

28

- Generic Data Access (GDA),
- High-Speed Data Access (HSDA),
- Generic Eventing and Subscription (GES) und
- Time Series Data Access (TSDA)

implementiert werden sollen. Die in den Schnittstellen genutzte Semantik entspricht dabei der des CIM aus dem Teil -301 beziehungsweise dem Teil -11 der IEC 61968.

- 29 Die allgemeinen Dienste lassen sich dabei in drei Kategorien unterteilen:
- Ressourcenidentifikatoren: generische Dienste, um Klassen, Klassenattribute und Objektinstanzen in Systemen zu identifizieren,
  - Ressourcenbeschreibungen: generische Dienste, um mit Klassen, Klassenattributen sowie Objektinstanzen assoziierte Werte zu enkodieren,
  - Sichten: Dienste um Klassen, Klassenattribute und Objektinstanzen mittels Hierarchien und Bäumen in Systemen darzustellen.
- 30 Obwohl die Normenreihe einen starken Fokus auf Leitsysteme und Kontrollzentren hat, können die hier spezifizierten Dienste in einer Reihe von Systemen wie etwa Verteilnetzmanagementsystemen (DMS), Asset Management Systems, Geographischen Informationssystemen (GIS) oder auch Outage Management Systems (OMS) genutzt und implementiert werden. Die Dienste werden zur Kopplung der Systeme über CIM-konforme Schnittstellen verwendet.

### 3.3.7 61970-403 – Component Interface Specification (CIS) – Generic data access

- 31 Die Norm IEC 61970-403 [7] (deutsch: „Rahmenspezifikation für Betriebsmittelschnittstellen (CIS) – Allgemeiner Datenzugriff“) basiert auf den allgemeinen Diensten der Norm IEC 61970-402. Das GDA definiert Dienste, die dazu genutzt werden, um auf Entitäten, die gemäß dem CIM definiert sind, zuzugreifen. Das GDA erlaubt dabei einem Client, Daten einer anderen Komponente (beispielsweise einer Datenbank oder eines anderen Systems) zu nutzen, ohne dabei Wissen über das interne logische Schema zur Speicherung der Daten zu haben. Die Dienste sind dabei für eine synchrone, nicht realzeitfä-

hige Kommunikation der komplexen Datenstrukturen zwischen den Komponenten ausgelegt. Ein klassischer Anwendungsfall für das GDA-Interface wäre beispielsweise der Massendatenaustausch zwischen einer Datenbank und einer Netzzustandsidentifikation, die auf Basis der aktuellen Daten eine Identifikation durchführt und das Resultat wieder an die Datenbank zurückgibt und eine Benachrichtigung an das den Prozess anstoßende System übermittelt.

Es wurde versucht, die Dienste so generisch wie möglich zu definieren, um die Komplexität zu senken und datenbankunabhängige Technologien zu nutzen. Die Dienste beschränken sich daher auf Lesen, Aktualisieren und Benachrichtigungen über Veränderungen auf einem Objekt. Durch diese Dienste kann das GDA auch als Enterprise Information Integration Adapter genutzt werden. 32

### 3.3.8 61970-404 – Component Interface Specification (CIS) High Speed Data Access

Der Standardteil IEC 61970-404 [8] (deutsch: „Hochgeschwindigkeitsdatenzugang (HSDA)“) befasst sich mit einer allgemeinen Schnittstelle für einen Hochgeschwindigkeitsdatenzugang. Dabei werden die Latenzzeiten von LANs (Local Area Network) berücksichtigt, sodass auch ein effizienter Datenaustausch über sie stattfinden kann. Die Norm IEC 61970-404 leitet sich von der Spezifikation DAIS DA (Data Acquisition from Industrial Systems Section Data Access) ab, welche wiederum auf der OMG DAF (Data Access Facility) und der OPC DA-Spezifikation beruht. Das DAIS DA ist ein sogenanntes PSM (Platform Specific Model), welches sich auf die Plattform CORBA (Common Object Request Broker Architecture) bezieht. Das OPC DA ist ebenfalls ein PSM, besitzt jedoch das Microsoft COM (Component Object Model) als Plattform. Die Norm -404 hingegen beschreibt ein PIM (Platform Independent Model) als Gegenstück zu einem PSM. Es werden die Funktionalitäten der beiden erwähnten PSM unabhängig beschrieben, woraus folgt, dass auf ihrer Basis weitere PSM entwickelt oder sie zur Einführung in bereits existierende PSM genutzt werden können. 33

Für die genormte HSDA-Schnittstelle ist eine Interoperabilität mit den übrigen Schnittstellen vorgesehen, die in der Standardfamilie IEC 61970 spezifiziert sind. Folglich ist es möglich, über die verschie- 34



denen Schnittstellen dieselben Informationen abzufragen, wie z. B. Objektbezeichner, Attributnamen oder -bezeichner und Klassennamen oder -bezeichner.

- 35 Für die Implementierung bestimmter PSM wird ein anderer Teil der Standardfamilie genutzt. In den Teilen IEC 61970-5XX sind bzw. werden diesbezüglich spezifische Mappings zu finden sein.

### 3.3.9 61970-405 – Component Interface Specification (CIS) Generic Eventing and Subscription

- 36 Im Standard IEC 61970-405 [9] (deutsch: „Übermitteln von Ereignismeldungen (GES)“) wird eine weitere Schnittstelle beschrieben. Diese Schnittstelle berücksichtigt ebenfalls die Latenzzeiten von LANs und ermöglicht einen effizienten Nachrichtenaustausch. Über diese Schnittstelle sollen Ereignismeldungen übertragen werden, zudem soll die API als primäres Werkzeug für das Durchführen der Anwendungsintegration zur Verfügung stehen. Anders als bei anderen APIs, befasst sich diese nicht mit hoher Performanz, Echtzeit-interaktiven Bedürfnissen von Anwendungen in laufenden Systemen oder request/reply-orientierten generischen Datenzugriffen.
- 37 Wie auch im Teil 61970-404 der Standardfamilie wird ein PIM beschrieben, das die Funktionalitäten verschiedener PSM zur Verfügung stellt. In diesem Fall bezieht sich das Modell auf die Spezifikationen DAIS A & E (Data Acquisition from Industrial Systems Section Alarms and Events), DAF (Data Access Facility) der OMG und die OPC A & E. Das PSM DAIS A & E beruht auf der Plattform CORBA, das PSM OPC A & E hingegen auf der Plattform Microsoft COM. Bezüglich der Interoperabilität mit den übrigen in der IEC 61970 definierten Schnittstellen gilt Ähnliches wie für Teil -404.
- 38 Neben dem bereits beschriebenen PIM, das sich auf SCADA A & E bezieht, beinhaltet die Norm einen weiteren Teil. Dieser Teil der Norm ist eine Verallgemeinerung und beschreibt das GES in einem breiteren, SCADA-unabhängigen Sinne.

### **3.3.10 61970-407 – Component Interface Specification (CIS) Time series data access**

Der Unterstandard IEC 61970-407 [10] (deutsch: „Zugriff auf Daten, die auf Zeitfolgen beruhen (TSDA)“) der Standardfamilie IEC 61970 beschreibt eine Schnittstelle für den Zugriff auf Zeitfolgen bezogene Daten. In Bezug auf die Interoperabilität mit den übrigen Schnittstellen, den Verweis auf die Unterstandards 5XX und das Referenzmodell sowie den effizienten Datenaustausch über LANs unterscheidet sich dieser Unterstandard nicht von Unterstandards 61970-404 und -405. Der Unterschied zu ihnen liegt in den PSM, auf deren Funktionalitäten das hier beschriebene PIM beruht. Die Funktionalitäten der PSM HDAIS (Historical Data Access from Industrial Systems), DAF und HDA (Historical Data Access) werden durch die -407 nachgebildet.

39

### **3.3.11 61970-453 – CIM based Graphics Exchange**

Die IEC 61970-453 [12] (deutsch: „Übermittlung von CIM-basierten Daten für die grafische Darstellung“) ist Teil der Gruppe IEC 61970-450 bis -499, die sich auf einer abstrakten Ebene mit dem Austausch von Inhalten und Austauschmechanismen zwischen verschiedenen Leitsystemkomponenten befasst. Diese Norm umfasst allgemeine Anwendungsfälle zum Austausch von schematischen Grafikdarstellungen wie einphasigen Darstellungen (Single-Line Diagramm) in Leitsystemen oder Geoinformationssystemen (GIS). Zusätzlich werden Schemata und Mechanismen definiert, wie sich diese mit CIM-Daten aus den Normen IEC 61970-301 beziehungsweise IEC 61968-11 verbinden lassen. Die generischen Anwendungsfälle umfassen dabei die Kopplungen von Leitsystemen untereinander, mit GIS-Systemen sowie Planungs- und Handelssystemen. Neben dem Metamodell zur Annotierung der Grafikdaten an das CIM-Modell wird zudem die Serialisierung der Modelle mittels XML (als SVG, Scalable Vector Graphic) in der Norm definiert.

40

### **3.3.12 61970-501 – Common Information Model Resource Description Framework (CIM RDF) schema**

Die IEC 61970-501 [11] (deutsch: „Allgemeines Informationsmodell (CIM) Resource Description Framework (CIM RDF)-Schema“) be-

41

schreibt ein spezielles Technologiemarking. Er bildet das konzeptuelle UML-Modell, welches in den Teilen -301 und -302 spezifiziert wurde, und dessen Schema auf eine maschinenlesbare XML-Repräsentation ab. Hierzu wird die RDF-Spezifikation verwendet. Es werden das Format und die Regeln festgelegt, mit denen es möglich ist, die maschinenlesbare Darstellung des CIM zu erzeugen. Dieser Mechanismus soll von herstellerunabhängigen Anwendungen genutzt werden, um Zugriff auf CIM-Metadaten zu erlangen. Dieser Zugriff erfolgt in einem allgemeinen Format und mit standardisierten Diensten des IRM oder CIS. Neben diesem Hauptziel werden zwei weitere Nebenziele verfolgt. Zum einen soll die Fähigkeit zur CIM-Versionierung unterstützt werden und zum anderen soll der Mechanismus leicht zu erweitern sein, um ortsbasierte Dienste (d. h. Dienste, die über die tatsächliche Lage des physischen Objektes verfügen müssen und denen nicht ein abstrahiertes Modell genügt) zu unterstützen. Die dazu angestrebte Lösung besitzt die folgenden vier Eigenschaften:

- Sie ist maschinenlesbar.
- Sie kann von jedem Programm genutzt werden, das die DOM (Document Object Model) API unterstützt.
- Sie ist selbstbeschreibend.
- Sie nutzt die Vorteile der aktuellen Web Standards der W3C.

### **3.4 IEC 61968 – Application Integration at Electric Utilities – System Interfaces for Distribution Management**

- 42 IEC 61968 (deutsch: „Integration von Anwendungen in Anlagen der Elektrizitätsversorgung – Systemschnittstellen für Netzführung“) umfasst das so genannte Interface Reference Model (IRM) für das CIM. Dabei handelt es sich nicht wie bei dem CIS/GID um eine generische Schnittstelle, es werden stattdessen genaue Anwendungsfälle für die Kopplung zwischen zwei Systemen sowie die dazu auszutauschenden XML-Nachrichten definiert. Dabei liegt der Fokus nicht auf den primären Objekten des CIM zum Betrieb des Netzes, sondern um sekundäre Objekte wie etwa Abrechnung oder Netzausbau.

Das Basis-CIM aus IEC 61970-301 wird vielmehr in der in Arbeit befindlichen Norm IEC 61968-11 um weitere Entitäten ergänzt. Die einzelnen Teile der Reihe IEC 61968 umfassen Schnittstellen für Netzbetrieb, Asset Management, Planung und Optimierung des Netzbetriebs, Ausbau und Wartung des Netzes sowie Zählerwesen. Die Normenreihe umfasst mehrere Teile, die in den weiteren Abschnitten beschrieben werden.

43

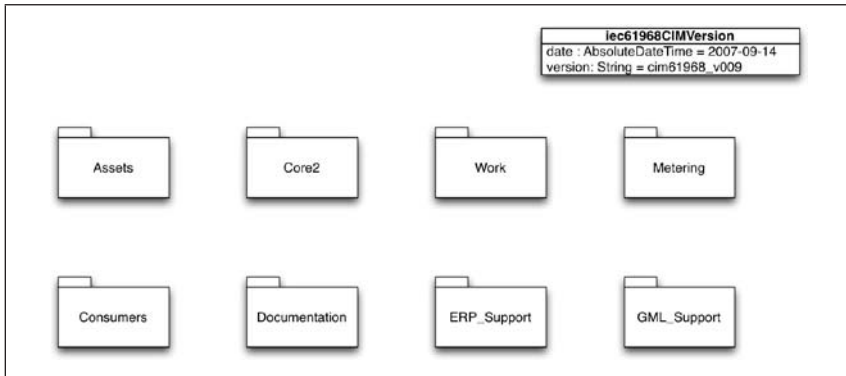


Abb. 3.4: UML Packages-Struktur der IEC 61968

Abbildung 3.4 stellt die UML Package Struktur dar, wie sie im elektronischen Modell in dem IEC 61968-11-Standard festgelegt wird. Dabei handelt es sich um acht Pakete mit Klassen und Attributen, die sich mit sekundären Objekten wie Verbraucher, Dokumentation, Zählerwesen, Arbeitsmanagement, Assetmanagement, ERP-Systemen oder GIS-Systemen befasst.

44

### 3.4.1 61968-1 – Interface Architecture and General Requirements

Im ersten Teil der Standardfamilie IEC 61968-1 [13] (deutsch: „Schnittstellenarchitektur und allgemeine Anforderungen“) werden Anforderungen für Standardschnittstellen ermittelt. Dies geschieht auf Basis eines IRM (Interface Reference Model). Die folgenden Teile dieser Standardfamilie beziehen sich auf die Schnittstellen, die in diesem Referenzmodell enthalten sind. Es ist anzumerken, dass in diesem Standard lediglich generische Schnittstellen definiert werden, was dazu führt, dass die Beschreibungen unabhängig von jeglicher

45

Implementierung sind. Zudem wird so eine Interoperabilität zwischen verschiedenen Systemen, Plattformen und Sprachen geboten. Dieser Teil bietet daher eine eher oberflächliche Einführung in das IRM.

### 3.4.2 61968-2 – Glossary

- 46 Wie bei der Standardfamilie IEC 61970 wird auch bei der Standardfamilie IEC 61968-2: Glossary [14] im zweiten Unterstandard ein Glossar beschrieben. Es werden alle für die Standardfamilie relevanten Begriffe definiert und Abkürzungen erläutert.

### 3.4.3 61968-3 – Interface for Network Operations

- 47 In den Teilen drei bis zehn der Standardfamilie IEC 61968 werden die Schnittstellen spezifiziert, die im Referenzmodell des ersten Teils die wichtigsten Geschäftsprozesse beschreiben. In der Standardreihe besteht ein Verteilnetzmanagementsystem aus vielen verteilten Anwendungskomponenten. Diese Komponenten werden von Energiedienstleistern benötigt, um die elektrischen Verteilnetze zu verwalten. Es werden dabei Nachrichten der folgenden Prozesse standardisiert:
- Überwachung und Kontrolle der Feldebengeräte für die Stromverteilung,
  - Managementprozesse zur Gewährleistung der Systemzuverlässigkeit,
  - Spannungsmanagement,
  - Nachfragesteuerung (Demand Side Management),
  - Ausfallmanagement,
  - Arbeitsmanagement,
  - Automatisiertes Topologie-Mapping und
  - Anlagenmanagement.
- 48 In Teil IEC 61968-3 [15] (deutsch: „Schnittstelle für Netzbetriebsarten“) wird eine Schnittstelle für den Netzbetrieb definiert. Es wird eine Menge von Nachrichtentypen spezifiziert, die dazu dienen, die meisten Geschäftsprozesse für den Netzbetrieb abzudecken. Diese Nachrichtentypen werden typischerweise für folgenden Prozesse benötigt:

- Datenakquise und -anforderung durch externe Systeme,
- Fehlerisolierung,
- Wiederherstellung nach einem Fehlerfall (Brownout),
- Störungsmanagement,
- Wartung von Kraftwerken und
- Inbetriebnahme von Kraftwerken.

#### **3.4.4 61968-4 – Interfaces for Records and Asset Management**

Im Teil IEC 61968-4 [16] (deutsch: „Schnittstellen für Berichtswesen und Asset Management“) werden Schnittstellen für das Berichtswesen und Anlagenmanagement beschrieben. Es werden im Standard lediglich, mittels XML-Schemata, Nachrichtentypen bezüglich des Berichtswesens und des Asset Managements abgedeckt werden. Die Nachrichten umfassen dabei die Gebiete Planung von Netzerweiterung und -ausbau, Übertragung von Einspeisungsdaten oder anderen Netzdaten zwischen Systemen, Änderungen von Netzen oder Diagrammen und Wartung von Anlagen. **49**

#### **3.4.5 61968-6 – Interface Standard for Maintenance and Construction**

Wie in den beiden vorherigen Teilen der Standardreihe wird auch in Teil IEC 61968-6 [17] eine Schnittstelle definiert, diese dient der Wartung und Konstruktion. Analog werden Nachrichteninhalte bezüglich der Geschäftsprozesse beschrieben. In diesem Fall dienen die Nachrichten den Gebieten Geplante Wartung, Arbeitsmanagement und Anfragen für neue Dienste. **50**

#### **3.4.6 61968-8 – Interface Standard for Customer Support**

In der Norm IEC 61968-8 [18] wird eine weitere Schnittstelle definiert. Diese bezieht sich auf den Kundensupport. Die Nachrichtentypen werden hauptsächlich für Kundendienste und das Management von Störungsmeldungen benötigt. **51**

### 3.4.7 61968-9 – Interface Standard for Meter Reading and Control

- 52 Eine weitere Schnittstelle wird in Teil IEC 61968-9 [19] (deutsch: „Zählerfernauslesung und -fernsteuerung“) der Standardfamilie beschrieben. Diese wird für die Zählerfernauslesung und -fernsteuerung verwendet. Typische Anwendungsfelder für die definierten Nachrichten sind:
- Zählerfernauslesung
  - Zählerfernsteuerung
  - Zählerereignisse
  - Kundendatensynchronisation
  - Kundenwechselprozesse.
- 53 Die IEC 61968-9 definiert, wie Zählersysteme (Metering Systems, MS) mit anderen Systemen und Geschäftsprozessen, die im Anwendungsbereich der IEC 61968 liegen, zu integrieren sind. Dabei besteht ein Zählersystem aus Automated Meter Reading (AMR)-Systemen und traditionellen manuellen Systemen. Der Standard sollte bei der Integration von Zählersystemen und anderen Systemen innerhalb von Stromversorgungsunternehmen genutzt werden. Es werden jedoch keine Kommunikationsprotokolle betrachtet. Das bringt den Vorteil mit sich, dass dieser Standard in keiner Weise von der Entwicklung einer künftigen Messinfrastruktur beeinflusst wird und in Zukunft obsolet werden könnte.

### 3.4.8 61968-11 – Distribution Information Exchange Model

- 54 In der Norm IEC 61968-11 wird eine Erweiterung des CIM, das in der Norm IEC 61970 definiert wurde, beschrieben. Das UML-Modell wird um sechs UML-Oberpakete erweitert. Diese Oberpakete enthalten teilweise weitere UML-Pakete. Die logische Struktur ist in Abbildung 3.4 dargestellt.
- 55 Das Asset-Paket enthält dabei die Basiseinheiten, mit denen eine physische Infrastruktur definiert wird. Objekte des Consumer-Pakets werden verwendet, um Kunden, Verbrauch und Rechnungslegung zu modellieren und zu verwalten. Durch das Paket Dokumentation ist es

möglich, Geschäftsdokumente zu modellieren. Kernfunktionen, die für das Verteilmanagement benötigt werden, sind im Core2-Paket beschrieben. Das ERP Support-Paket enthält Teile von ERP (Enterprise Resource Planning)-Standards, welche zum Beispiel von der Open Application Group (OAG) eingebracht werden. Durch das Paket soll die Möglichkeit bereitgestellt werden, eine Integration zwischen Anwendungen von Energieerzeugern (CIM) und ERP-Systemen zu ermöglichen. Das Work-Paket enthält eine Menge von Klassen, die es ermöglichen, verschiedene Aspekte bezüglich Workforce Management wie etwa Einsatzplanung von Mitarbeitern, Wochenenddienste, Schichtbetrieb etc. zu beschreiben.

### **3.4.9 61968-12 – Sample Use Cases**

In Teil IEC 61968-12 [20] der Standardreihe werden beispielhafte Anwendungsfälle beschrieben. Es erfolgt eine Darstellung der Rollen und Akteure innerhalb der Anwendungsfälle, dann ggf. Annahmen getroffen, die Vorbedingungen, die Ausnahmen und die Nachbedingungen definieren. Es werden die folgenden acht Anwendungsfälle betrachtet:

56

- Asset Management,
- Request of Materials for Construction,
- Copy Feeder,
- Network Edit GIS-DMS Information Exchange,
- Analogue Change Notification,
- Switching Operation of a Double Busbar Circuit Breaker,
- Asset Life Cycle,
- Fault Isolation, Repair and Restoration of Supply und
- Planned Maintenance of a High-Voltage Plant.

### **3.4.10 61968-13 – CIM RDF Model exchange format for distribution**

Die Norm IEC 61968-13 [21] (deutsch: „RDF-Austauschformat des CIM-Modells für Verteilnetze“) definiert das sogenannte Common Distribution Power System Model (CDPSM). Dabei handelt es sich um ein sogenanntes CIM-Profil. Unter einem CIM-Profil ist eine de-

57



finierte Menge von Klassen mit dazugehörigen Klassenattributen sowie Relationen zwischen den Klassen zu verstehen, die für einen speziellen Anwendungsfall die zu nutzende Untermenge von CIM-Objekten aus dem Gesamtmodell definieren. Dies erleichtert dem Entwickler und Systemhersteller die Definition von Schnittstellen. Durch den eingeschränkten und für die Anwendung angepassten Umfang werden Interoperabilitätsprobleme weniger häufig auftreten, weil die in einem bestimmten Fall zu nutzenden Klassen exakt definiert worden sind und damit weniger bis keine optionalen Definitionen übrig bleiben. Der Standard IEC 61968-13 definiert die Klassen und Relationen, die bei der Serialisierung von Verteilnetzen im europäischen Kontext (UCTE-Netz) genutzt werden sollen. Die Serialisierung der Objekte erfolgt dann mittels XML und RDF. Dies stellt sicher, dass ausgetauschte Topologiedaten zwischen Systemen interoperabel bleiben. Die Interoperabilität wird in sogenannten CIM-Interoperabilitätstests zwischen Herstellern auch in der Praxis überprüft. Das CDPSM wird dazu als RDF-Schema (technisch ähnlich einem XML-Schema zu Überprüfung von XML-Nachrichten) definiert und erlaubt eine automatische Prüfung, ob die Instanzen der Daten korrekt serialisiert worden sind. Aktuell ist das CDPSM in der Version 2.0 als RDF-Schema in serialisierter Form unter <http://www.cimuser.org> bei der CIMuser Group erhältlich.

### 3.4.11 61968 - 14 - XML Naming and Design Rules

- 58 In dem Standard IEC 61968-14 [22] werden Regeln definiert, die dafür benötigt werden, um ein auf CIM basierendes XML-Schema zu entwickeln. Diese grundlegenden Regeln beziehen sich auf den Entwurf und die Namensgebung. Sie sollen für die Definitionen der Schnittstellen aus den Standards IEC 61968-3 bis IEC 61968-9 eingesetzt werden. Weiterhin ist es möglich, dass die definierten Regeln für weitere Standardgruppen angewendet werden können, um für diese XML-Schema Entwurfsregeln zu entwickeln.

## 4 Literatur

- [1] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION: IEC 62357-TR Ed. 1: Power system control and associated communications – Reference architecture / IEC. 2003. – Standard
- [2] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION: IEC 61970-1 Ed. 1: Energy management system application program interface (EMS-API) – Part 1: Guidelines and general requirements / IEC. 2005. – Standard
- [3] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION: IEC 61970-2 Ed. 1.0: Energy management system application program interface (EMS-API) – Part 2: Glossary / IEC. 2004. – Standard
- [4] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION: IEC 61970-301: Energy management system application program interface (EMS-API) – Part 301: Common information model (CIM) base / IEC. 2007. – Standard
- [5] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION: IEC 61970-401 TS Ed.1: Energy management system application program interface (EMS-API) – Part 401: Component interface specification (CIS) framework / IEC. 2005. – Standard
- [6] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION: IEC 61970-402 Ed. 1.0: Energy management system application program interface (EMS-API) – Part 402: Component interface specification (CIS) – Common services / IEC. 2006. – Standard
- [7] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION: IEC 61970-403 Ed. 1.0: Energy management system application interface (EMS-API) – Part 403: Component Interface Specification (CIS) – Generic Data Access / IEC. 2006. – Standard

- [8] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION: IEC 61970-404 ed. 1: Energy management system application program interface (EMS-API) – Part 404: High Speed Data Access (HSDA) / IEC. 2007. – Standard
- [9] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION: IEC 61970-405 Ed. 1: Energy management system application program interface (EMS-API) – Part 405: Generic eventing and subscription (GES) / IEC. 2007. – Standard
- [10] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION: IEC 61970-407 Ed. 1: Energy management system application program interface (EMS-API) – Part 407: Time series data access (TSDA) / IEC. 2007. – Standard
- [11] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION: IEC 61970-501 Ed. 1: Energy management system application interface (EMS-API) – Part 501: Common information model resource description framework (CIM RDF) Schema / IEC. 2006. – Standard
- [12] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION: IEC 61970-453 Ed. 1.0: Energy management system application interface (EMS-API) – Part 453: CIM based graphics exchange / IEC. 2007. – Standard
- [13] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION: IEC 61968-1: Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 1: Interface architecture and general requirements / IEC. 2007. – Standard
- [14] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION: IEC TS 61968-2: Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 2: Glossary / IEC. 2003. – Standard
- [15] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION: IEC 61968-3 Ed. 1: Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 3: Interface for network operations / IEC. 2004. – Standard

- [16] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION: IEC 61968-4 Ed. 1: Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 4: Interfaces for records and asset management / IEC. 2007. – Standard
- [17] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION: IEC 61968-6: Interface Standard for Maintenance and Construction / IEC. 2008. – Standard
- [18] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION: IEC 61968-8: Interface Standard for Customer Support / IEC. 2008. – Standard
- [19] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION: IEC 61968-9 Ed. 1.0: System Interfaces For Distribution Management – Part 9: Interface Standard for Meter Reading and Control / IEC. 2007. – Standard
- [20] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION: IEC 61968-11 and -12 Advance Copies: System Interfaces for Distribution Management / IEC. 2007. – Standard
- [21] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION: IEC 61968-13 Ed. 1.0: System Interfaces For Distribution Management – CIM RDF Model Exchange Format for Distribution / IEC. 2006. – Standard
- [22] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION: System Interfaces for Distribution Management – XML Naming and Design Rules, IEC 61968-XML NDR 12.09. 2008

# Demand-Side Management und Demand Response

Michael Sonnenschein, Barbara Rapp, Jörg Bremer

*Durch die Zunahme fluktuierender Einspeisung aus regenerativen Quellen ergibt sich ein zunehmender Bedarf an der Bereitstellung von Regelleistung, wobei steuerbare Verbraucher die (Regel-)Aufgaben der nicht mehr in vollem Umfang steuerbaren Erzeuger teilweise übernehmen müssen. Geeignete Maßnahmen eines solchen Demand-Side Managements sind einerseits die direkte Steuerung von Geräten mit Energiespeichern, wie etwa Kühl- und Gefriergeräten. Andererseits können über zeitlich variable Tarife Verbrauchern Anreize zur Lastverlagerung gegeben werden. Darüber hinaus kann die zunehmende dezentrale Einspeisung z. B. temporär zu einer teilweisen Umkehr des Lastflusses führen, wodurch neue Steuerungstechniken zum Lastausgleich auf möglichst lokaler Ebene notwendig werden. Neuere Ansätze gehen daher auch von der Möglichkeit einer dezentralen (Selbst-)Organisationsstruktur aus Erzeugern und Verbrauchern aus, die der dezentralen Erzeugungsstruktur zur Seite gestellt wird.*

## Inhaltsübersicht

	Rn.		Rn.
1	Einleitung	1– 6	
2	Grundlagen	7–16	
3	Anfänge des DSM	17–21	
4	Aktuelle Herausforderungen	22–29	
5	Methoden	30–55	
5.1	Spitzenlastbegrenzung	31–34	
5.2	Lastabwurf	35	
5.3	Nutzung von Verschiebungspotenzial	36	
5.3.1	Direkte Steuerung von Geräten	37–44	
5.3.2	Pooling kleiner Verbraucher	45–49	
5.3.3	Kommunikationsloses Lastmanagement	50	
5.3.4	Indirekte Steuerung der Verbraucher	51–54	
5.4	Feedback-Systeme	55	
6	Aktuelle Einschätzung der Potenziale	22	
6.1	Einsatzbereiche, Voraussetzungen und Hindernisse	57–60	
6.2	Technische und wirtschaftliche Potenziale	61–65	
6.3	Kosten des DSM	66–69	
7	Literatur		

## 1 Einleitung

- 1 Die Liberalisierung der Strommärkte und ein stetig wachsender Anteil an erneuerbaren Energien mit schwankender Stromeinspeisung erfordern erhebliche Anpassungen bei den Energieversorgungsunternehmen (EVU). Zur Reduktion der Spitzenlast und zur Angleichung von Stromeinspeisung und -entnahme sind neue Verfahren und Methoden gefragt.
- 2 Daher sollen hier Wege für die Anpassung des Verbrauchs an Produktionsschwankungen aufgezeigt werden (Demand-Side Management – DSM). Beispielsweise kann dies durch direkte Steuerung der Geräte (siehe Abschnitt 5.3.1) seitens des Energieversorgers geschehen. Für viele Geräte, insbesondere privat genutzte, ist ein solches Vorgehen aber wenig akzeptabel, da es für eine zentrale Steuerung kaum möglich ist, individuelle Bedürfnisse und Anforderungen angemessen zu berücksichtigen.

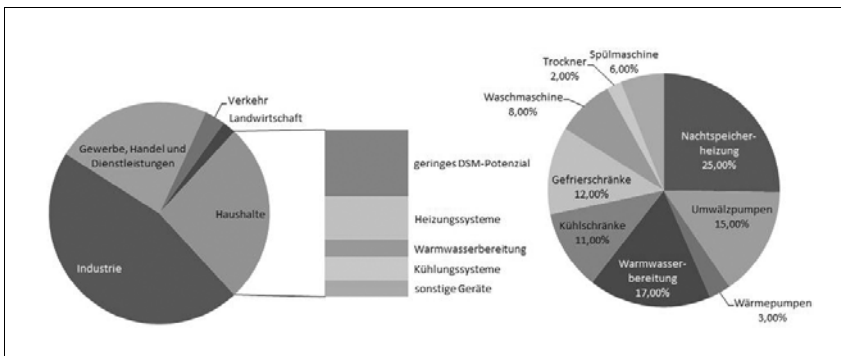


Abb 1.1: Anteile am Nettostromverbrauch (nach [7]) mit Fokus auf die DSM-relevanten Geräte in der Verbrauchergruppe Haushalt (nach [12])

- 3 Betrachtet man den Nettostromverbrauch für die einzelnen Verbrauchergruppen (Abbildung 1.1), so stellen die Industrie (46%), die Haushalte (26%) sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (23%) die Hauptverbrauchergruppen. Die verbleibenden 5% teilen sich Verkehr und Landwirtschaft. Der Verbrauch der Haushalte lässt sich ebenfalls typischen Bereichen zuordnen. Im Kontext des Demand-Side Managements sind hier insbesondere die Bereiche Kühlen und Gefrieren (ca. 14% am gesamten Haushaltsstromverbrauch), Waschen,

Trocknen und Spülen (ca. 10%), Warmwasserbereitung (ca. 10%) sowie Heizungssysteme (26%) interessant. Der verbleibende Bereich ist durch derart individuelle Bedürfnisse und Anforderungen gekennzeichnet, dass ein Lastmanagement auf wenig Akzeptanz treffen wird und somit nicht erfolgversprechend ist.

Viele elektrische Geräte in den Haushalten zeichnen (aufgrund ihrer hohen Anzahl) maßgeblich für den täglichen Verbrauch und für die Lastspitzen mit verantwortlich. Daher muss über Möglichkeiten nachgedacht werden, auch diese Geräte in ein Energiemanagement einzubeziehen, obwohl die Leistung einzelner Geräte kein hinreichendes Potenzial vermuten lässt. Dies kann beispielsweise durch die geschickte Zusammenfassung einer Vielzahl kleiner Geräte zu einer hinreichend großen Gruppe geschehen, welche dann als Ganzes gesteuert wird [25]. Man spricht in diesem Zusammenhang auch vom Pooling von Geräten (siehe Abschnitt 5.3.2). 4

Im Gegensatz zur direkten Steuerung gibt es auch die Möglichkeit, den Verbrauchern selbst die manuelle oder automatisierte Planung ihres Verbrauchs zu überlassen. Damit durch eine solche dezentrale Planung tatsächlich eine Anpassung des Verbrauchs an die Energieproduktion erfolgen kann, müssen den Verbrauchern auch geeignete und verständliche Informationen über die momentane Produktionssituation zur Verfügung gestellt werden. Da die aktuelle Situation von Angebot und Nachfrage über den Preis reflektiert werden kann, besteht eine Idee darin, statt fixer Tarife zeitlich variable Preise (siehe Abschnitt 5.3.4) zu verwenden. Solche Preise geben den Verbrauchern einen Anreiz, ihren Konsum zeitlich an die Produktion anzupassen. 5

Dieser Beitrag gibt einen Überblick über aktuell diskutierte Ansätze zum DSM sowie deren Ursprünge. Zunächst werden die wichtigsten Begrifflichkeiten eingeführt und aufbauend auf den Anfängen des Demand-Side Managements die aktuellen Herausforderungen aufgezeigt. Den Schwerpunkt bilden die Methoden zur Umsetzung sowie deren technische Voraussetzungen. Eine Einschätzung der Potenziale schließt diesen Beitrag ab. 6

## 2 Grundlagen

- 7 Eines der wesentlichen Prinzipien für den bisherigen, herkömmlichen Betrieb konventioneller Stromversorgungssysteme ist die Lastorientierung. Bei dieser Steuerungsart wird die aktuell eingespeiste Leistung immer der momentan benötigten Leistung angepasst. Nach diesem Betriebsprinzip obliegt es ausschließlich der Seite der Erzeuger, die auftretende Last zu jedem Zeitpunkt genau zu decken. Hierfür ist eine (zumindest abgeschätzte) Kenntnis über das Verhalten aller Lasten bzw. von Gruppen von Lasten unerlässlich. Dazu werden Prognosen aus einer statistischen Analyse zurückliegenden Verhaltens gewonnen. Im Rahmen traditioneller Kraftwerkseinsatzplanung planen Näherungsverfahren daraus den Einsatz der verschiedenen Erzeugerblöcke zur Deckung der prognostizierten Last [38]. Abweichungen sowohl auf Erzeuger- als auch auf Verbraucherseite müssen durch geeignete Regelmechanismen derzeit noch durch Anpassung der Erzeugung ausgeglichen werden. Ein immer größerer Prozentsatz der Erzeuger ist allerdings nicht geeignet steuerbar.
- 8 Dem soeben beschriebenen Betriebsprinzip „Erzeugung folgt Last“ wird daher in künftigen Stromversorgungssystemen das Prinzip der Lastanpassung und des Lastmanagements („Last folgt Erzeugung“) zur Seite gestellt werden müssen, um neue Potenziale für Planung und Regelung zu erschließen. Zahlreiche Untersuchungen zeigen bereits die Möglichkeit von Verbrauchern, ihre Last der zu erwartenden Einspeisung aus regenerativen Quellen anzupassen [34].
- 9 Erfolgt die Darstellung der Leistungsaufnahme eines Verbrauchers mit einem zeitlichen Bezug, so spricht man von einer Lastkurve bzw. einem Lastgang. Langfristig folgt die Nachfrage festen Mustern. Punktuell wird sie jedoch von externen Faktoren beeinflusst. Im Einzelnen sind dies die Tageszeit sowie meteorologische, saisonale und singuläre Faktoren (siehe auch [5]).
  - Tageszeitbedingte Faktoren: Durch unterschiedlich geplante Handlungsabläufe und den daraus resultierenden Gerätenutzungen erfolgt eine tageszeitliche Schwankung des Verbrauchs.
  - Meteorologische Faktoren: Hier sind insbesondere die Sonneneinstrahlung und die daraus resultierenden Temperatur- und Hellichtigkeits- sowie Wind- und Regenverhältnisse zu erwähnen.



- Saisonale Faktoren: Hierzu zählen u. a. Werk- und Feiertage sowie Ferienzeiten, die sich in den Tagesabläufen stark unterscheiden.
- Singuläre Faktoren: Hier spielen z. B. das Fernsehprogramm oder das Stattfinden bzw. die Übertragung von Sportereignissen eine nicht unerhebliche Rolle.

Maßnahmen, die die Verbraucherseite beeinflussen, um einen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage herzustellen, werden als Lastmanagement oder Demand-Side Management (DSM) bezeichnet. Die Begriffe Lastmanagement und Demand Response (DR) werden häufig synonym verwendet, obwohl DR lediglich die Reaktion der Verbraucher auf Anreizprogramme bezeichnet. 10

Eine Übersicht über die einzelnen Begrifflichkeiten und über ihre Beziehung(en) zueinander ist in Abbildung 2.1 dargestellt. 11

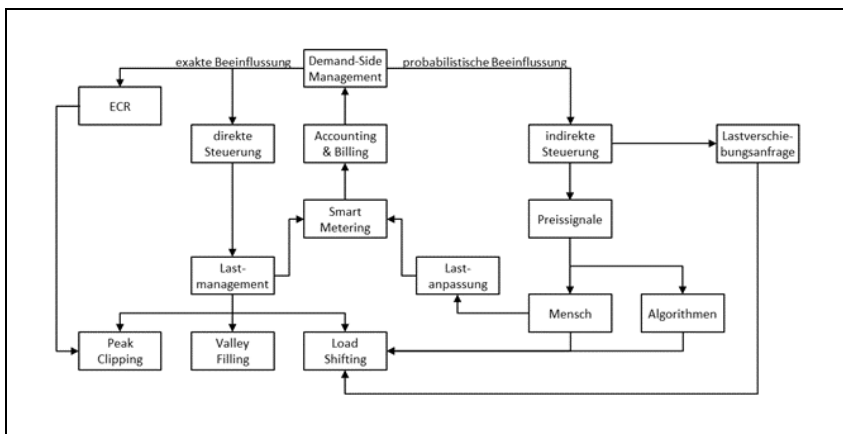


Abb 2.1: Beziehungen zwischen den einzelnen DSM-Bausteinen

Das DSM umfasst Maßnahmen der exakten und probabilistischen Beeinflussung der Last. Ziel einer direkten Steuerung der Last, beispielsweise durch ein EVU, ist die sofortige Änderung des Verbrauchs. Durch das Senden eines emergency curtailment requests soll die Leistungsaufnahme der adressierten Verbraucher ebenfalls direkt beeinflusst werden. 12

Für die direkte Beeinflussung der Geräte können verschiedene Lastmanagementstrategien (Abbildung 2.2), wie z. B. Peak Clipping, Valley Filling und Load Shifting, zum Einsatz kommen (vgl. z. B. [9]) 13

bzw. [15]). Beim Peak Clipping werden die Lastspitzen seitens des EVUs gekappt. Realisiert werden kann diese Form des Lastmanagements durch das gezielte Abschalten nicht zwingend benötigter Verbraucher (siehe auch Abschnitt 5.2). Eine weitere klassische Maßnahme ist das Auffüllen von Lasttälern (Valley Filling) durch die Schaffung von zusätzlichen off-peak-Lasten. Es bietet sich beispielsweise an, vorhandene thermische Speicher (wie Nachtspeicherheizungen) zu Schwachlastzeiten aufzuladen. Die Verschiebung von Lasten (Load Shifting) bildet die letzte klassische Form des Lastmanagements. Diese Form basiert auf der Verschiebung von Lasten von Spitzenlast- zu Schwachlastzeiten (on-peak zu off-peak). Bei dieser Strategie wird lediglich der Zeitpunkt der Leistungsaufnahme verschoben, ohne hierbei die Menge des gesamten Energiebedarfs zu verändern. Erreicht werden kann dies beispielsweise durch Starten von Wärmepumpen zu Schwachlastzeiten (Morgen- bzw. Nachtstunden) und nicht zur Spitzenlastzeit (Mittagszeit).

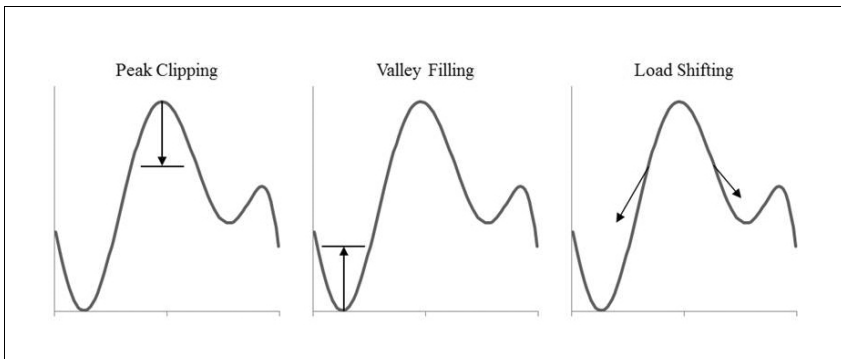


Abb. 2.2: Strategien des Lastmanagements

- 14 Weitere Möglichkeiten zur Änderung der Nachfrage bestehen in der Erhöhung der Energieeffizienz sowie durch das Einsparen von Energie. Häufig werden diese Begriffe synonym verwendet, da sie jeweils in einer Reduktion des Gesamtenergieverbrauchs resultieren. Der Unterschied besteht jedoch darin, dass die Qualität der Energiedienstleistung im Falle der Energieeffizienz erhalten und im Falle von Energieeinsparungen nicht erhalten bleibt. Als Beispiel sei hier die Beleuchtung eines Raumes angeführt: Bei effizienteren Leuchtmitteln bleibt die Beleuchtungsintensität gleich, wohingegen sie bei Energieeinsparung (Leuchtmittel nicht oder nur teilweise in Betrieb)

stark abnimmt. Der Vollständigkeit halber sei hier auch die Elektrifizierung als Maßnahme zum DSM erwähnt. Diese Form, die häufig mit der Erschließung neuer Märkte und/oder Kunden verbunden wird, ist durch eine Zunahme des Energieverbrauchs über alle Stunden gekennzeichnet. Die drei genannten Möglichkeiten Energieeffizienz und -einsparung sowie Elektrifizierung werden unter dem Begriff Lastanpassung zusammengefasst. Die Lastanpassung steht dem Lastmanagement gegenüber. Beide besitzen einen direkten Einfluss auf den Verbrauch. Das Lastmanagement wirkt ad hoc, die Lastanpassung langfristig.

Auf der rechten Seite von Abbildung 2.1 liegt der Fokus auf der probabilistischen Beeinflussung des Verbrauchers. Eine indirekte Steuerung der Verbraucher wird häufig über das Senden von Preissignalen (Abschnitt 5.3.4) versucht. Als Empfänger wird in erster Linie der Mensch angesprochen, der dann im Nachgang (möglicherweise) die beabsichtigte Handlung einleitet. Ebenfalls könnten Preissignale aber auch als Input für spezialisierte Energiemanagement-Systeme [3] dienen, die anschließend unter Berücksichtigung von Kundenvorgaben das Lastmanagement beim Verbraucher vornehmen. Eine weitere Möglichkeit der probabilistischen Beeinflussung besteht darin, Lastverschiebungsanfragen an die (elektrischen) Verbraucher zu schicken und diese selbst entscheiden zu lassen, ob und wie sie darauf reagieren können. Dezentrale Verfahren gliedern sich prinzipiell ebenfalls in dieses Schema ein, da sie im Wesentlichen spezielle Berechnungsmöglichkeiten darstellen.

15

Um die Auswirkungen von DSM-Maßnahmen zurückzukoppeln, können Technologien des Smart Metering eingesetzt werden. Die feingranular gemessenen Verbrauchsdaten werden u. a. benötigt, um dynamische Preise abrechnen zu können. Der Begriff des Smart Meters oder Intelligenen Zählers wird derzeit nicht einheitlich verwendet. Smart Metering bezeichne hier eine Messinfrastruktur, die es gestattet, Energieverbrauchsdaten (hier zunächst für Strom, aber auch für Gas, Wärme und ggf. Wasser) automatisch zu erfassen, weiter zu verarbeiten und zu übertragen. Dabei ist in der Regel eine bidirektionale Datenübertragung zwischen Messstelle und Verbrauchserfassung beim EVU vorgesehen, die es auch erlaubt, Informationen etwa zur lokalen Gerätesteuerung, zu zeitvariablen Tarifen oder zu Lastbegrenzungen zu übertragen. Die zeitliche Auflösung der Messdaten beträgt

16

derzeit häufig 1 bis 15 Minuten, seltener kürzere Intervalle. In den letzten Jahren wurden solche Geräte überwiegend bei Großverbrauchern eingesetzt – eine Verwendung bei kleinen Verbrauchern wie privaten Haushalten wird in der EU (ITRE/6/53775) zumindest für Strom angestrebt (siehe auch [21]).

### 3 Anfänge des DSM

- 17 Vereinfacht betrachtet bestand das Energiemanagement beim Versorger bisher in der Erstellung eines optimalen Fahrplans für den Kraftwerkseinsatz beruhend auf Vorhersagen des zu erwartenden Verbrauchs in der näheren Zukunft. Voraussetzung für ein solches Vorgehen zum Energiemanagement sind flexible Optionen für eine günstige Bereitstellung, um die Nachfrage jederzeit zu einem fixen Preis decken zu können. Auf dieser Grundlage sind starre Tarife beim Verbraucher möglich. Anpassungen der Verkaufspreise waren bisher überwiegend lediglich über längerfristige Planungszeiträume erforderlich.
- 18 Bereits während der Energiekrise Mitte der 70er Jahre wurde aber klar, dass ein solches Ziel aufgrund der schneller schwankenden und weniger vorhersehbaren Produktionskosten immer schwieriger zu erreichen sein wird. Als Idee begann sich abzuzeichnen [15], die Nachfrage nicht als fix zu behandeln, sondern sie im Sinne der EVU zu beeinflussen. Ziel war hier der Ausgleich von Schwankungen in der Nachfrage durch gezielte Beeinflussung des Stromverbrauchsverhaltens auf der Seite der Kunden, dem DSM.
- 19 Üblicherweise wird der Stromverbrauch der einzelnen, speziell der privaten, Stromkunden in Deutschland jährlich erfasst und abgerechnet und die Kunden zahlen für ihren Gesamtverbrauch entsprechend einem Durchschnittstarif. Bedingt durch einen Umbruch in den Stromhandelsstrukturen hin zum Börsenhandel begannen die Kosten jedoch immer stärker und schneller zu fluktuieren. Diese Schwankungen im Preis werden derzeit noch über den Abrechnungszeitraum gemittelt, sodass die von den Kunden zu zahlende Rechnung nicht den tatsächlichen Gestehungspreis zum Zeitpunkt der Nutzung reflektiert. Durch das Fehlen solcher direkten Preissignale haben Kunden keinen Anreiz, ihr Verbrauchsverhalten an (vorübergehend) beson-

ders hohe oder niedrige Einkaufspreise anzupassen, bei Versorgungsengpässen abzuhelpfen oder in Notfällen (bei Ausfall eines Kraftwerks, Flaute in Windparks o. Ä.) zu reagieren [11].

Die ursprüngliche Absicht des DSM war eine Einebnung der Lastkurve, wodurch teure Verbrauchsspitzen vermieden und eine bessere Preisplanung für das EVU über eine somit verbesserte Vorhersagbarkeit der Last ermöglicht werden sollte. Das Verhältnis der durchschnittlichen Stromnachfrage zur Nachfrage in Spitzenlastzeiten wird durch den Lastfaktor angegeben. Er reflektiert somit das Verhältnis der tatsächlichen Ausnutzung eines Kraftwerks zur maximal möglichen Ausnutzung. Je höher der Lastfaktor und damit die Ausnutzung, desto geringer sind die Produktionskosten. Ziel von DSM-Programmen war ursprünglich die Erhöhung des Lastfaktors und somit eine Glättung der Last. Durch eine Verlagerung von Lasten aus Spitzen- in Schwachlastzeiten werden die verbleibenden Lastspitzen flacher, aber zeitlich breiter. Würde ein Lastfaktor von 100% erreicht, so wäre der Verbrauch konstant und der gesamte Strom würde während dieser einen Lastspitze produziert. Ein solcher Lastfaktor kann über Anreize (z. B. Preise) allerdings nie erreicht werden, da sich in einem solchen Fall die Preisunterschiede aufheben und damit die Motivation für eine Verlagerung wegfallen würde, wodurch der Angleichungsprozess verlangsamt wird. Daher ist Lastverlagerung durch Preisanreize selbstregulierend [18].

Ein Beispiel für frühe Maßnahmen zum DSM sind spezielle Tarife für Nachtspeicherheizungen, welche ursprünglich eingeführt wurden, um die nächtliche Auslastung schlecht regelbarer Kraftwerke zu erhöhen. Heute könnte der Bestand jedoch auch genutzt werden, um mit veränderten Ladestrategien ganztägig Schwankungen im regenerativen Energieangebot auszugleichen [36]. Hierzu wären allerdings neuartige Tarifstrukturen und eine weitere Automatisierung der Aufladung erforderlich.

## 4 Aktuelle Herausforderungen

Bevor auf verschiedene Lösungsansätze eingegangen wird, sollen an dieser Stelle zunächst die aktuellen, wissenschaftlichen und technischen Herausforderungen hervorgehoben werden.

- 23 In einem Szenario mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung kann ein Lastgang mit Verbrauchsspitzen durchaus gewollt sein. Um beispielsweise den Strombedarf überwiegend mit Windkraftwerken decken zu können, muss die installierte Leistung der Windkraftanlagen deutlich größer sein als der Bedarf, da diese Leistung erst bei anlagenabhängigen Mindestwindgeschwindigkeiten erreicht wird. Aufgrund des schwankenden Windangebots stehen im Schnitt nur etwa 5% der installierten Leistung gesichert zur Verfügung [2]. Wird die installierte Leistung erreicht, so steht in der Regel wesentlich mehr Energie zur Verfügung als benötigt wird, so dass einige Anlagen abgeschaltet werden müssten, wenn nicht kurzfristig der Verbrauch angehoben werden kann. Steht viel Energie zur Verfügung, so sollte diese von den Verbrauchern auch vorsorglich genutzt werden, um in Zeiten geringer Verfügbarkeit den Verbrauch entsprechend senken zu können. Gefragt ist heute also nicht primär die Einebnung der Lastkurve zur Kostenoptimierung, sondern ein Ausgleich zwischen Verbrauch und fluktuierender Produktion. Bisher wird dieser Ausgleich zumeist erzeugerseitig durch Bereitstellung von steuerbarer Kraftwerksleistung gelöst.
- 24 Durch die Integration von fluktuierenden Erzeugungsanlagen entsteht jedoch zumindest derzeit und in näherer Zukunft auch ein erhöhter Bedarf an Regel- und Ausgleichsenergie im engeren Sinne. Die DENA-Netzstudie I [11] ging noch davon aus, dass im Mittel 8 bis 9% der installierten Windenergieleistung als positive und negative Minuten- und Stundenreserve vorgehalten werden müssen. Klobasa und Ragwitz [23] beziffern die notwendige Minutenreserve (day-ahead) in Deutschland auf 2,1 bzw. 3,4 GW in den Jahren 2015 und 2020 unter der Voraussetzung des Ausbaus der Windenergieleistung auf 29 bzw. 39 GW. Dieser Wert hängt insbesondere von der Qualität der Windprognosen ab. Eine Abschätzung für die einzelnen Regelzonen aus dem Jahr 2008 kann [10] entnommen werden. Diese Leistung könnte prinzipiell durch Regelung fossiler Kraftwerke zur Verfügung gestellt werden. Gegen diese Maßnahme sprechen aber neben den Kosten die erhöhten CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Effizienzminderungen, die in [23] mit 220.000 bzw. 350.000 tCO<sub>2</sub>/a für 2015 bzw. 2020 beziffert werden. Als Alternative bietet sich hier also eine Regelung der elektrischen Lasten an. Die DENA-Netzstudie II [12] geht unter der Voraussetzung einer deutlich verbesserten Prognosequalität der

Windenergieeinspeisung für 2020 von einem Bedarf von 4,2 GW bzw. 3,3 GW positiver bzw. negativer Sekundär- und Minutenreserve aus. Auf Grund von Modelluntersuchungen kommt die Studie zu dem Ergebnis, dass durch ökonomisch nutzbare Potenziale des DSM die positive Regelleistung (Minutenreserve) in 2020 zu 60% gedeckt werden kann, jedoch nur ein sehr geringer Anteil der negativen Regelleistung.

Verstärkt wird der Bedarf an Regelleistung auch durch den zügigen Ausbau der Photovoltaik in Deutschland. In [24] wird die Stromerzeugung aus Solarenergie bereits auf ca. 18 TWh für das Jahr 2011 geschätzt – im Vergleich zu knapp 50 TWh aus Onshore-Windenergie. Naturgemäß können PV-Anlagen keine Grundlast abdecken – ihr Einspeisungsverlauf folgt allerdings in der Regel dem Lastanstieg um die Mittagszeit und kann daher in der Mittellast eingesetzt werden. Gleichwohl können bereits heute in einzelnen Niederspannungsnetzen Probleme in der Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes durch die Einspeisung von PV-Anlagen beobachtet werden. Dabei kann es auch zu Situationen der Lastumkehr kommen, in denen aus dem Niederspannungsnetz Energie in die höheren Spannungsebenen eingespeist wird. Hier wird ein weiterer Bedarf zur Bereitstellung von Regelungsmöglichkeiten auch durch die Möglichkeit der Laststeuerung deutlich – allerdings muss in diesem Zusammenhang die Regelung natürlich lokal für einen Netzabschnitt bzw. ein Teilnetz erfolgen. Somit wird im zukünftigen Energiemanagement nicht nur die zeitliche, sondern auch die räumliche Dimension der Verbrauchssteuerung eine Rolle spielen.

25

Eine sehr relevante Entwicklung auf der Verbraucherseite stellt die geplante Verlagerung der Mobilität hin zu Elektrofahrzeugen dar. Die Ziele der Bundesregierung sehen bis 2020 einen Bestand von 1 Mio. Elektrofahrzeugen vor – andere Studien erwarten noch deutlich höhere Werte. Geht man einerseits davon aus, dass die Fahrzeuge nicht nur mit einer Anschlussleistung von (im Jahr 2011 typischen) 3,7 kW, sondern auch mit Schnellladesystemen von bis zu 44 kW ausgestattet sind, und berücksichtigt andererseits, dass sich bei ungesteuertem Laden eine verhältnismäßig hohe Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen (etwa am frühen Abend) ergeben wird, dann wird die Notwendigkeit eines Lastmanagements für diesen Bereich unmittelbar klar, alleine schon um negative Auswirkungen auf die Spannungsqualität im Nie-

26

derspannungsnetz zu vermeiden [13] und die Lastgangspreizung zu reduzieren [30]. Im Rahmen eines gesteuerten Ladevorgangs stellt ein Fahrzeugakkumulator jedoch einen Speicher dar, der prinzipiell sowohl positive, als auch negative Regelleistung zur Verfügung stellen kann.

- 27 Durch die aufgeführten Veränderung in der Erzeuger- und Verbraucherstruktur ändern sich auch die methodischen Anforderungen an eine fahrplanbasierte Bereitstellung von Wirkleistung grundlegend:
- Die Planbarkeit der Einspeisung einzelner Anlagen ist nur noch begrenzt oder gar nicht gegeben.
  - Die Anzahl beteiligter Anlagen an der Versorgung wird sehr stark anwachsen und ist insbesondere dynamisch veränderlich.
  - Die Einspeisung erfolgt dezentral und verteilt auch im Nieder- und Mittelspannungsnetz.
  - Verbraucher können und müssen stärker aktiv in die Steuerung einbezogen werden.
  - Der Bedarf an Speicherkapazitäten wächst auf allen Netzebenen.
- 28 Diesen geänderten Anforderungen kann auf Dauer nur durch die Konzeption neuer Planungssysteme der Leistungsbereitstellung begegnet werden, die auf einem Paradigmenwechsel basiert: dem Konzept einer dezentralen Einspeisung sollte auch ein dezentraler Koordinationsansatz zur Seite gestellt sein, der u. a. auch das Potenzial von Verbrauchern zur Lastadaption ausnutzt. Ein solcher Steuerungsansatz erfordert neben einer neuen Kommunikationsinfrastruktur, welche die verschiedenen Netzhierarchien und Topologien in sich widerspiegelt, auch die Entwicklung neuer Organisationsformen bei der Integration einer immensen Zahl kleiner und mittelgroßer Verbraucher.
- 29 Die Konzeption und Erstellung dieses neuen Regelungs- und Steuerungsansatzes, die für eine erfolgreiche Transition des derzeitigen Energieversorgungskonzeptes zu einem Smart Grid unerlässlich sind, stellen eine der zentralen Herausforderungen für die aktuelle Forschung dar.



## 5 Methoden

Für die praktische Umsetzung von DSM existieren verschiedene Ansätze, welche in den folgenden Abschnitten erläutert werden. 30

### 5.1 Spitzenlastbegrenzung

Eine einfache – und auch bereits seit längerem gebräuchliche – Form des Energiemanagements auf der Verbraucherseite stellt das Spitzenlastmanagement dar [16]. Ein Spitzenlastmanagementsystem hat die Aufgabe, mit Hilfe eines so genannten Maximumwächters eine Viertelstunden-Leistungsbegrenzung vorzunehmen, indem gegebenenfalls geeignete Lasten abgeschaltet werden. Die Notwendigkeit eines solchen Managements ergab sich durch die Einführung des Leistungspreises für gewerbliche Kunden. Der Leistungspreis ist ein zusätzlicher, verbrauchsunabhängiger Kostenfaktor zum Arbeitspreis und orientiert sich an der größten Leistungsmenge (und damit der größten Leistungsspitze), die im Laufe eines Abrechnungszeitraumes durch den Kunden in Anspruch genommen wird. Als Basis dient in der Regel die größte auftretende Viertelstunden-Durchschnittsleistung. Auf diese Weise werden die Abnehmer an den Kosten für die Bereitstellung dieser Leistung beteiligt. 31

Für jeden Abnehmer, der nach einem solchen Tarif abgerechnet wird, ist es also erstrebenswert, den Verbrauch möglichst gleichmäßig zu verteilen, ohne Leistungsspitzen zu erzeugen. Dies kann dadurch erreicht werden, dass nicht zu viele Geräte gleichzeitig betrieben werden. Es existieren bereits Systeme, die eine Spitzenlastbegrenzung durch zeitliche Entzerrung des Verbrauchs unterstützen. Ihnen ist im Wesentlichen gemein, dass sie kontinuierlich die Leistungsaufnahme überwachen und gegebenenfalls automatisch eine Leistungsbegrenzung durch (Ab-)Schalten der Geräte vornehmen. 32

In der einfachsten Form werden Verbraucher (je nach Priorität) automatisch vom Netz genommen und bei sinkender Last in umgekehrter Reihenfolge wieder zugeschaltet. In diesem Fall spricht man von einem Maximumwächter. Grundsätzlich ergibt sich die Frage, wie groß die maximal zulässige Durchschnittsleistung und damit die pro Viertelstunde zur Verfügung stehende Energie zu wählen ist. Ein zu hoher Wert führt zu unnötig hohen Leistungspreisen ohne Ausnutzung der 33

bereitgehaltenen Energie. Ein zu niedriger Wert hingegen kann zu Störungen im Betriebsablauf führen, wenn nicht alle Arbeiten ausgeführt werden können. Geeignete Messungen des Leistungsverlaufs sollten zur Klärung im Vorfeld durchgeführt werden.

- 34 Bessere Verfahren berücksichtigen auch die aktuelle Prognose des Leistungsverlaufs und schalten Lasten adaptiv so, dass das Energiekontingent möglichst vollständig ausgenutzt wird.

## 5.2 Lastabwurf

- 35 Abschaltbare Verbraucher werden bereits zur Absicherung des Versorgungssystems bei der Gefahr des Systemzusammenbruchs oder als Ausgleich von lokalen Leistungsdefiziten eingesetzt. Für diese Umsetzung des Lastmanagements hat sich der Begriff unterbrechbare Lasten etabliert. Ein Lastabwurf erfolgt meist in Abhängigkeit von der Systemfrequenz bzw. deren Gradienten beispielsweise nach dem UCTE-Stufenplan. Ziel ist es, die Netzfrequenz ohne Zuschalten von Spitzenlastkraftwerken auf einem zulässigen Niveau zu stabilisieren [5]. Um mittels Lastabwurf einen Ausgleich von lokalen Leistungsdefiziten herstellen zu dürfen, werden zwischen dem EVU und dem Abnehmer meist spezielle Stromlieferverträge mit vergünstigten Konditionen geschlossen. Da von dieser Möglichkeit seitens der EVU nur selten Gebrauch gemacht wurde (um Kunden nicht zu verschrecken), wurden in den USA derartige Verträge auch von Abnehmern abgeschlossen, die eigentlich gar nicht über die Möglichkeit zur kurzfristigen Lastverringerung verfügen. Dieser Umstand führte Anfang des Jahrtausends u. a. zu einigen Preisexplosionen in Spitzenlastzeiten, da viele Abnehmer nicht in der Lage waren, kurzfristig ihre Last zu reduzieren [1].

## 5.3 Nutzung von Verschiebungspotenzial

- 36 Für die zeitliche Verschiebung von Lasten in Haushalten und Kleinunternehmen werden seit einiger Zeit mehrere verschiedene Ansätze diskutiert.

### 5.3.1 Direkte Steuerung von Geräten

- 37 Viele elektrische Geräte verrichten ihren Dienst bereits weitgehend automatisiert, also ohne Interaktion mit dem Benutzer. Beispiele hier-

für sind Kühl- und Gefriergeräte, deren Kühlaggregate jeweils aktiviert werden, sobald die Innenraumtemperatur die erlaubte Obergrenze erreicht hat. Zu dieser Geräteklasse gehören in weiterem Sinne auch Warmwasserboiler, Klimaanlage und Wärmepumpen. Hier bietet es sich an, eine automatisierte Verschiebung der Lasten zur Anpassung an das Stromangebot durch einen geeigneten Controller vorzunehmen.

Um das Potenzial zur Lastverschiebung von Geräten nutzen zu können, sind zwei Voraussetzungen essenziell: Das Vorhandensein eines (impliziten) Energiespeichers sowie ggf. eine vorausschauende Planung, um den Speicher vorsorglich füllen bzw. leeren zu können. 38

Im Allgemeinen können verschiedene Arten von Speichern unterschieden werden [29], von denen zwei in diesem Kontext relevant sind: 39

Organisatorische Speicher können im weitesten Sinne als Zwischenablage in einer Prozesskette aufgefasst werden. Dazu zählt beispielsweise in produzierenden Betrieben die Lagerung von Zwischenprodukten zwischen zwei Verarbeitungsschritten. Oft wird diese Art Speicher auch als Energiedienstleistungsspeicher bezeichnet [16], da die Energiedienstleistung der Verarbeitung in Form von physikalisch veränderten (Zwischen-) Produkten gespeichert wird. 40

Virtuelle Speicher sind in einem durch Elektrizität getriebenen Prozess bereits implizit vorhanden. Üblicherweise handelt es sich hierbei um im System gespeicherte Energie. Ein DSM-Prozess reizt dann die Möglichkeiten eines solchen Speichers weiter aus, als dies normalerweise der Fall ist, indem beispielsweise Kühlgut weiter als üblich heruntergekühlt wird. Nach einer solchen Vorleistung kann dann durch Ausnutzung der thermisch gespeicherten Energie eine Zeit lang auf die Zuführung von elektrischer Energie verzichtet werden. Der entscheidende Vorteil liegt hier darin, dass Elektrizität bereits in der gewünschten Zielform gespeichert wird, sodass kaum zusätzliche Umwandlungsverluste entstehen. 41

Durch geeignet gesendete Steuersignale können beispielsweise Kühlhäuser aber auch geeignete Kühl- und Gefriergeräte [35] dazu veranlasst werden, abweichend von der eigenen (Zweipunkt-)Regelung den Betriebszustand zu ändern, sofern der zulässige Temperaturbereich 42

dadurch nicht verletzt wird. Hieraus ergeben sich eine Reihe von teils noch aktuell untersuchten Herausforderungen:

- 43 Zunächst ist ein kurzfristiges Übersteuern des Systems zu dämpfen – etwa durch stochastische Verzögerung der Reaktion einzelner Anlagen. Darüber hinaus sind geeignete Desynchronisationsstrategien zur Vermeidung unerwünschter Nachschwingeffekte erforderlich [17]. Beim Entwurf geeigneter Kontrollstrategien stellen sich u. a. auch Fragen nach der optimalen Vorwarnzeit, Möglichkeiten zur Standardisierung der Kommunikation sowie der Verringerung des Kommunikationsaufwands.
- 44 Eine weitere Geräteklasse, die mit ähnlichen Strategien gesteuert werden kann, besteht in programmgesteuerten Geräten wie Waschmaschinen, Spülmaschinen und Wäschetrocknern, denen vom Nutzer ein Startintervall vorgegeben werden kann, das im Rahmen eines Lastmanagements für einen optimalen Startzeitpunkt genutzt wird. Hier kommen Dienstleistungsspeicher zum Einsatz, wodurch die Nutzung des Geräts zeitlich verschoben werden kann.

### 5.3.2 Pooling kleiner Verbraucher

- 45 Eine hohe Anzahl von Kleinverbrauchern in ein Lastmanagement zu integrieren, kann nicht durch Übertragung der Technik zur Steuerung einiger weniger Großverbraucher erfolgen. Zunächst sind kleinere Einzelgeräte auf Grund der geltenden Kriterien nicht qualifiziert, Regelergieleistungen zu erbringen. Darüber hinaus treten bei der Integration eines Geräts in eine Steuerung Investitions- und Kommunikationskosten auf, die von der verwendeten Technik abhängen. Schließlich skalieren Lastmanagementsysteme mit direkter Steuerung einzelner Geräte nicht bis zu einem Volumen von mehreren Millionen Einzelgeräten. Zur Lösung dieser Probleme werden derzeit verschiedene Ansätze untersucht und vorgeschlagen.
- 46 So kann das System in einer Hierarchie strukturiert werden, in der ein Erzeugungs- und Lastmanagement bottom up/top down erfolgt. Dieser Ansatz wird insbesondere in der PowerMatcher-Architektur [20] des CRISP-Projekts (<http://www.crisp.ecn.nl/>) verfolgt, die einen lokalen Markt realisiert. Angebote und Nachfragen von beteiligten Anlagen werden zunächst in einer Hierarchie von sogenannten Supply-Demand-Matchern aggregiert. An der Spitze der Hierarchie findet

dann eine Preisbildung durch Ermittlung eines Gleichgewichts zwischen den Geboten statt, die an die darunter liegenden Stufen propagiert wird. Die beteiligten Erzeuger und Verbraucher können am festgelegten Preis feststellen, bis zum welchem Grad ihre Gebote erfolgreich waren. Das System wird derzeit in einem Feldtest in den Niederlanden erprobt.

Ein Forschungsansatz, das Konzept selbstorganisierender Systeme [28] zum Supply-Demand-Matching einzusetzen, findet sich in [19]. Hier bilden lokale Erzeuger und Verbraucher „nachbarschaftliche“ Verbände, die zunächst versuchen, einen internen Lastausgleich zu erzielen, darüber hinaus aber auch Regelenenergiepotenzial (Stundenreserve) für den Netzbetreiber zur Verfügung stellen. 47

Eine weitere Möglichkeit zur Integration kleiner Verbraucher in ein Lastmanagement besteht im Zusammenschluss von lastadaptiven Verbrauchern zu Pools, die gemeinsam gesteuert werden können. In [25] und [26] wird ein System vorgeschlagen, in dem sich zunächst Geräte selbstorganisiert zu so genannten virtuellen Geräten zusammenschließen. Zu diesem Zweck ermitteln zunächst die Controller der Geräte den voraussichtlichen Effekt eines Lastverschiebungssignals zu diskreten Zeitpunkten über einen gegebenen Planungshorizont. Die eigentliche Pool-Bildung erfolgt dann in erster Linie auf Grund des Kriteriums der Ähnlichkeit der Verschiebungspotenziale. Virtuelle Geräte können dann beispielsweise in ein zentrales Lastmanagement integriert werden: die darin enthaltenen physikalischen Geräte werden auf diese Weise uniform gesteuert. 48

Die hier genannten Ansätze basieren auf einem agentenbasierten Software-Konzept, in dem Geräte oder Gerätepools durch autonom agierende Software-Komponenten repräsentiert werden. Das Prinzip der Selbstorganisation, das nicht zwingend in einem agentenorientierten Ansatz gegeben ist, hat die Vorteile, dass keine zentrale Steuerung erfolgen muss und so kein „single point-of-failure“ vorliegt, und ferner selbstorganisierende Verfahren adaptiv und selbstheilend ausgelegt werden können. Gleichwohl sind im Zusammenhang mit dem DSM diese Verfahren noch als Forschungsprototypen anzusehen. 49

### 5.3.3 Kommunikationsloses Lastmanagement

- 50 Ein quasi kommunikationsloses Verfahren liegt bei der Dynamic-Demand-Initiative [33] vor. Hier beobachten „smarte“ Geräte eigenständig die Netzfrequenz und reagieren autonom auf signifikante Abweichungen von der Norm. Von den Autoren wird gezeigt, dass hiermit bei genügender Beteiligung von adaptiven Geräten prinzipiell Kraftwerksausfälle oder signifikante Fehler in der Windenergieprognose kurzzeitig überbrückt werden könnten, bis andere Regelungsebenen aktiviert werden können. Es treten auch hier Fragen des Übersteuerns und der Synchronisation des Systems auf, die gelöst werden müssen. Das Verfahren hat aber den erheblichen Vorteil, dass keinerlei externe Steuerung der Geräte erforderlich ist und somit lediglich (relativ geringe) Kosten in modifizierten Gerätecontrollern anfallen. Eine solche Technik erlaubt jedoch andererseits keine Planung der Lastreduktion z. B. im Rahmen eines Fahrplanmanagements und sie kann nicht zu anderen Systemdiensten wie etwa der Spannungsstabilisierung eingesetzt werden.

### 5.3.4 Indirekte Steuerung der Verbraucher

- 51 Eine Beeinflussung des Stromverbrauchs kann neben der direkten Steuerung der Geräte auch indirekt über den menschlichen Konsumenten erfolgen, indem für ihn Anreize geschaffen werden, seinen elektrischen Verbrauch entsprechend anzupassen. Das Konzept der dynamischen Preisbildung vereint niedrige Betriebskosten für das EVU einerseits sowie andererseits niedrigere Gesamtkosten für die Verbraucher, da zwar hohe Kosten für on-peak-, aber wesentlich häufiger niedrige Kosten für off-peak-Zeiten zu zahlen wären. Eine dynamische Preisbildung wird sich in der Regel an den Grenzkosten (Kosten zur Produktion einer zusätzlichen Einheit) orientieren und so die Mehrkosten einer erhöhten Produktion reflektieren. Eine derartige Bepreisung könnte unter der Voraussetzung einer geeigneten Zählerinfrastruktur (für die Abrechnung) auf alle Kundengruppen angewandt werden und eine Lastanpassung durch Verringerung der Spitzenlast und/oder Lastverschiebung von Spitzen- zu Schwachlastzeiten hervorrufen. Zu berücksichtigen ist bei einer dynamischen Preisbildung, dass eine direkte Weitergabe starker Preissignale zu neuen Verbrauchsspitzen oder -senken an den zugehörigen Zeitpunkten führt, falls (zu) viele Verbraucher reagieren.

In Feld- und Pilotprojekten wurde bereits eine ganze Reihe dynamischer Preisbildungsmethoden realisiert, die sich hinsichtlich Vorankündigungszeitraum, Änderungshäufigkeit, Gültigkeitszeitraum und dem Vorhandensein von Tarifstufen bzw. kontinuierlichen Änderungen unterscheiden. Typische Vertreter der dynamischen Preisbildung sind Time-of-Use (TOU), Critical-Peak-Pricing (CPP) sowie Real-Time-Pricing (RTP) (siehe auch [4]). Beim TOU variieren die Preise für fest vorgegebene Zeitabschnitte, wobei der Preis für off-peak niedriger als für on-peak ist. Innerhalb der einzelnen Blöcke ist der Preis konstant. Die einfachste Form des TOU ist eine Unterteilung in Tag- und Nachtarif. Eine Erweiterung des TOU stellt das CPP dar. Es erweitert den TOU um eine Preisstufe für besonders kritische Spitzenlaststunden, wobei die neue Preisstufe kurzfristig (max. 1 Tag vorher) angekündigt werden kann. Die Höhe und die maximale Gültigkeit sind im Vorfeld bekannt. Auslöser für die Preisstufe können beispielsweise extreme Wetterbedingungen oder Kraftwerksausfälle sein. Beim RTP variieren die Preise stündlich oder innerhalb kürzerer Zeitabschnitte über das gesamte Jahr. Mithilfe dieser starken Variation kann die aktuelle Marktsituation abgebildet werden. Die Ankündigung des gültigen Preises kann day-ahead, hour-ahead bzw. wenige Minuten vorher erfolgen. 52

Mit Hilfe der dynamischen Preisbildung werden die Risiken zwischen EVU und Kunde neu verteilt. Bei den momentan eingesetzten flachen (Einheits-)Tarifen ist das Risiko für die Verbraucher sehr gering, da der Preis fest, im Vorfeld bekannt und mit einer langen Gültigkeit versehen ist. Das geringste Risiko für das EVU entsteht beim Einsatz von RTP, da die Kosten direkt an die Kunden weitergereicht werden können. Für die Kunden ist diese Art der Bepreisung demzufolge mit dem meisten Risiko behaftet, da sie keinerlei Planungssicherheit gewährt. 53

Klobasa et al. stellen in [21] die Ergebnisse verschiedener Feldversuche mit dynamischen Preisstrukturen gegenüber. Die Ergebnisse zeigen, dass die erzielte Reduktion der Spitzenlast (4%–51%) neben der Struktur des betrachteten Netzes im Wesentlichen von dem Mix und dem Anteil der einbezogenen Verbraucher und dem Verhältnis aus minimalem und maximalem Preis abhängt. 54

## 5.4 Feedback-Systeme

- 55 Der Effekt auf die Verbrauchsänderungen, den verschiedene Rückkopplungssysteme erzeugen, indem sie dem Verbraucher das eigene Konsumverhalten sowie die jeweilige Netzwirkung vor Augen halten, wurde von [32] untersucht. Die Studie kommt in Szenarien mit Feedback durch Smart Metering auf Energieeinsparungen in Höhe von durchschnittlich 5,4%. Diese Effekte müssen allerdings der Lastanpassung, nicht dem Lastmanagement zugerechnet werden.

## 6 Aktuelle Einschätzung der Potenziale

- 56 Um die zusätzlichen Potenziale für das Supply-Demand-Matching zu erschließen, die sich durch den Einbezug der Nachfrageseite in das Energiemanagement ergeben, sind einige (auch nicht-technische) Voraussetzungen zu schaffen. Diese sollen zum Abschluss in diesem Abschnitt zusammen mit möglichen Hindernissen und Kosten diskutiert werden.

### 6.1 Einsatzbereiche, Voraussetzungen und Hindernisse

- 57 DSM benötigt geeignete Märkte, damit einerseits geeignete Preisanreize geschaffen werden können, andererseits aber auch Vergütungsmöglichkeiten die Bereitschaft zur Teilnahme entlohnen. Anreizbasierte Maßnahmen setzen die Existenz solcher Märkte voraus, um das vorhandene Potenzial tatsächlich zu mobilisieren. Eine Vermarktung von DSM-Potenzialen ist generell sowohl auf dem day-ahead- als auch im intra-day-Handel an der EEX möglich [12].
- 58 Eine Option ist der Handel an Spotmärkten. Hier wird Potenzial mobilisiert, indem die Nachfrageseite flexibel auf Änderungen des Strompreises reagiert und so beispielsweise einen unvorhergesehenen Einbruch der Windenergieproduktion durch verringerten Verbrauch ausgleicht und so den Einsatz teurer Spitzenlast reduziert.
- 59 Auch auf den Reservemärkten können nachfrageseitige Maßnahmen als Regelleistung angeboten werden. Die kurzfristige Verringerung oder Erhöhung des Verbrauchs hat im Prinzip den gleichen Effekt wie der Einsatz von positiver oder negativer Regelleistung, um Diskrepanzen bedingt durch unvorhergesehene Schwankungen auszugleichen.



In diesem Sektor werden industrielle Anbieter als wichtig angesehen [6], jedoch können auch Zusammenschlüsse kleinerer Anbieter (beispielsweise BHKW-Pools) teilnehmen, sofern sie die Hürde der Präqualifikation nehmen, welche vom jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber vorgeschrieben wird. Als Hürde stellen sich hier die großen Mindestangebotsmengen, die geforderte hohe Verfügbarkeit [12] sowie das Vorhandensein einer 24 Stunden erreichbaren, zuverlässigen Leitstelle [14] dar. Industriellen Anbietern von DSM-Produkten macht eher die Forderung nach der 100%-Verfügbarkeit zu schaffen, da angebotene Regelleistung permanent zur Verfügung stehen muss und – zumindest im Primärreservemarkt – nicht auf bestimmte Zeitslots geboten werden kann. Eine Mobilisierung industrieller Potenziale wird hier mittelfristig nicht erwartet [12]. Im Sekundärreservemarkt sind zwar zwei Zeitslots sowie die Bildung von Regelzonen-übergreifenden Pools zur Erlangung der 10 MW Mindestgebotsgröße möglich, jedoch hindert hier die direkte Steuerung durch den Übertragungsnetzbetreiber die Bereitschaft industrieller Teilnehmer.

Eine weitere Möglichkeit zur Ausschöpfung der DSM-Potenziale mit deutlich reduziertem (mess- und kommunikationstechnischem) Aufwand ist lt. [12] durch Nutzung für den internen Bilanzkreisausgleich möglich. Dem stehen aber auch deutlich geringere Einnahmemöglichkeiten für die Bereitsteller des Potenzial gegenüber, da dieses günstiger feilgeboten werden müsste, als die derzeit noch recht günstig produzierte, herkömmliche Ausgleichsenergie. **60**

## 6.2 Technische und wirtschaftliche Potenziale

Nachdem Strategien zur Lastadaption und zum Supply-Demand-Matching sowie geeignete Marktmechanismen vorgestellt wurden, sollen abschließend mögliche Potenziale für deren Umsetzung betrachtet werden. Hierbei sollen die methodisch-technischen Potenziale vorrangig vor den wirtschaftlichen behandelt werden, da Letztere derzeit noch schwerlich abzuschätzen sind. **61**

Die Dena-Netzstudie II [12] kommt für Gesamtdeutschland für den Haushaltssektor auf ein Potenzial von 6,732 GW an positiver Regelleistung und 35,278 GW an negativer Regelleistung, wobei allerdings ca. 60% auf Nachtspeicherheizungen entfallen, sodass außerhalb der Heizperiode nur etwa 16 GW negative Leistung zu erwarten sein **62**

dürften. Abbildung 6.1 zeigt die übrige Aufteilung der Potenziale auf die dort betrachteten Gewerke.

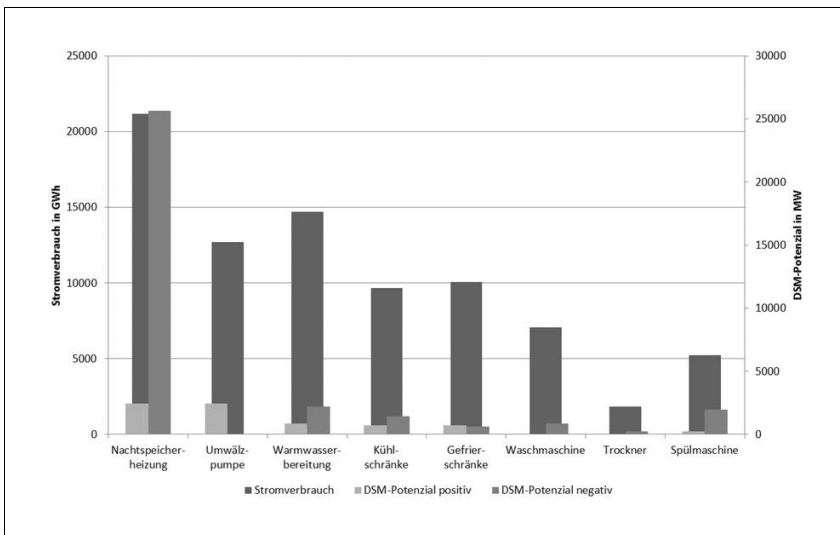


Abb. 6.1: DSM-Potenzial im Haushalt laut [12]

- 63 In der Struktur der für das Lastmanagement relevanten Verbraucher ergeben sich allerdings Veränderungen. Während die Verfügbarkeit von Nachtspeicherheizungen nach § 10a EnEV 2009 schrittweise abnehmen soll, entsteht durch einen verstärkten Einsatz von Wärmepumpen möglicherweise ein neues Potenzial für steuerbare Lasten mit höherer Energieeffizienz. Der Bundesverband Wärmepumpen rechnet bei entsprechenden politischen Rahmenbedingungen bis 2020 mit einer Verdreifachung des gegenwärtigen Bestandes von 350.000 Einheiten [8]. Auch der Bestand an Elektrofahrzeugen ist hier noch nicht berücksichtigt.
- 64 In [22] geben Klobasa und Obersteiner eine Abschätzung des Demand-Response-Potenzials verschiedener Industriezweige; beispielsweise wird der Papier- und Zellstoff-Industrie bzw. der Stahlindustrie jeweils ein Potenzial von ca. 400 MW zugeordnet; ein Wert, der von der zweiten Dena-Netzstudie bereits wieder deutlich nach unten korrigiert wird. Dagegen wurde das Potenzial häuslicher Kühl- und Gefriergeräte in [22] noch mit lediglich 800 MW abgeschätzt; ähnlich steht es um die Kühl- und Gefriergeräte in der Lebensmittelindustrie

und im Lebensmittelhandel. Die Autoren folgern, dass durch Nutzung des Demand-Response-Potenzials im Umfang von 15% der durch Windenergieeinspeisungen erforderlichen Regelleistung diese Regelergiekosten um bis zu 25% reduziert werden können. Zu berücksichtigen bei der Integration von Demand-Response-Maßnahmen ist allerdings die unterschiedliche geräte- und prozessbedingte Dauer, mit der diese Leistung zur Verfügung steht. Hierzu bieten etwa die Untersuchungen von Stadler [36] zwar bereits Anhaltspunkte – eine integrative Betrachtung fehlt jedoch noch.

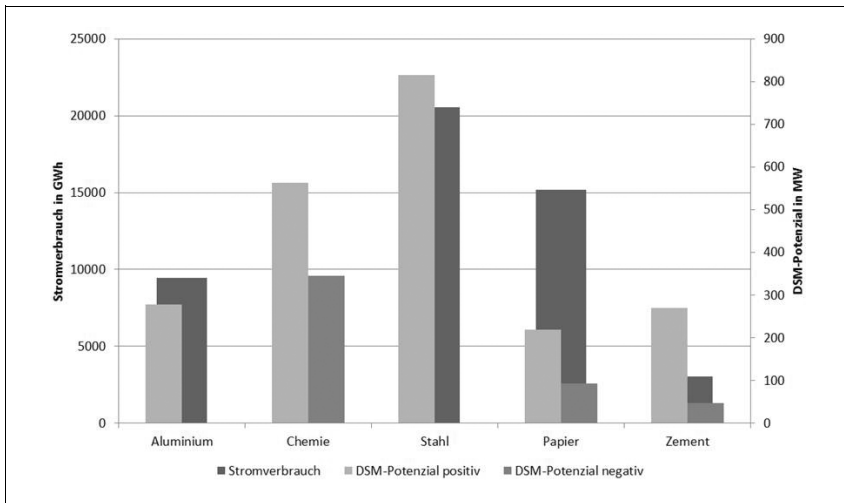


Abb 6.2: DSM-Potenzial in der Industrie laut [12]

Auf nicht-technischer Ebene stellt sich die Frage, ob die Kunden eine Steuerung von Geräten im Rahmen eines Lastmanagement akzeptieren. Hierzu wurde im EU-Projekt Smart-A (<http://www.smart-a.org/>) eine relativ umfangreiche Studie [27] zu Haushaltsgeräten auf der Grundlage von Befragungen angefertigt, die zeigt, dass einerseits die Nutzerakzeptanz für solche „smarten“ Geräte recht hoch ist (zu beachten ist allerdings, dass sich die Befragung auf eine Technik bezog, die den Nutzern noch nicht zur Verfügung steht), andererseits beim Verbraucher aber auch Bedenken in Bezug auf die Sicherheit (etwa in Bezug auf die zuverlässige Kühlung von Lebensmitteln), den Reifegrad einer solchen Technologie und den möglichen Kontrollverlust bestehen. Die Akzeptanz schwankt in Abhängigkeit von der Geräteklasse, wobei nach Ergebnissen der zitierten Studie eine Hauptmoti-

65

vation für den Erwerb solcher „smarten“ Geräte in Kostenersparnissen liegen würde.

### 6.3 Kosten des DSM

- 66 In [12] werden die Kosten des DSM aufgeteilt in Investitionskosten, etwa zum Aufbau von Energiemanagementsystemen in Haushalten, jährliche Fixkosten, etwa zum Unterhalt einer Kommunikationsinfrastruktur oder zur „Entschädigung“ der Gerätenutzer für die Integration ihrer Geräte in ein DSM, sowie variable Kosten, die bei der jeweiligen Inanspruchnahme einer DSM-Leistung anfallen.
- 67 Einige dieser Kostenarten sind für die kommenden Jahre nur schwer zu schätzen – insbesondere, da die Kommunikationsfähigkeit kleiner Verbraucher durch den Trend zum „Internet der Dinge“ stark beeinflusst werden kann. Die Breitbandvernetzung sowie der Aufbau einer Smart-Metering-Infrastruktur sind für ein erweitertes Lastmanagement grundsätzlich sehr hilfreich. Gleichwohl lässt sich festhalten, dass für Kleingeräte in Haushalten derzeit die Investitionskosten stark dominant sind. In ihrer Studie [37] kommen die Autoren zu dem Schluss, dass je nach betrachtetem Gewerk eine Senkung des Arbeitspreises für Haushalte um bis zu 53% (Waschmaschine im Falle automatisierter, externer Gerätekontrolle) notwendig ist, um eine Amortisation der verbraucherseitigen Investitionskosten innerhalb von 5 Jahren zu ermöglichen.
- 68 Dahingegen dominieren bei industriellen DSM-Anwendungen die variablen Kosten. Als Lösung böte sich lt. [31] hier der Einstieg über die Regelmärkte an. Hier wird bereits das reine Vorhalten von Regelleistung vergütet, wobei ein tatsächlicher Abruf nur sehr selten erfolgt, was die Anlagenausnutzung nur unwesentlich beeinflusst. Variable Kosten bleiben so niedrig.
- 69 Nachtspeicherheizungen (und in ihrer Folge auch Wärmepumpen), Klimaanlage sowie – mit einem gewissen Abstand – auch Geräte zur Warmwasserbereitung bieten absehbar eine relativ ausgeglichene Kostenstruktur. Die wirtschaftliche Erschließung der vorhandenen weiteren Potenziale zum DSM bleibt eine Aufgabe für die kommenden Jahre.

## 7 Literatur

- [1] Audin, L.: Demand-Response Programs: Get Paid to Use Less Energy. In: Building Operating Management, 6/2008.
- [2] Auer, H., M. Klobasa, C. Obersteiner, M. Stadler, M. Ragwitz und C. Huber: Modellierung von Kraftwerksbetrieb und Regelenergiebedarf bei verstärkter Einspeisung von Windenergie in verschiedene Energiesysteme unter Berücksichtigung des Lastmanagements. Energiesystem der Zukunft, Projektnummer: 807717. Endbericht, Juli 2005.
- [3] Bendel, Ch., Nestle, D., Ringelstein, J.: BEMI – Energiemanagement-Interface zur dezentralen Stromeinspeisung in Niederspannungsnetze. 3. VWEW-Fachtagung „Photovoltaik und Netzintegration“, 2006.
- [4] Borenstein, S., M. Jaske und A. Rosenfeld: Dynamic Pricing, Advanced Metering and Demand Response in Electricity Markets. CSEM Working Papers, 2002.
- [5] Brinkmann, K.: Einführung in die elektrische Energiewirtschaft: Studienbuch für Elektrotechniker, Maschinenbauer, Verfahrenstechniker, Wirtschaftsingenieure und Betriebswirtschaftler im 2. Studienabschnitt. Vieweg, 2. Auflage, 1980.
- [6] Bundesnetzagentur: Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Primärregelleistung. Beschluss BK6-06-065, Bundesnetzagentur, Bundesrepublik Deutschland. Bonn, 2007.
- [7] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Netto-Stromverbrauch nach Verbrauchergruppen – Vergleich 2000 und 2010. Berlin, 2011.
- [8] Bundesverband Wärmepumpe e.V.: Positionspapier Smart Grid: Der Beitrag der Wärmepumpe zum Lastmanagement in intelligenten Stromnetzen. Berlin, 2010.
- [9] Charles River Associates (Herausgeber): Primer on Demand-Side Management (with an emphasis on price-responsive programs). The World Bank, Washington, DC., Februar 2005.
- [10] Consentec, Haubrich, H.-J.: Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs (im Auftrag der Bundesnetzagentur). Bonn, 2008.

- [11] DENA (Deutsche Energie Agentur): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Berlin, 2005.
- [12] DENA (Deutsche Energie Agentur): Integration Erneuerbarer Energien in die Stromversorgung im Zeitraum 2015 bis 2020 mit Ausblick auf 2025 (dena-Netzstudie II). Berlin, 2010.
- [13] Kahlen, Ch., Krings, H., Wittlinger, P., Schowe-von der Brellie, B., Federlein, St., Matrose, C., Frings, R., Smolka, Th.: Einflüsse und Auswirkungen von Elektromobilität auf das Energieversorgungsnetz sowie Anforderungen und Voraussetzungen für eine interoperable Netzintegration. VDE-Kongress, 2010.
- [14] Kurscheid, E. M.: Randbedingungen für die Lieferung von Regelleistung aus BHKW-Pools, 5. BHKW-Infotage, Goslar, 2009.
- [15] Gellings, C.W. und J.H. Chamberlin: Demand-Side Management: Concepts and Methods. The Fairmont Press, Inc., Lilburn, 1988.
- [16] Gutschi, C. und H. Stigler: Verbraucherseitiges Spitzenlastmanagement zur Optimierung des Gesamtsystems von Erzeugern und Verbrauchern. 9. Symposium Energieinnovation, Technische Universität Graz, 15.–17. Februar 2006.
- [17] Hinrichs, C., U. Vogel und M. Sonnenschein: Modelling and Evaluation of Desynchronization Strategies for Controllable Cooling Devices. In I. Troch, M. Breitenecker, eds.: Proc. Mathmod 2009 – 6th Vienna International Conference on Mathematical Modelling. Argesim Report No. 35, 2009.
- [18] Ilic, M., J.W. Black und J.L. Watz: Potential Benefits of Implementing Load Control. Proceedings of the IEEE PES Winter Power Meeting, New York City, 1:177–182, 2002.
- [19] Kamper, A., Eßer, A.: Strategies for decentralised balancing power. A. Lewis, M. Mostaghim, S. and Randall (Hrsg.), Biologically-inspired Optimisation Methods – Parallel Algorithms, Systems and Applications, Studies in Computational Intelligence, Band 210, 2009.
- [20] Kamphuis, I.G., Kok, J.K., Wamer, C.J., Hommelberg, M.P.F.: Massive coordination of residential embedded electricity gene-

- ration and demand response using the PowerMatcher approach. EEDAL 2006, 2007.
- [21] Klobasa, M., T. Erge, A. Bukvic-Schäfer und M. Hollmann: Demand Side Management in dezentral geführten Verteilnetzen (Erfahrungen und Perspektiven), IKT-Technologien für die Energieversorgung von morgen, ISET, Kassel, 2006.
- [22] Klobasa, M. und C. Obersteiner: Technical Constraints on and Efficient Strategies for the Integration of Wind Energy. In: *Energy & Environment* 17, 6, S. 885–906, 2006.
- [23] Klobasa, M. und M. Ragwitz: Demand Response – A new Option for Wind Integration. Proceedings Wind Energy Conference (EWEC), Athen, 2006.
- [24] Leipziger Institut für Energie GmbH: Jahresprognose 2011 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken. (Studie im Auftrag der Transportnetzbetreiber), 2010.
- [25] Lünsdorf, O., Sonnenschein, M.: A pooling based load shift strategy for household appliances. In: K. Greve, A. B. Cremers (Eds.): *Integration of Environmental Information in Europe – 24th International Conference on Informatics for Environmental Protection*. Shaker Verlag, pp. 734–743, 2010.
- [26] Lünsdorf, O., Sonnenschein, M.: Lastadaption von Haushaltsgeräten durch Verbundsteuerung, In: M. Kurrat (Hrsg.): *Ta-gungsband zum 3. Symposium des FEN*, S. 71–83, 2010.
- [27] Mert, W.: Consumer acceptance of smart appliances. D 5.5 of WP 5 report from Smart-A project. 2008.
- [28] Müller-Schloer, Ch., Schmeck, H., Ungerer, Th.: *Organic Computing – A Paradigm Shift for Complex Systems*. Birkhäuser, Basel, 2011.
- [29] Palensky, P., P. Rössler und D. Dietrich: Heim- und Gebäudeautomatisierung zur Effizienzsteigerung in Gebäuden. *Elektrotechnik und Informationstechnik (e & i)*, 120(4):104–110, 2003.
- [30] Reiner, U., Leibfried, Th., Allerding, F., Schmeck, H.: Potenzial rückspeisefähiger Elektrofahrzeuge und steuerbarer Verbraucher im Verteilnetz unter Verwendung eines dezentralen Energiemanagementsystems. ETG-Kongress, 2009.

- [31] von Roon, S., T. Grobmaier: Demand Response in der Industrie – Status und Potenziale in Deutschland, Projektbericht, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München, 2011.
- [32] Schleich, J., Klobasa, M., Brunner, M., Götz, S., Götz, K., Sunderer, G.: Smart metering in Germany – results of providing feedback information in a field trial. Karlsruhe: Fraunhofer ISI, 17. Working Paper Sustainability and Innovation, S4/2011.
- [33] Short, J.A., Infield, D.G.: Stabilization of Grid Frequency Through Dynamic Demand Control. IEEE Transactions on Power Systems 22, 3 (1284–1293), 2007.
- [34] Stadler, M.: The relevance of demand-side-measures and elastic demand curves to increase market performance in liberalized electricity markets: The case of Austria. Dissertation, TU Wien 2003.
- [35] Stadler, M., Krause, W., Sonnenschein, M., Vogel, U.: Modelling and Evaluation of Control Schemes for Enhancing Load Shift of Electricity Demand for Cooling Devices. Environmental Modelling and Software 24 (285–295), 2009.
- [36] Stadler, I.: Demand Response – Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Habilitationsschrift, Universität Kassel, 2005.
- [37] Stamminger, R.: Synergy Potential of Smart Appliances – A report prepared as part of the EIE project „Smart Domestic Appliances in Sustainable Energy Systems (Smart-A)“, Universität Bonn, 2009.
- [38] Wei Xiong, Mao-Jun Li und Yuan-Lin Cheng: An Improved Particle Swarm Optimization Algorithm for Unit Commitment. In Proceedings of the 2008 International Conference on Intelligent Computation Technology and Automation – Volume 01 (ICICTA '08), IEEE Computer Society, Washington, USA, 2008.



# Smart Grids aus IT-Sicht und ihre Einbettung in nationale und internationale Frameworks

*Christoph Mayer und Sebastian Rohjans*

*Im Energiesektor werden aufgrund zunehmender dezentraler und fluktuierender Einspeisung künftig neue Wege bei der Steuerung des Systems „Stromversorgung“ eingeschlagen werden. Die Lösungsidee ist hierbei das so genannte Smart Grid, welches u. a. das Ziel verfolgt, die Effizienz des Gesamtsystems zu steigern. In diesem Beitrag wird einleitend die grundlegende Vision eines Smart Grid erläutert und speziell die IT<sup>1</sup>-Sicht auf Smart Grids thematisiert. Die besonderen Herausforderungen und Anforderungen an die IT stehen dabei im Fokus der Betrachtung. Es wird neben nationalen ebenso auf internationale Rahmenprogramme und Studien unter Berücksichtigung bestimmter Charakteristika eingegangen.*

## Inhaltsübersicht

	Rn.		Rn.
1	Einleitung	1–3	
2	Herausforderungen an das Stromversorgungssystem	4–6	4.6.1 Steigende Komplexität der Netzbetriebsführung 33
3	Was ist ein „Smart Grid“?	7–14	4.6.2 Verstärktes Bedrohungspotential 34
4	Herausforderungen für die Informationstechnologien	15–36	4.6.3 Zusätzliches Datenaufkommen im Kundenbereich 35
4.1	Interoperabilität	16–17	4.6.4 Standardisierung der Kommunikation 36
4.2	Neue Anwendungen	18–22	5 Internationale Smart Grids-Vorhaben 37–88
4.2.1	Energieeinsatz	19	5.1 Die Projekte des EPRI-Berichts 38–39
4.2.2	Handel und Vertrieb	20	5.1.1 Weitere internationale Smart Grid-Projekte 40
4.2.3	Umwandlung und Transport	21–22	5.2 Studien 41–88
4.3	Architekturen für das Smart Grid	23–25	5.2.1 NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards 43–44
4.4	Intelligentes Datenmanagement für das Smart Grid	26–28	
4.5	Kommunikation	29–30	
4.6	Sicherheit (Security)	31–36	

1 Informationstechnologie

	Rn.		Rn.		
5.2.2	IEC Standardization „Smart Grid“ – Draft	45–49	6.1	Das E-Energy-Programm	90–103
5.2.3	Untersuchung des Normungsumfeldes zum BMWi-Förderschwerpunkt „E-Energy – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“	50–88	6.1.1	Projekt eTelligence	93–94
5.2.3.1	Empfehlungen an die Regionen	53–89	6.1.2	Projekt Modellstadt Mannheim (MoMa)	95–96
6	Nationale Smart Grids Projekte	89–103	6.1.3	Projekt Smart Watts	97
			6.1.4	Projekt RegModHarz	98–99
			6.1.5	Projekt E-DeMa	100–101
			6.1.6	Projekt MeRegio	102–103
			7	Zusammenfassung und Ausblick	104–106
			8	Literatur	

## 1 Einleitung

- 1 Der Wandel im Bereich Energie von einer zentralisierten Struktur hin zu einem dezentralen Netz mit vielen neuen Akteuren birgt eine große Anzahl an Problemen und Herausforderungen für die Übertragungs- und Verteilnetze. Die Struktur dieser Netze wird sich aufgrund der sich ändernden dezentralen Topologie anpassen müssen. Eine mögliche Form, dies zu erreichen, sind die so genannten Smart Grids.
- 2 Dadurch, dass es Kunden ermöglicht wird, aktiv am System teilzunehmen, verschiedene Erzeugungs- und Speicherstrukturen berücksichtigt werden, neue Dienste, Produkte und Märkte erschlossen werden und unverändert eine möglichst preiswerte und sichere Energieversorgung geboten wird, wird eine höhere Effizienz und Zuverlässigkeit des Gesamtsystems angestrebt.
- 3 Der Aspekt der Sicherheit umfasst neben natürlichen Bedrohungen wie Naturkatastrophen sind in der neueren Zeit auch Bedrohungen durch bösartige Angriffe in den Fokus gerückt. Daher sollte das Smart Grid auf Betriebsstörungen vorbereitet sein und diese antizipativ erkennen und möglichst auch vermeiden bzw. beheben können. Weiterhin kann durch zusätzliche selbstheilende Fähigkeiten sichergestellt werden, dass das System widerstandsfähig gegenüber Naturkatastrophen und Angriffen Dritter betrieben werden kann.

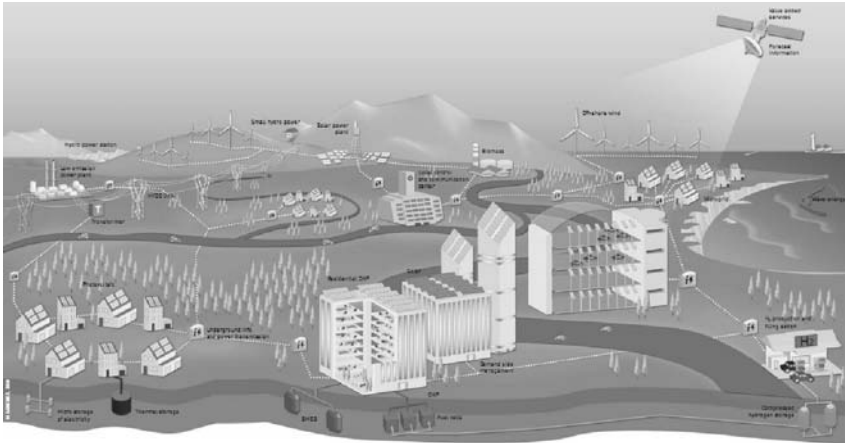


Abb. 1.1: Schematische Darstellung der Vision eines Smart Grids aus [7]

## 2 Herausforderungen an das Stromversorgungssystem

Durch die Änderungen in der Elektrizitätswirtschaft ergeben sich eine Reihe von Herausforderungen entlang der Wertschöpfungskette Erzeugung → Transport → Handel → Einsatz: 4

Ein bedeutender Anteil der Stromerzeugung wird zukünftig durch fluktuierende Einspeisung und dezentrale Einspeisung erfolgen [4]. Neue und steigende Lasten kommen hinzu. Daher wird sich die Art und Höhe der Netzbelastung deutlich verändern. Durch den Ausbau der Offshore-Windkraft und auch durch die Errichtung neuer fossiler Kraftwerke nimmt die Entfernung zwischen Erzeugung und Verbrauch zu [20], während andererseits die Stromerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung und Photovoltaik genau den entgegengesetzten Effekt hat. Überdies stehen in den nächsten Jahren umfangreiche Netzersatzinvestitionen an. 5

Handel und Vertrieb erleben steigenden Kostendruck durch die Forderung nach mehr Wettbewerb unter anderem durch neue Tarifwerke für den Letztverbraucher, wie es z. B. § 40 des EnWG<sup>2</sup> ab Ende 2010 vorschreibt, und das „Legal Unbundling“. 6

<sup>2</sup> In HbE 11311

### 3 Was ist ein „Smart Grid“?

- 7 Als mögliche Lösung dieser Aufgaben wurde die Smart Grid-Vision geboren [7], [19].
- 8 Angelehnt an [7], [19] definiert sich dort ein *Smart Grid* durch „eine Modernisierung des elektrischen Netzes, so dass sich das Netz automatisch überwacht und schützt. Es optimiert intelligent und ökologisch den Betrieb aller beteiligten Komponenten vom zentralen Großkraftwerk bis zum kleinen dezentralen Erzeuger, vom Hochspannungsnetz bis ins Verteilnetz, vom industriellen Großverbraucher bis zum Haushaltskunden mit seinen Anlagen, wie Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Gebäudeautomatisierung“.
- 9 Charakteristisch für ein Smart Grid ist der bidirektionale Informations- und Stromfluss, der durch eine Prozessierung der Information zum Teil auch in Echtzeit jederzeit für einen Ausgleich von Verbrauch, Speicherung und Erzeugung sorgt.
- 10 Da der ökologische Nutzen und die Einbindung des Verbrauchers im Mittelpunkt stehen, dreht es sich bei der Implementierung des Smart Grids nicht nur um technische Projekte. Um ein Smart Grid aufzubauen, müssen vielmehr auch ökologische, ökonomische, regulatorische, gesetzgeberische und gesellschaftliche Fragen gelöst werden, die jedoch in diesem Kapitel nicht beleuchtet werden sollen [8].
- 11 Die Motivation, ein Smart Grid aufzubauen, hängt von den jeweiligen gesellschaftlichen Umständen und Problemen ab. Z. B. kann bei Problemen der Stromlieferung die Grundversorgung durch das kontrollierte Abschalten nicht zwingend benötigter Geräte wie Klimaanlage oder Swimmingpoolbeheizungen (USA) aufrechterhalten werden.
- 12 China treibt seine Smart Grid-Aktivitäten aufgrund des starken Wirtschaftswachstums voran und um Erneuerbare Energien zu integrieren. ENEL in Italien hatte das Bestreben, technische und nicht-technische Verluste (Stromdiebstahl) zu verringern. Dazu sollen Smart Meter und eine verbesserte Netzbetriebsführung beitragen. In Regionen mit hohem Anteil an Freileitungen im Verteilnetz kommt es häufiger zu Stromausfällen. Ein Smart Grid kann sowohl die An-

zahl und Dauer der Ausfälle als auch die nicht zeitgerecht gelieferte Energiemenge verringern.

Die US-Regierung plant, in den nächsten Jahren rund 2,3 Milliarden Euro auszugeben, um das teilweise veraltete Stromnetz des Landes zu modernisieren und es für fluktuierende und dezentrale Einspeisung nutzbar zu machen ([www.ftd.de/politik/international/:investitionsprogramm-obama-motzt-us-stromnetz-auf/50029200.html](http://www.ftd.de/politik/international/:investitionsprogramm-obama-motzt-us-stromnetz-auf/50029200.html)). 13

Die deutschen Smart Grid-Aktivitäten – insbesondere die E-Energy-Aktivitäten ([www.e-energy.de](http://www.e-energy.de)) – werden auch durch Erneuerbare Einspeisung und die kommende Elektromobilität begründet. Bekanntermaßen spielen weder Stromausfälle noch Stromdiebstahl hierzulande eine große Rolle. Die Regierung hat in ihrem Koalitionsvertrag für die 17. Legislaturperiode (2009–2013) die Förderung und den Ausbau der „Intelligenten Netze“ zum Regierungsziel erklärt. ([www.cdu.de/doc/pdfc/091024-koalitionsvertrag-cducsu-fdp.pdf](http://www.cdu.de/doc/pdfc/091024-koalitionsvertrag-cducsu-fdp.pdf)). 14

## 4 Herausforderungen für die Informationstechnologien

Das Smart Grid basiert wesentlich auf IKT<sup>3</sup>-Lösungen. Viele unterschiedliche Akteure agieren miteinander. Die IT muss also Komplexität beherrschen. Herausforderungen ergeben sich u. a. für intelligente Netzkomponenten, Kommunikationssysteme, Datenmanagement, Cyber-Sicherheit, Informations- und Datensicherheit und neuartige Softwareanwendungen. Unternehmen und Dienstleister im Energiesektor müssen sich daher frühzeitig mit diesen Fragestellungen und der Bedeutung für das eigene Geschäft befassen, um die richtigen Weichen für die Zukunft stellen zu können. Im Folgenden werden die einzelnen IKT-Themen kurz beleuchtet. 15

### 4.1 Interoperabilität

Das wichtigste Schlüsselement für den Transitionsprozess von der heutigen Struktur zu einem Smart Grid ist die auf Standards und Normen basierende Interoperabilität auf allen Ebenen. 16

---

3 Informations- und Kommunikationstechnologie



Abb. 4.1: Ebenen der Interoperabilität (modifiziert nach [13])

- 17 Unter Interoperabilität im engeren Sinne versteht man nach Definition die Fähigkeit zweier oder mehrerer Systeme oder Komponenten, Informationen auszutauschen und die ausgetauschten Informationen auch sinnvoll nutzen zu können [17]. Man unterscheidet syntaktische (technische) Interoperabilität als die Fähigkeit zweier oder mehrerer Systeme oder Komponenten, Informationen auszutauschen (z. B. durch XML<sup>4</sup>), und *semantische Interoperabilität* aufbauend auf der syntaktischen Interoperabilität als die Fähigkeit, die ausgetauschten Informationen auch sinnvoll und systemübergreifend gleich und korrekt zu interpretieren. Voraussetzung ist dazu ein Datenmodell, das von den Systemen inhaltlich gleich interpretiert wird. Standards für das Smart Grid sind z. B. die CIM<sup>5</sup> Familie, ein Domänenmodell der

4 Extensible Markup Language

Stromversorgung (IEC 61970/61986) und die Standardfamilie zur Stationsautomatisierung, Netzleittechnik und zur Ansteuerung dezentraler Erzeuger (IEC 61850, IEC 61850-7-420 Dezentrale Energieressourcen, 61400-25 Windkraft) oder auch die „Device Language Message Specification“ (DLMS, IEC 62056) für das Smart Metering. (s. u. Abschnitt 5.2.3 „Normungsstudie E-Energy“).

## 4.2 Neue Anwendungen

Die neuen Funktionalitäten des Smart Grids verlangen entlang der Wertschöpfungskette nach neuen Anwendungen, die im Folgenden im Wesentlichen angelehnt an [13], [19] beschrieben werden. 18

### 4.2.1 Energieeinsatz

Beim *Energieeinsatz* wird in vielen Fällen aus dem Konsument oder *Abnehmer* ein „*Prosument*“ werden, der Strom nicht nur verbraucht, sondern auch erzeugt. Intelligente Systeme für die Gebäudeautomatisierung (Building Automation and Control System) in Bürogebäuden werden in das Smart Grid integriert werden und erhöhen so die Energieeffizienz des Gesamtsystems. Neue Anwendungen für „Smart Consumption“ werden entstehen, zum Teil unter Nutzung von sogenannten Agenten, autonom agierenden Softwareprogrammen. (Allerdings ist der Einsatz von derartigen Technologien im Energieumfeld heute noch weitestgehend experimentell.) Eine erste Öffnung der heutigen rigiden Tarifstruktur für kleinere Kunden wird bereits bis Ende des Jahres 2010 durch § 40 EnWG<sup>6</sup> erreicht werden. Mittelfristig sollen industrielle und private Kunden durch Teilnahme am *Demand Side Management* ihren Lastverlauf an die fluktuierende Einspeisung unter neuen Tarifmodellen anpassen. Langfristig kann Smart Consumption auch bedeuten, dass Hausgeräte gesteuert werden. Erst dann ist das Potential beim „Smart Metering“ wirksam zu heben [9]. Hier bestehen neue Marktchancen für innovative Energieunternehmen und Energiedienstleister, die sich bereits heute mit diesem Markt auseinandersetzen. 19

---

5 Common Information Model

6 Siehe HbE 11311

### 4.2.2 Handel und Vertrieb

- 20 Neue Anwendungen werden den *Handel* und den *Vertrieb* u. a. mit Systemdienstleistungen zur Unterstützung des elektrischen Netzes ermöglichen [1], die durch dezentrale und fluktuierende Einspeiser (und zunehmend auch Erzeuger) durch IT-technische Aggregation bereitgestellt werden [11]. Die IT-technische Bündelung von kleinen und mittleren Erzeugern und Verbrauchern wird die Teilnahme am Börsenhandel oder am Handel von Regelenergie ermöglichen. Neben vielen Pilotprojekten gibt es in Deutschland bereits virtuelle Kraftwerke im kommerziellen Betrieb, wie das im September 2003 in Betrieb genommene virtuelle Regelkraftwerk der STEAG.

### 4.2.3 Umwandlung und Transport

- 21 Große Änderungen werden für die Anwendungen im Bereich *Umwandlung* („Smart Generation“ – virtuelle Kraftwerke etc.) und *Stromtransport* (Netzbetrieb) im Verteilnetz implementiert werden. Das Distribution Management System (DMS/SCADA) wird Funktionalitäten bereitstellen, die viel weniger manuelle Eingriffe als heute erfordern und über eine geeignete Kommunikation direkt mit den Aktuatoren interagieren. Eine Vielzahl von – heute im Verteilnetz noch nicht vorhandenen Sensoren – wird die Systeme der Netzleittechnik mit hochaufgelösten Echtzeitinformationen versorgen, die diese Informationen prozessieren und automatisiert eine Vielzahl von Betriebsmittel und Anlagen steuern. Zur Netzbetriebsführung werden stochastische Netzberechnungen verwendet werden, die die fluktuierende Erzeugung und den Verbrauch besser als heute berücksichtigen können. Die Grundlagen für diese neue Art der Betriebsführung werden heute schon in vielen Projekten erarbeitet und in vorhandene Softwareprodukte integriert. Allerdings stehen die gesetzlichen Rahmenbedingungen der Einführung des Smart Grid noch im Wege [1]. Insbesondere das EEG<sup>7</sup>, das KWKG<sup>8</sup> und die Stromnetzentgeltverordnung<sup>9</sup> liefern derzeit zu wenig Anreize für Netzbetreiber und Betreiber verteilter und fluktuierender Energieanlagen, sich koordiniert in ein Smart Grid einzubinden.

---

7 Siehe HbE 11317

8 Siehe HbE 11318

9 Siehe HbE 11402



Auf der Feldebene werden neben Smart Metern „*Intelligent Electronic Devices*“ (IEDs) autonom oder aufgrund von Steuersignalen auch im Verteilnetz eine wesentliche Rolle in der Stationsautomatisierung übernehmen. Neue *Dienstleistungen* sind bereits im Entstehen. Hier werden in den Energieversorgungsunternehmen neue Funktionalitäten benötigt, z. B. für variable Tarife, Demand Side Management-Programme, Contracting oder das Bündeln von Anlagen, um die größere Strommenge besser vermarkten zu können. Da die Kunden intensiv in diesen Prozess eingebunden werden, muss mit den notwendigen FuE-Arbeiten frühzeitig begonnen werden, wie es heute z. B. in den E-Energy-Projekten in Deutschland passiert (www.e-energy.de).

### 4.3 Architekturen für das Smart Grid

Die folgenden Ausführungen sind nach [21] übernommen. Um flexible und agile Systemarchitekturen aufzubauen, die die Verbindung von IT und betrieblicher Ebene besser gewährleisten („Business – IT Alignment“), haben sich in den letzten Jahren serviceorientierte Architekturen, kurz SOA, durchgesetzt. Hauptziel dieses Ansatzes ist es, die heute vorhandenen komplexen Systemlandschaften durch eine neue Abstraktionsschicht und Kapselung von Altanwendungen durch sogenannte Services so umzugestalten, dass schneller auf neue Marktanforderungen reagiert werden kann. Dies ist eine Weiterentwicklung des Gedankens der „Enterprise Application Integration“, die ursprünglich insbesondere darauf abzielte, Punkt-zu-Punkt-Verbindungen durch eine einzige „Datendrehscheibe“ für das Unternehmen zu ersetzen – zunächst jedoch nur auf technischer Ebene [14]. Datenformate und erst recht die Kopplung an Geschäftsprozesse wurden bei diesem technikorientierten Ansatz zunächst außen vor gelassen. Die SOA hat im Gegenteil dazu zum Ziel, die Services technologieunabhängig zu gestalten und ausschließlich Services zur Verfügung zu stellen, die eine konkret definierte Bedeutung aus der betrieblichen Sicht haben. Daher ist gerade für die Energiewirtschaft und die neu entstehende Welt der Smart Grids die SOA die geeignete Architekturwahl. Voraussetzung bleibt auch hier die oben dargestellte semantische und syntaktische Interoperabilität. Kernkonzepte sind (s. Abb. 4.2)

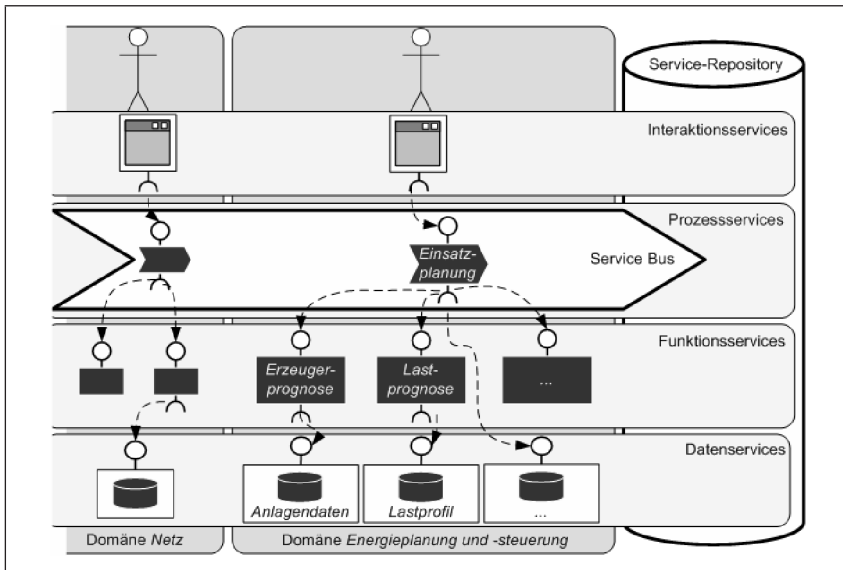


Abb. 4.2: Fachlicher Überblick über eine SOA für die Energieversorgung

- ein gemeinsames Informationsmodell z. B. auf Basis der Norm IEC 61970,
- eine hierarchische Kommunikationstopologie als IT-Infrastruktur der SOA, d. h. eine Zuordnung der physikalischen Ablaufumgebung zu einer Schicht der horizontalen Ebenen Anlagen-, Feld-, Teilnetz- und Netzebene und eine Zuordnung der Services in vertikale fachliche Domänen,
- eine Kapselung fachlicher Geschäftskomponenten in Services als Ergebnis einer Service-Identifikation und -Entwicklung,
- eine ausgelagerte Ablaufsteuerung durch den sogenannten Enterprise Service Bus sowie
- eine zentrale Verwaltung aller Services innerhalb eines Service-Repositories.

24 Diese Architektur wird heute bereits umgesetzt. Allerdings ist dieses Architekturmodell nicht für die Anbindung von Systemen mit Echtzeitanforderungen entwickelt worden. Daher muss dieser Ansatz im Umfeld der Netzleittechnik geeignet modifiziert werden.

Auch „im Kleinen“, also bei den eingebetteten Systemen zum Monitoring und zur Steuerung („Smart Equipment“: Elektronische Zähler, IEDs für Kleinerzeugeranlagen und Verbraucheranlagen) sind die speziellen Anforderungen an die Architektur der Stromversorgung von den Herstellern dieser Systeme zu berücksichtigen. So wird die Datenspeicherung „fail-safe“ mit automatischer Redundanz (insbes. für Zählerdaten) sein. Dies bedingt auch ein stabiles eingebettetes Betriebssystem. 25

#### 4.4 Intelligentes Datenmanagement für das Smart Grid

Zwei wesentliche Eigenschaften, die das Smart Grid definieren, sind die Fähigkeit, sich selbst zu überwachen und die Integration des aktiven – d. h. am Markt teilnehmenden, stromverbrauchenden und -erzeugenden Kunden – durch neue Services. Dazu werden Daten zum Teil in Echtzeit aus IEDs, Smart Metern und Steuergeräten der dezentralen Erzeuger benötigt [6]. Der Umgang mit den großen Datenmengen stellt der IKT-Technik daher große Herausforderungen. Neben dem Aufbau der geeigneten Architekturen werden Techniken des Datenstrommanagements zum Einsatz kommen, um das Nebeneinander von statischen – z. B. Netztopologien – und hoch dynamischen Messwerten zu beherrschen. 26

Ein weiterer Schwerpunkt des intelligenten Datenmanagements liegt auf der Datenqualitätssicherung. Um die für eine weitgehende Automatisierung der Prozesse notwendige Datenqualität zu erreichen, werden auch die Datenqualitätssicherungsmethoden automatisiert werden müssen [12]. 27

Zwar ist die Datenqualität in den heutigen Systemen für aktuelle Anforderungen ausreichend, da der Mensch in vielen Prozessschritten noch manuell eingreift und daher auf fehlerhafte Daten angemessen reagieren kann. Eine Massendatenverarbeitung in automatisierten Prozessen ist so jedoch nicht möglich. Schon kurzfristig wird es außerdem nötig sein, die heutigen Anlagen und Daten besser zu vereinheitlichen. So verwalten Energieversorger dieselben Anlagenobjekte heute häufig in verschiedenen Datenbanken und Systemen, ohne klar zu definieren, welches System führend ist oder wie Abgleiche herbeigeführt werden, wenn die Daten voneinander abweichen. Der Druck 28

zur verbesserten Datenqualität ist aber auch heute schon zu bemerken: So ist zu vermeiden, dass die Netzplanung auf falschen Grundlagen operiert oder die Bilanzkreisberichterstattung oder die Berichte an die Bundesnetzagentur mühevoll manuelle Nacharbeiten aufgrund von unzureichender Datenqualität erfordern [10].

## 4.5 Kommunikation

- 29 Die heutige wenig komplexe Kommunikationsinfrastruktur für die Monitoringaufgaben garantiert zuverlässigen Dienst und hohe IT-Verfügbarkeit. Dies liegt auch daran, dass ein großer Teil der Schaltaktionen im Verteilnetz heute telefonisch beauftragt und dann manuell durchgeführt wird. Wirklich schnelle Reaktionszeiten von IEDs der Schutzeinrichtungen basieren meist auf lokalen Informationen oder auf Informationen, die durch eigens dazu gelegte schnelle Punkt-zu-Punkt-Kommunikationsleitungen übertragen werden. Für die zukünftigen Aufgaben des Netzschutzes, der Steuerung und anderer noch komplexerer Aufgaben im Smart Grid muss jedoch eine grundlegend andere Kommunikationsinfrastruktur aufgebaut werden. Zentrale fachliche Anforderung ist wie oben beschrieben der zuverlässige Informationsaustausch – zum Teil sogar in Echtzeit – über große Gebiete zwischen den Systemen für den Netzbetrieb (Monitoring und Steuerung), Erzeugung und Verbraucheranlagen. Die Kommunikationsinfrastruktur muss darüber hinaus so flexibel sein, dass schnell auf Änderungen in der Erzeugerstruktur, neue Netzelemente etc. reagiert werden kann [15].
- 30 Für die zukünftigen Kommunikationsnetze kommen aus Standardisierungs- und Kostengründen meist nur IP-basierte Technologien (wie sie im Internet eingesetzt werden) in Frage. In vielen Fällen wird der Informationstransport sogar über das öffentlich zugängliche Internet erfolgen. So können auf der einen Seite zwar relativ kostengünstige Lösungen gefunden werden, jedoch sind diese an die Belange des Smart Grid anzupassen. Um die „Quality of Service“ (QoS)-Anforderungen zu erfüllen, müssen also auf Basis der IP-Protokolle und des Internets Architekturen und Plattformen aufgebaut werden, die die Nachteile des Internets, z. B. öffentlicher Zugang, undefinierte Antwortzeiten, Sicherheitslücken, geeignet kompensieren. Eine besondere Herausforderung stellt dabei die große Heterogenität der jeweiligen Umgebungen

dar: In der Stationsautomatisierung gelten andere Anforderungen als bei der Steuerung von Mikro-KWK oder beim Monitoring von PV-Anlagen, auf dem Land existieren Anbindungen über *Broad Band Powerline* (BPL), während im urbanen Raum häufig Glasfaserkabel verlegt sind. Und: Die Kommunikationsinfrastruktur muss zumindest in kritischen Teilen robust gegenüber Blackouts und anderen Störungen sein. Dies kann beispielsweise durch zusätzliche Systeme zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) geleistet werden. Hier sind noch wesentliche Fragen offen, insbesondere im Bereich der Echtzeitkommunikation und der sicherheitskritischen Systeme [19]. Hersteller, Anwender und die Wissenschaft müssen hier gemeinsam zukunftsfähige Lösungen entwickeln.

## 4.6 Sicherheit (Security)

Während die heutigen IT-Anwendungen der Energiedomäne von den meisten Experten noch als sicher angesehen werden, wird prognostiziert, dass in den nächsten Jahren deutliche Anstrengungen unternommen werden müssen, den heutigen Stand zu halten. (www-05.ibm.com/de/smarterplanet/topics/cybersecurity/). 31

Mit „Sicherheit“ ist im Folgenden nach [3] die Verfolgung der Schutzziele Vertraulichkeit (Verhindern, dass Informationen unautorisiert eingesehen werden), Integrität (verhindern, dass Informationen unautorisiert geändert oder entwendet werden), Verfügbarkeit (autorisierte Benutzer sind in der Lage, ein System zu verwenden) und Verbindlichkeit (getätigte Aktionen sind im Nachhinein beweisbar) gemeint. Auch wenn die Technologien und Methoden zur Verbesserung der Security alle vorhanden sind, müssen individuell nach dem jeweiligen Anwendungskontext, dem Bedrohungskontext und der Infrastruktur geeignete technische und organisatorische Abwehrmechanismen aufgebaut werden. So ist z. B. ein Netzleitsystem ganz anders zu schützen als ein Smart Meter, eine urbane moderne Kommunikationsinfrastruktur anders als ländliche „*Broad Band Powerline*“ (BPL)-Kommunikation. Die neue Gefahrensituation der Smart Grids hat mehrere Gründe, die im Folgenden aufgeführt sind. 32

### 4.6.1 Steigende Komplexität der Netzbetriebsführung

- 33 Die Versorgungssicherheit hängt wesentlich von der Netzbetriebsführung ab. Das Netzleitsystem, häufig unterschieden in „*Energy Management System*“ (EMS) für das Übertragungsnetz und „*Distribution Management System*“ (DMS) für das Verteilnetz, wird in zentralen Leitstellen realisiert. Die Kommunikation der relevanten Daten erfolgt dabei auf sicheren kommunikativen Punkt-zu-Punkt-Verbindungen. Mittlerweile sind in einigen Anwendungsfällen das Datenvolumen, die Aufgaben und die Anforderungen so umfangreich geworden, dass mehrere hierarchisch angeordnete SCADA-Systeme eingesetzt werden. Die vollständigen Wirkungszusammenhänge in komplexen Systemen sind jedoch schwer zu durchschauen. Daher ist es fast unmöglich, alle technischen und organisatorischen Schwachstellen aufzuspüren und zu eliminieren. Inzwischen gibt es aber ausreichendes Expertenwissen, das auch Eingang in Standards und Richtlinien gefunden hat [22].

### 4.6.2 Verstärktes Bedrohungspotential

- 34 Kritische Infrastrukturen werden zunehmend als mögliches Ziel böser Angriffe gesehen. Eine Möglichkeit, die wichtige Versorgungsinfrastruktur „Stromversorgung“ zu stören, besteht darin, die ordnungsgemäße IKT-gestützte Betriebsführung der Netze zu behindern [2].

### 4.6.3 Zusätzliches Datenaufkommen im Kundenbereich

- 35 Als Konsequenz der elektronischen Zählerablesung werden Kundenverbrauchsprofile über öffentlich zugängliche Netze transportiert werden. Diese Daten sind datenschutzrechtlich (Vertraulichkeit) relevant. Weiterhin muss der Gefahr begegnet werden, Abrechnungen durch gezielte Eingriffe zu manipulieren (Integrität, Verbindlichkeit). Das gezielte Ausspionieren von Kundendaten kann auch genutzt werden, Verhaltensmuster zu erkennen, die dann zur Planung von kriminellen Aktivitäten genutzt werden können. In diesem Umfeld gibt es bisher noch wenig Vorschriften und Standards. Es ist aber davon auszugehen, dass sich dies in den nächsten Jahren bei der flächendeckenden Einführung von Smart Metern ändern wird. „Unfälle“ mit

schutzwürdigen Kundendaten untergraben das Kundenvertrauen nachhaltig. Daher ist künftig verstärkte Aufmerksamkeit vom EVU<sup>10</sup> gefordert.

#### 4.6.4 Standardisierung der Kommunikation

Beim Aufbau von Kommunikationsverbindungen werden gut dokumentierte, standardisierte Protokolle verwendet. Nur so ist es möglich, agile und komplexe Infrastrukturen aufzubauen. Durch die vielfache Verwendung und die gute Dokumentation werden Schwachstellen in der Regel schnell erkannt. Dies ermöglicht auf der einen Seite eine zügige Behebung von Sicherheitslücken, auf der anderen Seite können Angreifer versuchen, diese Lücken gezielt anzugreifen. Dies verlangt vom Energieunternehmen, regelmäßig die Kommunikation zu überprüfen und die Sicherheit zu verbessern. In den Altsystemen herrscht dagegen das Prinzip „security through obscurity“: Proprietäre wenig dokumentierte Kommunikationsinfrastrukturen erschweren es Angreifern, Schwachstellen aufzuspüren.

36

## 5 Internationale Smart Grids-Vorhaben

In den letzten Jahren wurden weltweit viele Smart Grid-Vorhaben durchgeführt, die dann in Studien verglichen wurden. Im Folgenden seien die Wesentlichen davon zusammengefasst. Führende Informationsquelle ist dabei das „Electric Power Research Institute“ (EPRI). Das EPRI ist ein US-amerikanisches Institut, das als Non-Profit-Organisation aktuelle und visionäre Studien in der Domäne der elektrischen Energie erstellt und Forschungs- und Entwicklungsprojekte für die zukünftige Stromversorgung leitet [5]. Das EPRI gilt als das weltweit führende Institut auf dem Gebiet der elektrischen Energieversorgung. Seit mehreren Jahren beobachtet das EPRI die global wesentlichen Vorhaben im Smart Grid-Umfeld und stellt die Ergebnisse in einem Bericht zusammen. Dieser Bericht („Update of the Profiling and Mapping of Intelligent Grid R&D Programs“ [5] wurde als Basis verwendet, nicht zuletzt weil die Arbeiten des EPRI von über 1000 Or-

37

---

10 Energieversorgungsunternehmen

ganisationen aus dem Bereich Energie in über 40 Ländern verwendet werden. Der zugrunde liegende Bericht bietet eine sehr detaillierte und umfangreiche Übersicht über internationale Smart Grid-bezogene Projekte und Programme. Darüber hinaus werden einige Projekte kurz vorgestellt, die im Rahmen dieses Artikels ebenfalls von Bedeutung sind. Zudem wird über zwei Studien berichtet, die sich mit dem Thema Interoperabilität in Smart Grids befassen und sich somit mit verschiedenen Standards und Normen auseinandersetzen.

## 5.1 Die Projekte des EPRI-Berichts

- 38 Ziel des EPRI-Berichts ist eine vereinheitlichte vergleichende Sicht auf die weltweiten Smart Grid-Vorhaben, jedoch mit einer intensiveren Sicht auf die Vorhaben in den Vereinigten Staaten. Zur Einordnung wurde eine Matrix aufgebaut, deren vertikale Ebene (A-F) die betrachteten Anwendungsausschnitte in der Wertschöpfungskette (Markt, Übertragung, verteilte Erzeugung usw.) und deren horizontale Ebene (1-11) den Grad der Umsetzung vom Konzept bis zur Implementierung in der Infrastruktur angibt. Eine ausführliche Betrachtung aller Projekte ist aufgrund der Vielzahl im Rahmen dieses Bei-

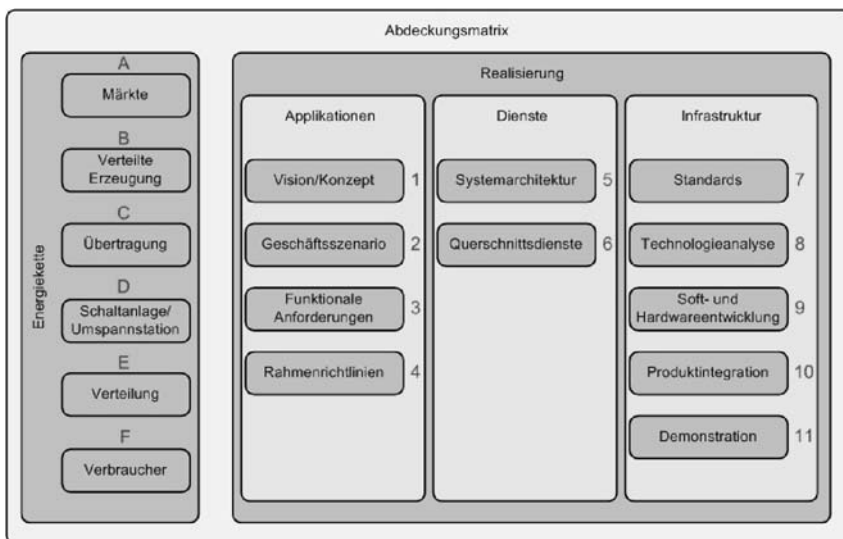


Abb. 5.1: Darstellung von Abdeckungskriterien für die Rahmenprogramme, angelehnt an [5]



trags nicht möglich. Weiterführende Informationen sind den jeweiligen Verweisen zu entnehmen.

Es wird für jedes der Programme oder Projekte das Ziel identifiziert und sowohl die vertikale als auch die horizontale Abdeckung basierend auf Abb. 5.1 angegeben. Zudem werden Angaben zum Budget (siehe [5]) bereitgestellt und ein Link zur weiteren Recherche dargestellt.

39

- EPRI *Intelligrid* and Advanced Distribution Automation (USA)
  - Ziel: Das Intelligrid-Vorhaben wurde 2001 mit dem Ziel gegründet, Entwicklung, Integration und Einsatz von Technologien zu ermöglichen, welche sich auf folgende sieben Kriterien beziehen: Selbstheilend und lernend; Interaktionen mit Kunden und Märkten; Optimierung der Verwendung von Ressourcen und Geräten; Vorhersagend anstatt reagierend in Bezug auf Notfälle; Verteilt über geographische und organisatorische Grenzen hinweg; Integration von Überwachung von Merging Units, Steuerung, Schutz, Wartung, EMS, DMS, Handel und IT; Sicherer gegenüber Angriffen. Diese Technologien dienen dem kosteneffizienten Einsatz von sicheren, qualitativ hochwertigen und zuverlässigen Elektrizitätsprodukten und -diensten. Im ADA<sup>TM</sup> Programm wird die technische Grundlage für das Verteilnetz der Zukunft entwickelt.
  - Budget:  
IntelliGrid: 2001–2006: 22 Mio. \$; 2007: 3 Mio. \$; Geschätzt für 2008: 5 Mio. \$  
ADA<sup>TM</sup>: Geschätzt für 2008: 2.5 Mio. \$
  - Abdeckung: 1: B-F; 2: B, C, E, F; 3: B-F; 4: B-F; 5: B-F; 6: B-F; 7: B-F; 8: B-F; 9: C, D; 10: A-F; 11: B-F
  - Informationen: <http://intelligrid.epri.com/>
- The Modern Grid Strategy (USA)
  - Ziel: Das U.S.-Department of Energy (DoE) begründete 2005 durch das Office of Electricity Delivery and Energy Reliability (OE) und das National Energy Technology Laboratory (NETL) die Modern Grid-Initiative. Es wird damit die Vision verfolgt, das Stromversorgungsnetz zu revolutionieren, indem durch Technologien des 21. Jahrhunderts reibungslose Erzeu-

- gung, Übertragung und Endverbrauch ermöglicht werden.
- Budget:
    - 2005: 0,6 Mio. \$ (0,4 vom DoE und 0,2 privat)
    - 2006: 6,2 Mio. \$ (4,1 vom DoE und 2,1 privat)
    - 2007: 9,8 Mio. \$ (5,3 vom DoE und 4,5 privat)
  - Abdeckung: 1: A-F; 2: A-F; 3: A-F; 7: A-F; 8: A-F; 11: A-F
  - Informationen: [www.netl.doe.gov/moderngrid/](http://www.netl.doe.gov/moderngrid/)
  - Smart Grid-Aktivitäten (inklusive GridWise) des US Department of Energy (DoE, Energieministerium USA)
    - Ziel: Das DoE verfolgt das Ziel, die Technologieentwicklung in Verbindung mit der Industrie, der Regierung und der Öffentlichkeit voranzutreiben, um Amerikas Bedürfnisse in Bezug auf ein zuverlässiges, effizientes und belastbares Stromversorgungsnetz zu befriedigen. Diese Technologien zielen u. a. darauf ab, Spitzenlasten zu senken, Zuverlässigkeit durch lokale und überregionale Ausfallszenarien zu untersuchen und die Kapazitäten von Kommunikationsnetzwerken zu identifizieren.
    - Budget: Die Behörde hatte im Jahr 2008 ein Budget von 109 Mio. \$, welches sich auf verschiedene Bereiche aufteilt.
    - Abdeckung: 1: A, E; 2: B-F; 4: B; 5: A-F; 6: B, E; 7: B-F; 8: E; 9: A, B, E; 11: A-E
    - Informationen: [www.oe.energy.gov/smartgrid.htm](http://www.oe.energy.gov/smartgrid.htm)
  - Advanced Grid Applications Consortium (GridApp) (USA)
    - Ziel: Das GridApp wurde 2005 durch die Concurrent Technologies Corporation (CTC), ein Non-Profit-Forschungsinstitut, geschaffen. Die Mitglieder des GridApp verfolgen dabei das Ziel, Demonstrationen, Validierungen, Integration und Transition neuer netzbezogenen Technologien für den breiten industriellen Einsatz durchzuführen.
    - Budget: Die GridApp Foundation wird über das DoE finanziert, mit bisher 2,2 Mio. \$.
    - Abdeckung: 6: A-F; 8: A-F; 9: B, D, E; 11: C-E
    - Informationen: <http://gridapp.org/>
  - Power Systems Engineering Research Center (PSERC, USA)

- Ziel: Innerhalb des PSERC arbeiten Universitäten mit der Industrie zusammen, um innovative Lösungen für die Probleme der Energiewirtschaft zu finden und um die nächste Generation von Ingenieuren für die Energiewirtschaft auszubilden.
- Budget:  
3,7 Mio. \$ für 2002–2004, 1,68 Mio. \$ für 2005, und ca. 2 Mio. \$ für 2006  
2007: 2 Mio. \$ (geförderte Projekte) und 1,3 Mio. \$ fremdfinanzierte Forschung (CERTS – Consortium for Electric Reliability Technology Solutions)
- Abdeckung: 1: A-E; 2: A-C; 3: B-E; 4: A-F; 5: C, D; 6: A, C, E, F; 8: A-E; 9: A-E; 10: C-E; 11: B-E
- Informationen: [www.pserc.wisc.edu/](http://www.pserc.wisc.edu/)
- Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (CERTS, USA)
  - Ziel: 1999 wurde CERTS gegründet, um neue Methoden, Werkzeuge und Technologien zu erforschen, zu entwickeln und zu verbreiten, die die Zuverlässigkeit des U.S.-Energieversorgungsnetzes erhöhen und einen wettbewerbsfähigen Energiemarkt ermöglichen. Der Fokus der Arbeiten liegt dabei u. a. auf der Umwandlung (Smart Grid).
  - Budget:  
1999–2004 Budget für das Real-Time Grid Reliability Management Programm: 12,6 Mio. \$  
DoE Finanzierung für die Domäne „Reliability“ beträgt ca. 5 Mio. \$ pro Jahr. CERTS wird innerhalb dieser Domäne gefördert.
  - Abdeckung: 1: A, E, F; 2: E, F; 3: A, C, E; 4: A-C; 5: C, F; 8: C-F; 9: A, C, E; 11: A, C, E, F
  - Informationen: <http://certs.lbl.gov>
- California Energy Commission (CEC) – Public Interest Energy Research (PIER, USA)
  - Ziel: Das PIER-Programm wurde 1996 vom CEC gestartet und deckt die Energiekette von der Produktion bis zum Endkunden ab. Dabei werden hochentwickelte Innovationen im

- Sektor Energie bezüglich Hardware-, Softwaresystemen, Forschungskonzepten, Supportwissen und ein ausgeglichener Bestand an kurz-, mittel- und langfristigen Energiealternativen bereitgestellt.
- Budget: Bis Ende 2006 hat das PIER 488 Mio. \$ in verschiedene Projekte investiert.
  - Abdeckung: 1: A-F; 2: A-C, E, F; 3: C, E; 4: A-C, E, F; 5: E, F; 6: B; 7: B; 8: B, C, E, F; 9: B-F; 10: B; 11: A-F
  - Informationen: [www.energy.ca.gov/research/index.html](http://www.energy.ca.gov/research/index.html)
  - New York State Energy Research and Development Authority (NYSERDA, USA)
    - Ziel: NYSERDA wurde 1975 als gemeinnütziges, vom Staat New York finanziertes Institut gegründet und ist bestrebt, Marktmechanismen zu verbessern und die Einführung und den Einsatz hochentwickelter Technologien zu fördern, um auf den zukünftigen Energiemarkt vorbereitet zu sein. Dabei wurden bisher über 400 Forschungsprojekte gefördert. Daraus gingen bereits mehr als 170 produktive Produkte, Prozesse und Dienste hervor. Die Organisation möchte im Bereich New York in Bezug auf die Bereitstellung erschwinglicher Energie, die wachsende Wirtschaft, Energieunabhängigkeit und eine saubere Umwelt als Katalysator dienen.
    - Budget: Für Forschung, Entwicklung und Demonstration stehen 2007 und 2008 jährlich 20,18 Mio. \$ zur Verfügung (50 Mio. \$ für 2005–2006).
    - Abdeckung: 2: B; 3: C-E; 6: B; 8: B; 9: B, E, F; 11: B, E, F
    - Informationen: [www.nyserda.org/](http://www.nyserda.org/)
  - European Union Framework Programs (Europa)
    - Ziel: Im siebten Forschungsrahmenprogramm der EU nimmt das Thema Energie eine wichtige Stellung ein. Die EU-Vision eines Smart Grid umfasst ein Forschungsprogramm, Entwicklungen und Demonstrationen, um ein effektives und effizientes Energieversorgungsnetz zu erhalten, welches die künftigen Probleme bezüglich der Energieversorgung in Europa löst. Zusätzlich existieren innerhalb der EU weitere Energieförderungsprogramme (z. B. „Intelligent Energy Europe“ IEE).

- Budget: Für die gesamte Energieforschung stehen im siebten Rahmenprogramm der EU insgesamt 2,3 Milliarden Euro bereit. Dazu kommen weitere Förderungen in zweistelliger Millionenhöhe für IT-Fragestellungen im Smart Grid-Umfeld.
- Abdeckung: 1: A-C, E; 2: E, F; 3: A-F; 4: A-F; 5: A-F; 6: A-F; 7: B, E; 8: B, E; 9: B, D-F, 11: A-F
- Informationen: [http://cordis.europa.eu/fetch?CALLER=FP7\\_PROJ\\_DE&QZ\\_WEBSRCH=&QM\\_EP\\_PGA\\_A=FP7-ENERGY&QM\\_EP\\_PGA\\_A=FP7-ICT&USR\\_SORT=EN\\_QVD+CHAR+DESC](http://cordis.europa.eu/fetch?CALLER=FP7_PROJ_DE&QZ_WEBSRCH=&QM_EP_PGA_A=FP7-ENERGY&QM_EP_PGA_A=FP7-ICT&USR_SORT=EN_QVD+CHAR+DESC)
- Galvin Electricity Initiative (USA)
  - Ziel: 2005 wurde die Initiative gegründet, um ein umfassendes Qualitätsmanagementkonzept für die Energiewirtschaft einzusetzen. Dabei wird das Ziel verfolgt, eine oder mehrere Szenarien für das „perfekte“ Stromversorgungssystem zu entwickeln, um den Anforderungen der sich rasch entwickelnden Digital Economy and Society zu entsprechen.
  - Budget:  
Geschätztes Budget für Phase 1: 1 Mio. \$ (Ausgeführt 2005).  
Geschätztes Budget für Phase 2: 1,5 Mio. \$ (Geplant für 2006).
  - Abdeckung: 1: A-F; 2: A-F; 3: A-F; 4: A-F; 6: A-F; 8: A-F
  - Informationen: [www.galvinpower.org/](http://www.galvinpower.org/)
- SINTEF (The Foundation for Scientific and Industrial Research) am Norwegian Institute of Technology (NTH, Norwegen)
  - Ziel: Die SINTEF forscht in den Themenfeldern Stromerzeugung, Energieaufbereitung, Übertragung, Verteilung und Endverbrauch, sowohl im Offshore- als auch im Onshore-Sektor. Es werden dabei Themengebiete vom Innenklima über Energieverbrauch in Gebäuden bis hin zu Gastechnologien abgedeckt.
  - Budget: In den Jahren 2001 bis 2011 stehen für verschiedene Projekte ca. 17 Millionen Euro zur Verfügung.
  - Abdeckung: 1: A-F; 3: A-E; 4: A-F; 5: A-C, E, F; 6: B, C, E, F; 7: E, F; 8: A-F; 9: B-E; 10: A-F; 11: C, D, E
  - Informationen: [www.sintef.no/Home/](http://www.sintef.no/Home/)

- CEATI (Centre for Energy Advancement through Technological Innovation, Kanada)
  - Ziel: CEATI bietet eine internationale Plattform für Experten der Energiewirtschaft, so dass diese in Interessengruppen technische Herausforderungen identifizieren können. Ziel ist es, eine führende Rolle bei der Entwicklung für technische Lösungen in der Energiewirtschaft einzunehmen. Dazu wird die Bildung von Projektkonsortien gefördert.
  - Budget: Keine Angaben vorhanden.
  - Abdeckung: 1: F; 2: E; 3: D; 4: B-F; 5: E; 6: B-E; 8: B-E; 9: E, F; 11: F
  - Informationen: [www.ceati.com/](http://www.ceati.com/)
- Korea Power IT Program (Südkorea)
  - Ziel: Die Entwicklung, die Integration und der Einsatz von Technologien zur Transformation der Elektrizitätsinfrastruktur sind das Ziel dieses in Südkorea angesiedelten Programms. Die Transformation resultiert in der Förderung von kosteneffektiven, sicheren, hochwertigen und zuverlässigen Elektrizitätsdiensten für Kunden.
  - Budget: 2005–2010: 200 Mio. \$ (Ungefähr das geschätzte Budget für zehn Großprojekte)
  - Abdeckung: 5: A-F; 8: C-E; 9: A-F; 10: A-F; 11: A-F
  - Informationen: [www.kepco.co.kr/eng/](http://www.kepco.co.kr/eng/)

### 5.1.1 Weitere internationale Smart Grid-Projekte

- 40 Im Folgenden werden weitere internationale Smart Grid-Projekte vorgestellt, die zum Teil aus den Rahmenprogrammen der EU gefördert werden/wurden:
- EU-DEEP: Das durch das sechste Rahmenprogramm der EU geförderte, bereits abgeschlossene Projekt verfolgt das Ziel, innovative Geschäftslösungen für DER in Europa zu entwerfen, zu entwickeln und zu validieren. EU-DEEP (EUropean Distributed EnErgy) setzt sich dabei aus 42 Partnern aus 16 Ländern zusammen. Weiterführende Informationen sind unter [www.eu-deep.com/](http://www.eu-deep.com/) zu erhalten.

- CRISP: Das Projekt CRISP (CRITICAL Infrastructures for Sustainable Power) besteht aus einem Verbund von sechs Unternehmen und Forschungsinstitutionen. Es wird untersucht und getestet, welchen Nutzen neue intelligente IKT-Technologien für den Betrieb von Stromnetzen, die einen hohen Anteil an verteilter Erzeugung beinhalten, bieten. Weiterführende Informationen sind unter [www.crisp.ecn.nl/](http://www.crisp.ecn.nl/) zu erhalten.
- INTEGRAL: Im Projekt INTEGRAL (Integrated ICT-platform based Distributed Control in Electricity Grids) verfolgen neun Unternehmen und Forschungsinstitutionen mit einem Budget von 5,3 Mio. € (2,6 Mio. € Fördersumme) das Ziel, eine Referenz-IKT-Plattform für die verteilte Regelung in Stromnetzen zu entwickeln und diese unter verschiedenen Bedingungen durch Feldtests zu evaluieren. Weiterführende Informationen sind unter [www.integral-eu.com/](http://www.integral-eu.com/) zu erhalten.
- ADDRESS: Dieses Projekt (25 Partner) wird im siebten Rahmenprogramm der EU gefördert. Das Akronym ADDRESS steht dabei für „Active Distribution network with full integration of Demand and distributed energy RESourceS“. Es wird das Ziel verfolgt, innerhalb eines künftigen Smart Grid kleine und gewerbliche Verbraucher aktiv am Energieversorgungsmarkt teilnehmen zu lassen, und es sollen Dienste für die verschiedenen Teilnehmer des Stromversorgungsnetzes bereitgestellt werden. Weiterführende Informationen sind unter [www.addressfp7.org](http://www.addressfp7.org) zu erhalten.
- Microgrids: Im fünften Rahmenprogramm wurde das Projekt Microgrids gefördert, das sich aus 14 Projektpartnern aus sieben Ländern zusammensetzt. Der Zusammenschluss kleiner modularer Erzeuger zu Niederspannungsverteilnetzen, so genannten Microgrids, und deren Integration ist das Ziel dieses Projekts. Weiterführende Informationen sind unter [www.microgrids.eu/micro2000/index.php](http://www.microgrids.eu/micro2000/index.php) zu erhalten.
- More Microgrids: Das Folgeprojekt von Microgrids wurde vom sechsten Rahmenprogramm der EU gefördert. In diesem Projekt beteiligen sich 22 Partner. Durch die Erweiterung des Konzepts von Microgrid um neue Kontrollstrategien, neue Netzwerkdesigns und die Entwicklung neuer Programme zur Organisation von multi-Microgrids soll der Anteil von Microgrids innerhalb des

Stromversorgungssysteme gesteigert werden. Weiterführende Informationen sind unter [www.microgrids.eu/index.php](http://www.microgrids.eu/index.php) zu erhalten.

- SmartGridCity (USA): Die Firma Xcel Energy startet mit diesem Projekt in Boulder, Colorado, den Versuch, eine Gemeinde aufzubauen, in der traditionelle und innovative Technologien kombiniert werden, um das Versorgungsnetz zu modernisieren und um die bestmögliche Versorgung von Diensten zu gewährleisten. Weiterführende Informationen sind unter [smartgridcity.xcelenergy.com/index.asp](http://smartgridcity.xcelenergy.com/index.asp) zu erhalten.

## 5.2 Studien

- 41 Neben den bereits vorgestellten Rahmenprogrammen existieren herstellerspezifische Architekturen wie etwa die Smart Energy Reference Architecture (SERA) von Microsoft [18].
- 42 Für die weiteren Arbeiten insbesondere zum Thema Smart Grids und IT sind drei Studien besonders relevant. Die erste ist die NIST Smart Grid Interoperability Standards Roadmap [19], die u. a. die wesentlichen IT-Standards beschreibt, die Roadmap der „*International Electrotechnical Commission*“ (IEC), zum Thema Standardisierung für das Smart Grid [13] und die deutsche E-Energy-Normungsstudie „Untersuchung des Normungsumfeldes zum BMWi-Förderschwerpunkt „E-Energy – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“ [22].

### 5.2.1 NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards

- 43 Ermächtigt durch den Energy Independence and Security Act (EISA) aus dem Jahr 2007 hat die NIST, das National Institute of Standards and Technology in den USA, die Hauptverantwortung für die koordinierte Entwicklung eines Frameworks zum Erreichen von Interoperabilität von Smart Grid-Systemen und -Geräten unter der besonderen Berücksichtigung von Protokoll- und Datenmodellstandards für das Informationsmanagement erhalten. Diverse Feldgeräte wie etwa Smart Meter für das US-amerikanische Smart Grid werden aktuell bereits in Feldtests evaluiert. Ohne Standards kann eine solche Investition nicht nachhaltig im Sinne von Investitionssicherheit in die Infrastruktur oder technischer Sicherheit sein.



Die NIST hat daher einen Phasenplan aufgestellt, der eine Identifikation der benötigten Standards für das Smart Grid beschleunigen soll. Die NIST fördert dieses Vorhaben insgesamt mit 8,5 Millionen Dollar. Das Dokument [19] ist das Ergebnis der ersten Phase bei der Erstellung des Frameworks. Es beschreibt ein abstraktes Referenzmodell des zukünftigen Energieversorgungsnetzes und identifiziert dabei nahezu 80 relevante Standards, die direkt dem Smart Grid dienen oder für die Entwicklung auf einer Metaebene relevant sind. Weiterhin werden 14 Schlüsselgebiete und Lücken identifiziert, in denen neue oder überarbeitete Standards benötigt werden, besonders im Bereich der Sicherheit und des Marktgeschehens. Das NIST stellt ferner Aktionspläne mit ehrgeizigen Zeitplänen auf und will die Standardisierungsorganisationen gewinnen, diese Pläne zu unterstützen, um die Lücken bei der Smart Grid-Interoperabilität zeitnah zu schließen und auch, um den US-amerikanischen Herstellern einen Vorteil auf dem Weltmarkt zu verschaffen. Mehr als 1500 Experten und Organisationen haben Input geliefert, es wurden drei öffentliche Workshops durchgeführt und durch das EPRI letztlich eine Dokumentation der Ergebnisse vorgestellt. Die folgende Tabelle (Tab.1.1) gibt eine Übersicht über die initial identifizierten 16 Standards, welche Konsens unter den Expertengruppen waren.

Tab. 1.1: Übersicht über die Kernstandards der NIST Roadmap

Bezeichnung	Titel
AMI-SEC System Security Requirements	Advanced metering infrastructure (AMI) and SG end-to-end security
ANSI C12.19/MC1219	Revenue metering information model
BACnet ANSI ASHRAE 135-2008/ ISO 16484-5	Building automation
DNP3	Substation and feeder device automation
IEC 60870-6/TASE.2	Inter-control center communications
IEC 61850	Substation automation and protection
IEC 61968/61970	Application level energy management system interfaces
IEC 62351 Parts 1–8	Information security for power system control operations

Bezeichnung	Titel
IEEE C37.118	Phasor measurement unit (PMU) communications
IEEE 1547	Physical and electrical interconnections between utility and distributed generation (DG)
IEEE 1686-2007	Security for intelligent electronic devices (IEDs)
NERC CIP 002-009	Cyber security standards for the bulk power system
NIST Special Publication (SP) 800-53, NIST SP 800-82	Cyber security standards and guidelines for federal information systems, including those for the bulk power system
Open Automated Demand Response (Open ADR)	Price responsive and direct load control
OpenHAN	Home Area Network device communication, measurement, and control
ZigBee/HomePlug Smart Energy Profile	Home Area Network (HAN) Device Communications and Information Model

### 5.2.2. IEC Standardization „Smart Grid“ – Draft

- 45 Auch die IEC hat mit dem „Standardization Management Board“ (SMB) und der dort angesiedelten Strategischen Gruppe 3 (SG 3) „Smart Grids“ eine erste Roadmap zur Entwicklung der IEC-eigenen Standards vorgelegt. Kern des Smart Grid in der IEC-Vorstellung ist dabei sowohl eine verbesserte Überwachbarkeit als auch die Kontrolle der Netzbestandteile und Geschäftsprozesse. Dies jedoch erfordert nach Meinung der IEC eine deutliche Verbesserung der syntaktischen und semantischen Interoperabilität für sämtliche beteiligten Systeme. Anforderungen für diesen Übergang zu einem neuen Netz ergeben sich dabei auch aus der Integration von Altsystemen. Existierende Kernstandards dienen dabei als Basis für weitere Smart Grid-Standards.
- 46 Als Haupttreiber sieht die IEC den steigenden Energiebedarf, die weitere Verbreitung von dezentralen Erzeugern, Nachhaltigkeit der Erzeugung und Verteilung, wettbewerbsfähige Marktpreise, Sicherheit der Versorgung sowie die alternde Infrastruktur. Betrachtete

Themengebiete der Roadmap sind: HVDC/FACTS, Blackout-Vorsorge/EMS, Verteilnetzmanagement, Verteilnetzautomatisierung, Intelligente Umspannwerksautomatisierung, Dezentrale Erzeuger und Speicher, AMI, Demand Response Management, Lastmanagement, Heimautomatisierung und Gebäudeautomatisierung sowie Speicherung, Elektromobilität und Zustandsüberwachung. Neben der Einteilung der Standards in Kernstandards und eher randständige Standards definiert die IEC auch allgemeine Anforderungen an eine Smart Grid-Referenzarchitektur. Diese werden im Folgenden kurz dargestellt.

Smart Grids können in unterschiedlichen Formen vorkommen und müssen vor allem auf die existierende Infrastruktur Rücksicht nehmen. Existierende ausgereifte Kommunikationsmechanismen sollten daher genutzt werden. Die IEC strebt weiterhin an, diese weiter zu standardisieren und Schnittstellen und Anforderungen zu definieren, ohne jedoch Anwendungen und Geschäftsprozesse zu standardisieren. Die IEC hat bereits zahlreiche geeignete Standards entwickelt. Ihr Ziel ist daher auch, diese weiter zu verbreiten und auf sie aufmerksam zu machen. Besonders im Fokus ist dabei die IEC 62357 Seamless Integration Architecture (SIA). Die IEC möchte relevante Anspruchsgruppen durch Workshops, Whitepaper und Testfälle motivieren. Da technische Anschlussbedingungen nationalem Recht unterliegen, wird die IEC daher diese nicht standardisieren, sondern nur generelle Empfehlungen geben. Im Bereich Marktkommunikation strebt die IEC an, die vorhandenen proprietären Modelle langfristig zu harmonisieren, und arbeitet dabei beispielsweise mit der UN/CEFACT bzw. UN/EDIFACT zusammen. Diese Zusammenarbeit soll zu einer verbesserten Vereinheitlichung im Bereich Smart Grids führen und die nahtlose Integration der Märkte in die technische Infrastruktur fördern. Als letztes möchte die IEC die bisherigen Arbeiten von EPRI und NIST berücksichtigen und sucht eine enge Zusammenarbeit, um die von der NIST Roadmap identifizierten Schwächen in der Normung durch zukünftige Standards zu beheben.

47

Die als Kernstandards identifizierten IEC TC 57 Standards sind dabei:

48

- IEC/TR 62357 – Framework of power automation and description of the SOA concept

- IEC 61850 – Substation Automation and beyond
- IEC 61970 – Energy Management System – CIM and GID Definitions
- IEC 61968 – Distribution Management System – CIM and CIS Definitions
- IEC 62351 – Security

49 Insgesamt wurden mehr als 100 Standards untersucht, identifiziert und priorisiert. Zwölf Anwendungsgebiete und sechs generelle Themenblöcke wurden durch die SG 3 betrachtet. Dabei wurden 44 Empfehlungen für Standards und Architekturen des Smart Grid ausgesprochen. Die IEC möchte alle Standards für die technische Infrastruktur des Smart Grid der Zukunft vorgeben („One-Stop Shop“).

### 5.2.3 Untersuchung des Normungsumfeldes zum BMWi-Förderschwerpunkt „E-Energy – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“

- 50 Im Auftrag des BMWi wurde im Rahmen der E-Energy-Initiative eine Studie mit dem Titel „Untersuchung des Normungsumfeldes zum BMWi-Förderschwerpunkt „E-Energy – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft““ [22] angefertigt. Diese Studie befasst sich im Wesentlichen mit dem Problem der Interoperabilität innerhalb IKT-basierter Energiesysteme und konkreten Handlungsanweisungen für die sechs deutschen E-Energy-Projekte.
- 51 Als Basis der Untersuchungen wurde die Seamless Integration Architecture (SIA) [16] der IEC gewählt, welche in Abb. 5.2 dargestellt ist. An die einzelnen Ebenen der Architektur wurden die Nummern der Kapitel der Studie annotiert. Durch die verschiedenen Ebenen wird die gesamte Datenflusskette innerhalb eines Energiesystems dargestellt. Auf der oberen Ebene ist die Application-to-Application- und die Business-to-Business-Kommunikation abgebildet, in der Mitte Applikation aus den Bereichen SCADA, EMS, DMS, usw.

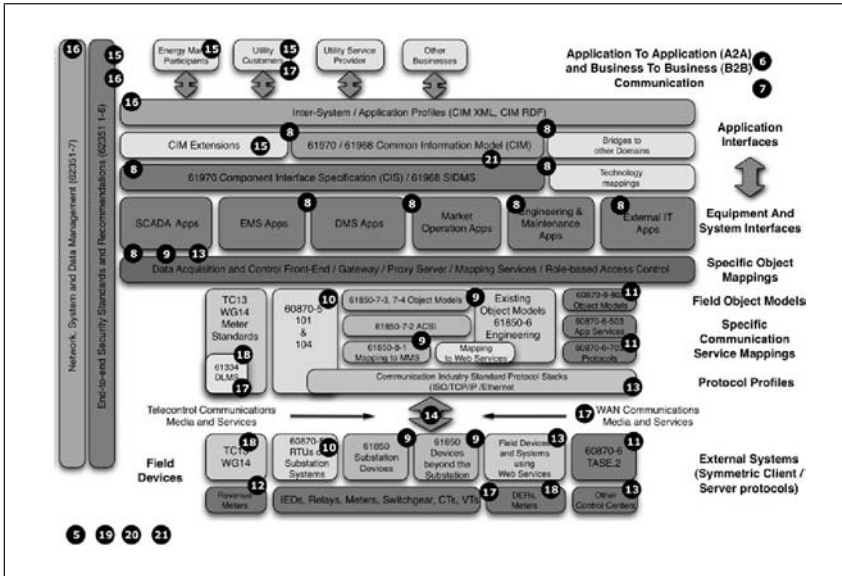


Abb. 5.2: Darstellung der SIA der IEC mit Smart Grid-relevanten Standards aus [22], angelehnt an [16]

und auf der unteren Ebene Feldgeräte. Verbunden werden diese Ebenen durch Standards und Normen, welche der Integration dienen.

Im Rahmen der Studie wurden die horizontalen und vertikalen Standards der IEC 62357 Seamless Integration Architecture untersucht und durch die Bearbeiter eine Evaluation durchgeführt, inwieweit diese Standards und Normen relevant für die durch das BMWi geförderten sechs Modellregionen sind. Die Studie selbst ist im Wissenspool der E-Energy-Webseite der Projektträger frei verfügbar. 52

### 5.2.3.1 Empfehlungen an die Regionen

Empfehlungen im Bereich Standards zur Softwareerstellung: 53

Die im Bereich der Softwareentwicklung betrachteten Standards CMMI, SPICE und ISO 9126 sind zwar etabliert, haben sich gemäß der Studie jedoch im Besonderen im Bereich der kleinen und mittleren Unternehmen aufgrund hoher Kosten zur Zertifizierung und zum Erreichen bestimmter Level nicht durchgesetzt. In einer Umfrage wurde deutlich, dass die meisten Projekte nicht direkt über formale Standards zur Softwareentwicklung nachdenken und auch die Ent- 54

wicklung nicht direkt durch Standards unterstützt wird. Es wurde daher empfohlen, ingenieurmäßige Softwareprozesse in den Forschungsprojekten durchzuführen, diese aber nicht zu formal zu gestalten. Im Besonderen sollten die Projekte sich mit der vergleichbaren Erhebung von Use Cases, etwa mit der entsprechenden IntelliGrid-Methodik befassen.

- 55 Empfehlungen im Bereich der Softwarearchitekturkonzepte:
- 56 Das Architekturkonzept der service-orientierten Architektur bietet das Potential, Systeme der Energiewirtschaft auf Basis fachlicher, flexibler und verteilter Dienste zu entwickeln. Für die Realisierung einer SOA kann auf Web Services oder BPEL zurückgegriffen werden. Eine Verwendung dieser Technologie bzw. Ausführungssprache ist gemäß der Studie jedoch nicht zwingend nötig, stattdessen können andere Frameworks wie OSGi herangezogen werden. Im weiteren Verlauf wurde SOA als konzeptionelle Basis für die weiteren Normenbetrachtungen angesehen.
- 57 Empfehlungen zur fachlichen Normenarchitektur:
- 58 Auf Basis der genannten Normen und weltweiten Trends im Bereich der elektrischen Energieversorgung werden in der Studie die Standards der IEC TR 62357 Seamless Integration Architecture näher betrachtet und diskutiert. Diese Normen wurden zumeist auch in die deutsche bzw. europäische Standardisierung übernommen und sind anerkannt und weit verbreitet. Es wird den Regionen empfohlen, dieses Framework als Basis zu nutzen.
- 59 Empfehlungen für den Bereich Common Information Model (CIM) (Domänenmodell der Stromwirtschaft):
- 60 Das CIM ist aufgrund mehrerer Anforderungen aus den Projekten für den E-Energy-Kontext hochrelevant. Es ist von Anfang an als Integrationsframework konzipiert worden, d. h. als EMS-API (Application-Programming-Interface). Es umfasst ein ausgezeichnet detailliertes Modell der typischen Objekte der elektrischen Energiewirtschaft unter verschiedenen Gesichtspunkten und Detaillierungsgraden. Dabei handelt es sich um elektrische Eigenschaften, Netzhierarchien, ERP-Systemdaten und Betriebsdaten. Aufgrund der Größe ist es auf den ersten Blick komplex, erspart jedoch stets neue Diskussionen bei der Systementwicklung zu der Bedeutung einzelner

Objekte. Daneben bietet das CIM auch verschiedene Arten zur Serialisierung der CIM-Objekte an – im Bereich der Netztopologiedaten eine RDF-Serialisierung, für den Austausch von CIM-Objekten eine Möglichkeit der eigenen Nachrichtendefinition mittels XML und XML-Schema sowie im Bereich DMS verschiedene vordefinierte Schnittstellen und Nachrichten, welche sehr einfach eigenen Prozessen angepasst werden können. Den Projekten wird durch die Studie daher empfohlen, das CIM als Basisdatenmodell für die Kopplung des Systems in Betracht zu ziehen, um später zusätzlich zur syntaktischen Interoperabilität auch semantische Interoperabilität zu erreichen.

Empfehlungen im Bereich IEC 61850 (Schutz- und Leittechnik in Schaltanlagen): **61**

Die Normenreihe IEC 61850 ist die einzige international anerkannte, realisierte und angewendete Norm für den Prozessdatenaustausch in der elektrischen Energieversorgung auf den Ebenen der Höchst-, Hoch-, Mittel- und mittlerweile zunehmend auch der Niederspannungsebene sowie in vielen Energieerzeugungssystemen. Die Normen der ersten Ausgabe werden zurzeit überarbeitet und erweitert. Daneben wurden bereits weitere Teile für die Anwendungsbereiche Windenergieanlagen, Wasserkraftwerke, dezentrale Energieversorgungssysteme und Power Quality veröffentlicht. Weitere Anwendungsgebiete werden zurzeit erschlossen, wie beispielsweise die Kommunikation zwischen Schaltanlagen, zwischen Schaltanlagen und Netzleitstellen sowie für den Bereich der Condition Monitoring-Systeme. In einem weiteren Schritt kann davon ausgegangen werden, dass spezifische Anforderungen aus dem Bereich der dezentralen Energieversorgung an den derzeitigen Lösungen gespiegelt werden müssen, um festzustellen, an welchen Stellen eventuell Erweiterungen oder Korrekturen der existierenden Normen notwendig sind. **62**

Ein wesentlicher Aspekt in der verteilten Automatisierung für verteilte Energieversorgungssysteme ist die Beschreibung der verteilten Funktionen. Bisher wurde dieser Aspekt noch zurückgestellt. Es zeigt sich aber immer häufiger, dass die Funktionen, die sowohl Informationen generieren als auch konsumieren, weiter in den Fokus der Normungsarbeiten rücken müssen. In diesem Zusammenhang wird über **63**

den Einsatz der genormten Programmiersprachen der Norm IEC 61131-3 diskutiert.

- 64 Es ist voraussichtlich – zumindest bei langfristiger Betrachtung – ratsam, die Möglichkeiten der Normenreihe IEC 61499 zu betrachten. Die Normenreihe IEC 61499 ist von Haus aus auf verteilte Prozesse zugeschnitten. Es gibt mittlerweile einige internationale Projekte, die die Normenreihe IEC 61499 für die verteilte Energieversorgung einzusetzen – vor allem im Bereich der Verteilnetzautomatisierung.
- 65 Empfehlungen für den Bereich IEC 61850-7-420 (Dezentrale Energieressourcen):
- 66 Die IEC 61850-7-420 ist zwar gemäß der Studie noch eine relativ neue Norm, basiert jedoch in weiten Teilen auf Erfahrungen der IEC 61850-Familie. Sie ist daher technisch so ausgereift, dass bei der Entwicklung vor allem Fachlichkeiten betrachtet werden können. Es werden verschiedenste dezentrale Erzeuger normiert und sogenannte logische Knoten für diese entwickelt. Deutsche Experten und Hersteller sind im Bereich dieser Norm extrem gut vernetzt und Resultate können direkt in die Normung gebracht werden. Für einzelne dezentrale Erzeuger wird durch die Studie daher empfohlen, die zukunfts-trächtige Norm IEC 61850-7-420 entsprechend den eigenen benötigten Kommunikationslayern umzusetzen und die Ergebnisse in die Normung einzubringen.
- 67 Empfehlungen für den Bereich IEC 61850-7-410 (Wasserkraft):
- 68 Für den Bereich der Wasserkraftanlagen gelten analoge Aussagen wie zu IEC 61850-7-420 wie im vorherigen Abschnitt, jedoch ist die Norm deutlich spezialisierter und Erzeuger meist als (Groß-)Kraftwerke weniger weit verbreitet. Es sind jedoch dieselben Vorteile zu sehen wie bei der generellen Automatisierung mittels IEC 61850.
- 69 Empfehlungen für den Bereich IEC 61400-25 (Windkraft):
- 70 Durch die hohen Stückkosten von Windkraftanlagen und die unterschiedlichen Ansteuerungen ist dieser Bereich ideal für die Standardisierung. Die Kosten für ein Kommunikationsinterface sind nicht so kritisch wie bei dezentralen Erzeugern im kleineren Format, auf der anderen Seite sind aber genügend verschiedene Hersteller von den einzelnen Versorgern in ihren Windparks anzusteuern und zu regeln.



In diesem Bereich wird sich die IEC 61850-Familie, auf der die IEC 61400-25 basiert, in Zukunft durchsetzen und auf Basis der verschiedenen Serialisierungen eine vereinfachte Kopplung von Windparkleitsystemen und -anlagen ermöglichen.

Empfehlungen für den Bereich IEC 60870 – 5: Fernwirkeinrichtungen und -systeme: **71**

Hersteller von Geräten der Schaltanlagenautomatisierung haben in der Vergangenheit Lösungen nach IEC 60870-5-10x auch für die interne Kommunikation in Schaltanlagen eingesetzt. Mit IEC 60870-5-104 (TCP/IP-basierend) ist das zunächst auch naheliegend. Allerdings hat sich gezeigt, dass diese Lösungen mit allen Herausforderungen an IP-Netzwerke wie mit IEC 61850 und IEC 61400-25 konfrontiert werden und dass letztendlich die Möglichkeiten der Ethernet-Infrastruktur mit IEC 60870-5-104 nicht ausgenutzt werden können. Dies gilt vor allem bei der Anwendung der Multicast-Dienste für den schnellen Austausch von Prozessinformationen zwischen vielen Geräten (siehe GOOSE und Sampled Values in IEC 61850). **72**

Mittlerweile ist nach der Studie ein Trend zu IEC 61850-basierten Lösungen zu erkennen. Erste Hinweise deuten darauf hin, dass Hersteller sogar IEC 61850 als einzige zukünftige Lösung sehen. Das hier Gesagte gilt auch für andere Lösungen wie DNP3 oder Modbus. Die Norm IEC 60870-5-102 ist nur vereinzelt im Einsatz und die Norm IEC 60870-5-103 wird von einigen Schutzgeräten unterstützt. **73**

Empfehlungen für den Bereich IEC 60870-6: TASE.2 für die Kommunikation zwischen Netzleitstellen: **74**

Die Normung im Bereich der Prozessdaten-Kommunikation mit der Veröffentlichung des Standards IEC 60870-6 TASE.2 und der parallel dazu entwickelten Palette normkonformer Produkte erfüllt alle notwendigen Forderungen und die meisten Anforderungen an den unternehmensweiten und dank des plattformunabhängigen TCP/IP gar globalen Zugriff auf Prozessdaten. **75**

Normkonforme Lösungen sind in allen gängigen SCADA- und Energiemanagement-Systemen realisiert und weltweit im Einsatz. **76**

Empfehlungen für den Bereich SPS-Programmierung: **77**

- 78 Verteilte Energieversorgungssysteme benötigen auch verteilte Automatisierungslösungen – zumindest für Anwendungen, bei denen die zentralen Leitsysteme aus Gründen der Echtzeitanforderungen ungeeignet wären. Mit zunehmender Hochgeschwindigkeitsvernetzung auch zwischen intelligenten Geräten in der Verteilnetzautomatisierung sind dezentrale Automatisierungslösungen, die eine Querkommunikation zwischen den intelligenten Geräten erfordern, eine geeignete Basis.
- 79 Mit IEC 61499 und IEC 61850 lassen sich funktionsinteroperable verteilte Automatisierungsaufgaben spezifizieren. Im Rahmen der E-Energy-Projekte ist es empfehlenswert, lokale Automatisierungsprozesse zunächst mit IEC 61131-3 zu beschreiben und zu untersuchen, inwieweit die Kopplung verteilter Automatisierungsprozess mit IEC 61499 in Verbindung mit IEC 61850 (IEC 61400-25) spezifiziert werden kann.
- 80 Empfehlungen für den Bereich Marktkommunikation:
- 81 Wie in der Studie beschrieben, beschäftigen sich verschiedene Organisationen im nationalen, europäischen und internationalen Kontext mit dem elektronischen Austausch von Daten zwischen Marktakteuren im Energiemarkt.
- 82 Im Fokus der Betrachtungen sind in der Studie überwiegend Prozesse in den Sparten Gas und Strom. Ferner ist eine zunehmende Harmonisierung auf verschiedenen Ebenen, von der Nutzung derselben Spezifikationselemente (beispielsweise der Einsatz von UML) bis zur Erstellung gemeinsamer Spezifikationen erkennbar. Dies wird besonders bei den eingesetzten Methoden deutlich, hier wird UML zur Modellierung verwendet und bei der Modellierungsmethodik überwiegend auf die UN/CEFACT UMM Bezug genommen. Der Einsatz der gleichen Methoden spiegelt sich teilweise auch bei den genutzten Datenaustauschbeschreibungen wider. Auch die *Bundesnetzagentur (BNetzA)* verweist zunehmend auf entsprechende europäische Methoden und Modelle wie beispielsweise das Harmonised Role Model der ebIX.
- 83 In diesem Bereich ist für die Projekte nur schwer eine Empfehlung zu geben, da es sich zum einen um Forschungsprojekte handelt, die auch Neuland betreten, und somit auch bezüglich der Standards erst ein-

mal ergebnisoffen agieren sollten, es andererseits jedoch auch rigide vorgeschriebene Standards der BNetzA gibt, welche vorgeschrieben sind. Im Bereich der Marktkommunikation ist jedoch durch die Harmonisierung des CIM mit anderen Standards davon auszugehen, dass sich das CIM im Bereich der europäischen Marktkommunikation langfristig durchsetzen wird.

#### Empfehlungen im Bereich Sicherheit:

84

Das NERC CIP wird gemäß der Studie in immer mehr Ausschreibungen weltweit gefordert und sollte als Sicherheitsstandard berücksichtigt werden, die IEC 62443, entstanden in starker Anlehnung an die ISA SP 99, ist ebenso im nordamerikanischen Raum etabliert. Generell sollte auf eine Angemessenheit der Sicherheitslösungen für ein Forschungsprojekt geachtet werden, mit Fokus auf eine spätere Umsetzung in der Praxis und eine Kopplung der Regionen darf dieser Aspekt keinesfalls vernachlässigt werden. Den Projekten wird empfohlen, das BDEW White Paper zu betrachten und den entsprechenden Schutzbedarf zu ermitteln und anschließend umzusetzen. Die noch komplexeren Normen wie das NERC CIP sind für spätere Produkte und Exporte relevant. Die IEC 62443 bietet dabei ein Vorgehensmodell, um die angemessenen Sicherheitslevels in Anlehnung an die ISO 27001 zu ermitteln, während die IEC 62351 sicherheitsbezogene Erweiterungen der Standards des IEC 62357 vorstellt.

#### Empfehlungen im Bereich Home Automation:

85

In der Studie wurden die wichtigsten europäischen Standards zur Heimautomatisierung zusammengefasst. Auf Bustechnik basierende Systeme eignen sich sehr gut zur Automatisierung von Gebäuden, da sie die Umsetzung eines sehr komplexen und störungssicheren Systems ermöglichen. Sie sind bei Neubauten besonders geeignet, da das Verlegen der Busleitung und das darauf aufbauende Gebäudeautomatisierungssystem in den Bauprozess eingeplant werden können. Drahtlose Systeme werden häufig in bestehende Gebäude integriert, da sie aufgrund der entfallenden Busleitung sehr leicht nachgerüstet werden können. Ein System von der Komplexität eines auf Bustechnik basierenden Systems kann mit drahtlosen Lösungen allerdings nur schwer erreicht werden. Alternativ kann Powerline unter bestimmten Voraussetzungen als Bussystem in vorhandenen Gebäuden

86

verwendet werden. Sensoren und Aktoren sind im gleichen Umfang für drahtlose sowie drahtgebundene Systeme verfügbar.

- 87 Empfehlungen im Bereich Smart Metering:
- 88 Im Bereich des Smart Metering sehen es die Autoren der Studie analog zum Bereich Home Automation als schwierig an, eine eindeutige Empfehlung zur Nutzung bestimmter Standards auszusprechen. In den Konsortien sind einzelne Hersteller beteiligt, die alleine aus Synergiegründen existierende Lösungen einbringen müssen, welche eventuell nicht mit denen anderer Hersteller harmonisiert sind, noch dazu hängt vieles von einer Kommunikationsstruktur in den Modellregionen ab. In Studien wie der VDE-Studie „Smart Distribution 2020“ wird die DLMS-Familie empfohlen, die DLMS User Group ist auch in dem EU Projekt „OPEN Meter“ vertreten. Im Rahmen der E-Energy-Projekte sollte eine gemeinsame Lösung angestrebt werden, die zum einen auf einer gemeinsamen Einigung auf einen Standard, aber auch in einer Erweiterung existierender Standards basieren kann – und so Raum für Forschungsarbeiten lässt.

## 6 Nationale Smart Grid-Projekte

- 89 In Deutschland wird vom BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) ebenfalls ein Rahmenprogramm für Smart Grids gefördert. Die Initiative trägt die Bezeichnung E-Energy und besteht aus sechs Projekten (Modellregionen).

### 6.1 Das E-Energy-Programm

- 90 Das Förderprogramm E-Energy setzt sich zum Ziel, die Automatisierung des Energiemarktes durch IKT-Technologien voranzutreiben, um die Liberalisierung im Strommarkt und die Integration dezentraler Anlagen zu fördern und die Marktebene mit der technischen Ebene (Netz und Anlagen) zu verbinden ([www.e-energy.de/](http://www.e-energy.de/)). Dabei stehen die Wirtschaftlichkeit, die Versorgungssicherheit und die Umweltverträglichkeit – das Zieldreieck der Energieversorgung – im Fokus der einzelnen Projekte der Initiative. In diesem Zusammenhang wird Smart Grid als „die intelligente Nutzung aller zur Verfügung stehenden Ressourcen sowie für die Optimierung und Integration des Gesamtsystems der Elektrizitätsversorgung – von der Gewinnung des

Stroms über die Speicherung, den Transport, die Verteilung bis hin zur effizienten Verwendung“ ([www.e-energy.de](http://www.e-energy.de)) definiert.

Es wird davon ausgegangen, dass erst die Innovationen der Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) es ermöglichen werden, intelligente Energiesysteme zu betreiben, die aus untereinander kommunizierenden und sich koordinierenden Erzeugungsanlagen, Einrichtungen der Stromnetze und verbrauchenden Endgeräten bestehen. **91**

Im Folgenden werden die sechs Projekte des Rahmenprogramms kurz vorgestellt: **92**

### **6.1.1 Projekt eTelligence**

Das eTelligence-Projekt ([www.etelligence.de](http://www.etelligence.de)) ist in der Region Cuxhaven angesiedelt. Es verfolgt das Ziel, eine hohe Versorgungssicherheit bei gleichzeitig verbesserter Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten. Kern des Projekts ist dabei eine IKT-Referenzarchitektur und der geeignete Einsatz von Standards („Plug and Play“). Zur Koordination von Erzeugung und Verbrauch werden neuartige virtuelle Kraftwerke entwickelt, die durch Anbindung an einen regionalen Marktplatz sowohl zur Netzunterstützung als auch zur Stromlieferung dienen. An diesem Marktplatz nehmen neben Erzeugern und Verbrauchern mit verschiebbaren Lasten auch Energiedienstleister und Netzbetreiber teil. Weiterhin ist es vorgesehen, den Stromverbrauch und die Tarifstruktur durch eine Online-Visualisierung darzustellen und eine IT-gestützte Energieberatung für Haushaltskunden anzubieten. **93**

Projektkonsortium: BTC AG, EWE AG (Projektkoordinator), energy & meteo systems GmbH, Fraunhofer-Verbund Energie, OFFIS, Öko-Institut e.V. **94**

### **6.1.2 Projekt Modellstadt Mannheim (MoMa)**

In diesem Projekt ([www.modellstadt-mannheim.de](http://www.modellstadt-mannheim.de)) liegt der Fokus nicht allein auf der Sparte Strom, sondern berücksichtigt ebenso die Sparten Wärme, Gas und Wasser. Mit diesem übergreifenden Ansatz, welcher die Verbrauchskomponenten durch eine Breitband-Powerline-Infrastruktur verbindet, wird das Ziel verfolgt, die Energieeffizienz, die Netzqualität und die Integration erneuerbarer und dezentra- **95**

ler Energien im städtischen Verteilnetz zu verbessern. Dabei werden verlustreiche Transporte der Energie umgangen, indem den Kunden die Energie orts- und zeitnah zur Erzeugung angeboten wird. Weiterhin wird der Gebrauch dezentraler Energiespeicher untersucht. Die zentrale Rolle des Kunden wird außerdem dadurch gestärkt, dass er durch proaktives Verhalten sowohl seine Erzeugung als auch seinen Verbrauch an variablen Preisen ausrichten kann und somit zur Steigerung der Energieeffizienz beiträgt. Hierbei wird er durch Echtzeitinformationen und diverse Energiemanagementkomponenten unterstützt. Die Übertragbarkeit des Ansatzes wird durch eine Demonstration im Raum Dresden im Rahmen eines Großversuchs unter Beweis gestellt.

- 96 Projektkonsortium: DREWAG – Stadtwerke Dresden GmbH, IBM Deutschland GmbH, ifeu Heidelberg GmbH, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, IZES gGmbH, MVV Energie AG (Projektkoordinator), Papendorf Software Engineering GmbH, Power PLUS Communications AG, Universität Duisburg-Essen

### 6.1.3 Projekt Smart Watts

Das Projekt „Smart Watts“ ([www.smartwatts.de](http://www.smartwatts.de)) möchte konsequent die Idee des „Internets der Energie“ umsetzen. Es wird das Ziel verfolgt intelligente Haushaltsgeräte zu entwickeln, die selbstständig ihren Strom dann beziehen, wenn dieser günstig zur Verfügung steht. Dabei ist es wichtig, dass der Komfort in keiner Weise beeinträchtigt wird. Dazu sollen die einzelnen intelligenten Stromzähler eines Haushalts zu einer Energiezentrale weiterentwickelt werden. Ebenso wird eine Steigerung der Effizienz mit Hinblick auf die Energienutzung angestrebt. Dazu werden detaillierte Informationen und neuartige Dienstleistungen angeboten.

- 97 Projektkonsortium: Forschungsinstitut für Rationalisierung (FIR) an der RWTH Aachen, Kellendonk Elektronik GmbH, PSI Büsing & Buchwald GmbH, Soptim AG, Stadtwerke Aachen AG, utilicount GmbH & Co. KG (Projektkoordinator)

### 6.1.4 Projekt RegModHarz

Das Projekt „Regenerative Modellregion Harz“ ([www.regmod-harz.de](http://www.regmod-harz.de)) fokussiert die Einbindung und Erschließung erneuerbarer Energien durch den Einsatz moderner IKT und die Entwicklung eines Virtuellen Kraftwerks. Bei der Realisierung sollen dabei sowohl technische als auch wirtschaftliche Kriterien berücksichtigt werden. Die Zielsetzung umfasst den Nachweis, dass eine stabile, zuverlässige und verbrauchernahe Versorgung mit elektrischer Energie gewährleistet werden kann, auch wenn ein hoher Anteil erneuerbarer Energien verwendet wird. **98**

Projektkonsortium: Cube Engineering GmbH, envia Mitteldeutsche Energie AG; envia Verteilnetz GmbH, E.ON Avacon AG, Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb und -automatisierung IFF, Halberstadtwerke GmbH, Harz Regenerativ Druiberg e.V., HSN Magdeburg GmbH, Universität Kassel IEE\_Rationelle Energiewandlung, in.power GmbH, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, Landkreis Harz, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, RegenerativKraftwerk Harz GmbH & Co KG, Siemens AG, Stadtwerke Blankenburg GmbH, Stadtwerke Wernigerode GmbH, Stadtwerke Quedlinburg GmbH, Vattenfall Europe Transmission GmbH **99**

### 6.1.5 Projekt E-DeMa

Das E-DeMa-Projekt ([www.e-dema.com](http://www.e-dema.com)) ist im Rhein-Ruhr-Gebiet angesiedelt und umfasst zwei verschiedenen Verteilnetze in ländlichen und städtischen Gebieten. Die daraus resultierende Versorgungsdichte führt zu speziellen technischen Herausforderungen, die durch eine intelligente IKT-Infrastruktur gelöst werden sollen. Diese Infrastruktur basiert auf bereits eingesetzten Smart Metern, mit dem Ziel einer Vernetzung in den Haushalten zur Steigerung der Energieeffizienz. Im Mittelpunkt stehen dabei die Entwicklung einer intelligenten Verbrauchssteuerung sowie eine zeitnahe Verbrauchsdatenerfassung und -bereitstellung. Ein weiteres Ziel ist die Optimierung der Netzbetriebsführung in dezentralen Verteilnetzen. **100**

Projektkonsortium: ef.ruhr GmbH, Miele & Cie. KG, Prosyst Software GmbH, RWE Energy AG (Projektkoordinator), Siemens AG, Stadtwerke Krefeld AG **101**

### 6.1.6 Projekt MeRegio

- 102** Der Einsatz der IKT soll im Projekt MeRegio (Minimum Emission Region ([www.meregio.de](http://www.meregio.de)) dazu genutzt werden- den CO<sub>2</sub>-Ausstoß zu minimieren und den Klimaschutz zu fördern. Um dieses Ziel zu erreichen, wird für den Raum Karlsruhe/Stuttgart eine „Minimum Emission“-Zertifizierung entwickelt. Somit ist es zusätzlich möglich, die Wirksamkeit regionaler Projekte in Bezug auf die Steigerung der Energieeffizienz und der Reduzierung der Treibhausgasemissionen nach außen hin sichtbar zu machen. Weitere Schwerpunkte liegen auf der Weiterentwicklung existierender Standards und Normen und der Integration neuester Onlinetechniken.
- 103** Projektkonsortium: ABB AG, EnBW Energie Baden-Württemberg AG (Projektkoordinator), IBM Deutschland GmbH, SAP AG, Systemplan GmbH, Universität Karlsruhe (TH)

## 7 Zusammenfassung und Ausblick

- 104** Zusammenfassend lässt sich sagen, dass das Smart Grid als Prozess hin zum Energienetz der Zukunft gravierende Änderungen mit sich bringen wird. Ein großer Anteil dieser Änderungen wird dabei die IKT in der Energiewirtschaft betreffen. Herausforderungen ergeben sich dabei vor allem mit Hinblick auf die Interoperabilität und somit auf das Problem der Integration innerhalb des dynamischen Energienetzes. Dadurch rücken weitere Querschnittsthemen wie etwa die Sicherheit, intelligentes Datenmanagement und die Kommunikation – im Allgemeinen und im Speziellen – in den Fokus des Wandels. Serviceorientierte Architekturen, welche zu einem hohen Maße standardkonform umgesetzt werden, bieten hierbei einen Ansatz, um den Herausforderungen zu begegnen. Die Standardkonformität stellt, unabhängig von der gewählten Architektur, ein zentrales Element des künftigen Smart Grid dar und ist für die Realisierung als essentiell zu sehen.
- 105** Die diversen, in diesem Beitrag aufgeführten nationalen und internationalen Programme und Projekte betrachten das Smart Grid aus verschiedenen Blickwinkeln und setzen daher unterschiedliche Schwerpunkte. Es werden dabei unter anderem regionale Märkte, virtuelle



Kraftwerke, selbstheilende Netze als auch steuerbare Anlagen und die Einbindung dezentraler Erzeuger fokussiert.

Auch zukünftig werden noch viele Projekte im Kontext Smart Grids durchgeführt werden. Bei diesen Projekten werden neue Aspekte des Smart Grid adressiert, wie zum Beispiel die Elektromobilität untersucht. National wurden bereits sieben Projekte mit eben diesem Schwerpunkt im Rahmen der Initiative „IKT für Elektromobilität“ initiiert. Diese Projekte sind eng mit den Modellregionen aus dem E-Energy-Programm verbunden.

**106**

## 8 Literatur

- [1] Buchholz, B. et al.: „Smart Distribution 2020“, VDE/ETG, 2008
- [2] Bundesministerium des Inneren, Nationale Strategie zum Schutz Kritischer Infrastrukturen (KRITIS – Strategie), 2009
- [3] Eckert, C.: IT-Sicherheit. Konzepte, Verfahren, Protokolle, 2008
- [4] Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm, Meseberg, 2007
- [5] Electric Power Research Institute, Update of the Profiling and Mapping of Intelligent Grid R&D Programs, Technical Report, 2008
- [6] European Commission, European Smart Grids Technology Platform, Strategic Research Agenda, 2007
- [7] European Commission, European Smart Grids Technology Platform, Vision and Strategy for Europe’s Electricity Networks of the Future, 2006
- [8] European Commission, Vision and Strategy of Europe’s Electricity Networks of the Future, European Commission, 2006, [www.smartgrids.eu](http://www.smartgrids.eu)
- [9] Federal Energy Regulatory Commission, National Assessment of Demand Response Potential, 2009

- [10] Fetsch, M. et al.: „Einführung von Netzinformationssystemen in EVU“, EuroHeat&Power 37 Jhg., 2009, No. 9
- [11] Galjee, M.: „Mehr Vertrauen in den Markt“, BWK Bd. 60, 2008
- [12] Grüning, F.: Datenqualitätsmanagement für Unternehmen der Energiewirtschaft, Dissertation, 2009
- [13] Günther, E.: IEC Standardization „Smart Grid“, Survey prepared for IEC SMB SG 3 „Smart Grid“, 2009
- [14] Hasselbring, W.: „Enterprise Application Integration“, Spektrum Akademischer Verlag, 2005
- [15] Hauser, C.H. et al.: A Failure to Communicate, IEEE Power & Energy magazine, march/april 2005
- [16] IEC, IEC 62357-TR Ed. 1: Power system control and associated communications – Reference architecture, 2003
- [17] IEEE Standard Computer Dictionary: A Compilation of IEEE Standard Computer Glossaries. 1990
- [18] Microsoft, Microsoft Power and Utilities, Smart Energy Reference Architecture, 2009
- [19] NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards Release 1.0, Office of the National Coordinator for Smart Grid Interoperability, 2009
- [20] Wawer, T.: „Konzepte für ein nationales Engpassmanagement im deutschen Übertragungsnetz“, ZfE 31, 2007
- [21] Schmedes, T.: Entwurf service-orientierter Architekturen für das dezentrale Energiemanagement. In (Spath, D.; Weisbecker, A.; Höß, O.; Drawehn, J. Hrsg.): Science Meets Business – Stuttgarter Softwaretechnik Forum 2007, Fraunhofer IRB Verlag, 2007
- [22] Uslar, M. et al.: Untersuchung des Normungsumfeldes e-Energy, 2009, [www.energie-info.de](http://www.energie-info.de)