

HINTERGRUNDPAPIER

Stromnetze in Deutschland: Das System, die Netzbetreiber und die Netzentgelte

Eine umfassende Einführung

Dr. Eva Schmid, Hendrik Zimmermann, Andrea Wiesholzer

Zusammenfassung

Dieses Hintergrundpapier ist eine praxisorientierte Einführung in das Thema Stromnetze. Es zielt darauf ab, die Debatte um die Notwendigkeit des Umbaus und Ausbaus des Stromnetzes im Rahmen der Energiewende einem breiteren Publikum zugänglich zu machen.

Zunächst widmet sich das erste Kapitel grundsätzlichen Informationen über das System Stromnetze, gegliedert in Technik, Markt und Rechtsrahmen. Das zweite Kapitel geht auf die Akteure im Stromnetz ein und skizziert insbesondere die Aufgaben und Markttrollen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sowie der Verteilnetzbetreiber (VNB). Da Stromnetze ein natürliches Monopol darstellen ist das Wirtschaften der Netzbetreiber staatlich reguliert. Das bedeutet, dass die Einnahmen sowie Gewinnmargen der ÜNB und VNB über die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) geregelt sind. Dieses komplexe System wird im dritten Kapitel erläutert.

Impressum

AutorInnen:

Dr. Eva Schmid, Hendrik Zimmermann, Andrea Wiesholzer

Herausgeber:

Germanwatch e.V.

Büro Bonn:

Dr. Werner-Schuster-Haus

Kaiserstr. 201

D-53113 Bonn

Telefon +49 (0)228 / 60 492-0, Fax -19

Büro Berlin:

Stresemannstr. 72

D-10963 Berlin

Telefon +49 (0)30 / 28 88 356-0, Fax -1

Internet: www.germanwatch.org

E-Mail: info@germanwatch.org

01/2019

Bestellnr: 19-3-01

Diese Publikation kann im Internet abgerufen werden unter:

www.germanwatch.org/de/16122



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Renewables
Grid Initiative



Mit finanzieller Unterstützung des Bundesministeriums für Bildung und Forschung und der Renewables Grid Initiative Für den Inhalt ist alleine Germanwatch verantwortlich.

Inhalt

| | |
|--|-----------|
| Abkürzungsverzeichnis | 4 |
| 1 Das System: Technik, Markt und Rechtsrahmen | 6 |
| 1.1 Technische Merkmale..... | 7 |
| 1.1.1 Übertragungsnetz..... | 7 |
| 1.1.2 Verteilnetze..... | 9 |
| 1.2 Der Europäische Strommarkt..... | 10 |
| 1.3 Rechtsrahmen..... | 12 |
| 2 Die operativen Akteure: Netzbetreiber | 15 |
| 2.1 Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)..... | 15 |
| 2.1.1 Marktakteure..... | 15 |
| 2.1.2 Systemdienstleistungen..... | 16 |
| 2.1.3 Ausbau der Übertragungsnetze..... | 26 |
| 2.1.4 EEG-Treuhänder..... | 28 |
| 2.2 Verteilnetzbetreiber (VNB)..... | 30 |
| 2.2.1 Marktakteure..... | 30 |
| 2.2.2 Systemdienstleistungen..... | 35 |
| 2.2.3 Marktkommunikator und Datendrehscheibe..... | 35 |
| 2.2.4 Abwicklung des EEG-Ausgleichs bei Eigenversorgung..... | 37 |
| 3 Die Einnahmenseite: Netzentgelte | 38 |
| 3.1 Die Anreizregulierung..... | 39 |
| 3.2 Prozess der Anreizregulierung..... | 40 |
| 3.3 Netzentgeltkalkulation..... | 42 |
| Abbildungsverzeichnis | 46 |
| Referenzen | 47 |

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|------------|--|
| ACER | Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden |
| ARegV | Anreizregulierungsverordnung |
| AusglMechV | Ausgleichsmechanismusverordnung |
| BBPIG | Bundesbedarfsplangesetz |
| BIKO | Bilanzkreiskoordinator |
| BKV | Bilanzkreisverantwortlicher |
| BMWi | Bundesministerium für Wirtschaft und Energie |
| BNetzA | Bundesnetzagentur |
| EEG | Erneuerbare-Energien-Gesetz |
| EEX | European Energy Exchange |
| EinsMan | Einspeisemanagement |
| ENTSO-E | Europäischen Bund der Übertragungsnetzbetreiber für Strom |
| EPEX | European Power Exchange |
| EnWG | Energiewirtschaftsgesetz |
| GPKE | Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität |
| HGÜ | Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung |
| Hz | Hertz |
| kV | Kilovolt |
| kW | Kilowatt |
| kW/h | Kilowattstunde |
| KAV | Konzessionsabgabenverordnung |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |
| KWKG | Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz |
| MaBiS | Marktprozesse für die Bilanzkreisabrechnung |
| MsBG | Messstellenbetriebsgesetz |
| NEP | Netzentwicklungsplan |
| NetzResV | Netzreserveverordnung |
| OTC | Over-The-Counter (Vertrag) |
| PCI | Project of Common Interest |
| PRL | Primärregelleistung |

| | |
|----------|------------------------------------|
| PV | Photovoltaik |
| SRL | Sekundärregelleistung |
| StromNEV | Stromnetzentgeltverordnung |
| StromNZV | Stromnetzzugangsverordnung |
| TEN-E | Trans-European Networks for Energy |
| ÜNB | Übertragungsnetzbetreiber |
| VNB | Verteilnetzbetreiber |
| WIM | Wechselprozesse im Messwesen |
| V | Volt |
| VV | Verbändevereinbarung |

1 Das System: Technik, Markt und Rechtsrahmen

Der Begriff Stromnetz bezeichnet den Zusammenschluss von Stromerzeugern und Stromverbrauchern mittels elektrischer Leitungen. Damit das elektrische System stabil ist, muss zu jedem Zeitpunkt und an jedem geographischen Ort das Angebot genau der Nachfrage entsprechen. Das über ganz Europa hinweg verbundene Stromnetz hat sich im Laufe der letzten 100 Jahre entwickelt. Der geographische Zuschnitt, sowie die Art und Weise, wie es heute betrieben wird, müssen daher im historischen Zusammenhang verstanden werden. Stromnetze haben eine sehr lange technische Lebenszeit von teils mehr als 50 Jahren und stellen daher eine sich nur sehr langsam wandelnde Infrastruktur dar.

Im Zeitalter der Großkraftwerke hatten die Stromnetze primär die Funktion die erzeugten großen Strommengen abzutransportieren und über immer weiter verästelte Netzstrukturen an die Endkunden zu verteilen. Daher spricht man auch von einem Übertragungsnetz, welches große Mengen von Strom von einem Ort zu einem relativ weit entfernten anderen Ort mit Höchstspannung überträgt, und dem Verteilnetz, welches den Strom dann verästelt über die verschiedenen Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze zu den Endkunden verteilt. Es gilt der physikalische Grundsatz: je höher die Spannung, desto kleiner sind die Transportverluste.

Abbildung 1 veranschaulicht die verschiedenen Spannungsebenen und die jeweils angeschlossenen typischen Stromerzeuger und Stromverbraucher. Die Spannungsebenen sind jeweils über Umspannwerke miteinander verbunden. Die verschiedenfarbigen Pfeile verdeutlichen, dass die traditionellen Stromflüsse, auch Lastflüsse genannt, hierarchisch von oben nach unten führten. Mit der Energiewende und der damit einhergehenden Transformation des Stromsystems hin zu erneuerbaren Energien ändern sich die Stromerzeuger grundlegend: Strom aus erneuerbaren Energien war im Jahr 2017 zu 95% auf den Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebenen angeschlossen (vgl. BMWi, 2018a). Daher kehrt sich die Richtung der Stromflüsse um, wenn auf den unteren Spannungsebenen mit Wind- und Solaranlagen mehr Strom erzeugt wird als vor Ort verbraucht wird. Die Richtung und Intensität der Stromflüsse sind mit der Zunahme von erneuerbaren Energien also wetterabhängig. Außerdem ändern sich die Zentren der Erzeugung: Strom aus erneuerbaren Energien wird vornehmlich in anderen Regionen erzeugt als dort, wo bislang die thermischen Kraftwerke stehen. Zuletzt ist Strom aus erneuerbaren Quellen im Gegensatz zu Strom aus thermischen Kraftwerken nur begrenzt regelbar.

Mit dem auch zukünftig immer weiter fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien und den zunehmenden Verknüpfungen des Stromsystems mit den Sektoren Wärme und Verkehr ändern sich die räumlichen und zeitlichen Muster der Stromflüsse. Damit wird das System Stromnetz im Zuge der Dekarbonisierung des deutschen und europäischen Energiesystems vor völlig neue Anforderungen gestellt. Um diesen gerecht zu werden und auch in mittel- und langfristiger Zukunft ein sicheres und volkswirtschaftlich effizientes Stromnetz zu betreiben, ist es daher erforderlich den räumlichen Zuschnitt der Stromnetze umzubauen, sowie die Art und Weise wie sie betrieben werden zu verändern.

Eine optimale Neuausrichtung des Stromnetzes ist unter anderem davon abhängig, wo zukünftig wie viel Kapazität erneuerbarer Stromerzeuger angeschlossen werden und wie deren zeitliche Einspeisung im Vergleich zum lokalen bzw. regionalen Stromverbrauch ist. Auch der lokale bzw. regionale Strombedarf kann grundsätzlich flexibilisiert und der volatilen erneuerbaren Erzeugung angepasst werden. Dieses Konzept repräsentiert jedoch einen Bruch mit der bislang dominanten Gepflogenheit die Stromerzeugung strikt an den Bedarf anzupassen. Bevor die Debatte um eine

optimale Neuausrichtung in Kapitel 4 wieder aufgegriffen wird widmen sich die folgenden Abschnitte Grundsätzlichem zu Technik, Markt und Rechtsrahmen im System Stromnetz.

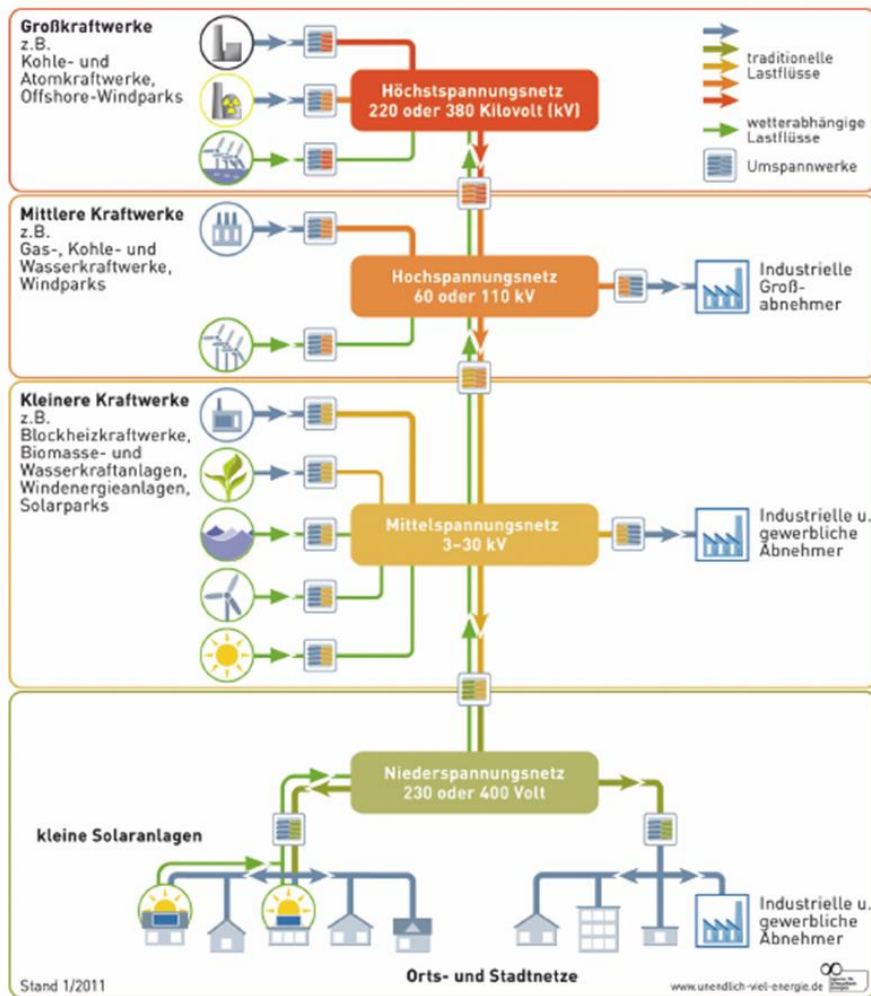


Abbildung 1. Stromnetzstruktur in Deutschland. Quelle: Agentur für Erneuerbare Energien (2011) in Bräuninger et al. (2014, S.11).

1.1 Technische Merkmale

1.1.1 Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetz wird auf Höchstspannungsebene, d.h. mit 220 oder 380 Kilovolt (kV) betrieben; die gesamte Stromkreislänge der Übertragungsnetzbetreiber betrug im Jahr 2017 37.489 km (BNetzA, 2018a, Tabelle 3). Wie bereits angesprochen ist es aufgrund der Höchstspannung in der Lage, sehr große Strommengen verlustarm über weite Distanzen zu transportieren. Daher werden die Übertragungsleitungen in Anlehnung an das Verkehrssystem auch als "Stromautobahnen" bezeichnet. Diese übertragen Strom von großen Erzeugern wie thermischen Kraftwerken (Kohle- und Atomkraftwerken) und Windparks auf See überregional zu nachgelagerten Verteilnetzen.

Aus technischer Sicht besteht das Übertragungsnetz aus den sogenannten Betriebsmitteln, das heißt Freileitungen oder Kabeln, Umspannwerken (welche mit Transformatoren ausgestattet sind), Schaltern und Strommasten (vgl. Beck & Springmann, 2013). Darüber hinaus verfügt es über

Schutztechnik (z.B. Sicherungen und Leistungsschalter), welche unter anderem zur Einhaltung der Planungsregel "n-1-Sicherheit" dient. Diese Grundregel für einen sicheren Netzbetrieb besagt, dass der Ausfall oder das Abschalten einer Netzkomponente (z.B. Transformator, Leitung, Kraftwerk) nicht zu einer Ausweitung der Störung oder gar zu einem Blackout führen darf (vgl. BMWi, 2014b, S.63). Die Planungsregel lautet, dass ein Stromnetz mit n Komponenten auch mit einer Komponente weniger, also n minus 1, noch sicher zu betreiben sein muss. Dies erfordert zwar Redundanzen, das heißt Netzelemente sind mehrfach vorhanden, aber sorgt dafür, dass nur das extrem unwahrscheinliche, zeitgleiche Zusammentreffen mehrerer Störungen im Übertragungsnetz zu einer Unterbrechung in der Stromversorgung führen kann. Im Zuge der aktuellen Diskussion unter dem Schlagwort "Netze besser nutzen" wird überlegt, inwiefern die Digitalisierung dazu beitragen könnte, dass die n-1 Regel zukünftig nicht mehr notwendig wäre. Die Idee ist mittels automatischer Systemführung ein sicherer Betrieb des Stromnetzes auch mit weniger Redundanzen zu ermöglichen (Agora Energiewende & Energynautics, 2018). Die Diskussion ist jedoch umstritten.

Das deutsche Übertragungsnetz ist an den Grenzkuppelstellen, auch Interkonnektoren genannt, mit den Übertragungsnetzen der Nachbarländer verbunden. Tatsächlich ist das gesamte europäische Stromnetz miteinander verbunden und synchronisiert, man spricht daher vom Europäischen Verbundnetz. Die Synchronisation bezieht sich auf die Frequenz, die überall in der Bandbreite von 49,8 bis 50,2 Hertz (Hz) gehalten werden muss, siehe Abschnitt 2.1.2.1. Die Frequenz ist dann stabil um die 50 Hertz herum, wenn die physische Erzeugung und der physische Verbrauch an jedem Ort im Stromnetz deckungsgleich sind. Der Strom im europäischen Stromnetz verteilt sich nach den Regeln der Physik, formuliert in den Kirchhoff Gesetzen. Diese besagen, in einfachen Worten, dass Strom sich in einem vernetzten (auch vermascht genannten) System seinen Weg von A nach B nicht nur über den direkten Weg sucht, sondern immer über alle möglichen Wege von A nach B aufteilt. Und wenn der direkte Weg durch physische Engpässe blockiert ist (weil nicht genügend Übertragungsnetzkapazität zur Verfügung steht), fließt umso mehr Strom über indirekte Wege. Dieses Phänomen ist unter den Namen ungeplante Stromflüsse oder auch Ringflüsse in ganz Europa bekannt geworden. Wegen des starken Zubaus von Windenergie in Norddeutschland kam und kommt es bei hoher Windeinspeisung wegen der strukturellen Nord-Süd Engpässe in Deutschland immer häufiger zu ungeplanten Stromflüssen durch die Nachbarländer, siehe Abbildung 2. Diese stellen vor allem für die Nachbarländer Belgien und Polen ein Problem dar, weil sie das dortige Stromnetz blockieren und die Betriebsführung der dortigen Systeme beeinträchtigen.

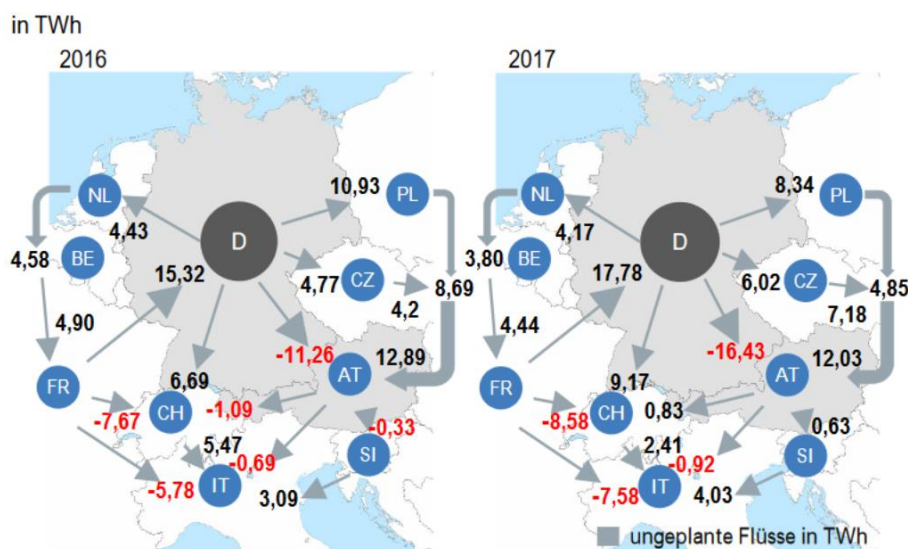


Abbildung 2. Ungeplante Stromflüsse in TWh zwischen Deutschland und seinen europäischen Nachbarländern im Jahr 2016 (links) und 2017 (rechts). Rote Zahlen spiegeln ein physikalisches Defizit (Handel > Physik), schwarze Zahlen ein Handelsdefizit (Physik > Handel) wieder. Quelle: Abbildung 91 in BNetzA (2018a).

Um den im Zuge der Energiewende entstehenden Herausforderungen beizukommen wird einerseits daran gearbeitet Betriebsmittel technisch weiterzuentwickeln, und andererseits den Einsatz der Betriebsmittel zu optimieren. Diese verschiedenen Entwicklungen kommen alle mit spezifischen Vor- und Nachteilen, die es abzuwägen gilt. Zum Beispiel wird bei den drei großen deutschen Nord-Süd Projekten Ultranet, SüdLink und Südostlink der Einsatz von Hochspannungsgleichstrom-Übertragungstechnik (HGÜ) geplant. Vorteile dieser Technik sind, dass große Strommengen über weite Strecken sehr verlustarm von Punkt zu Punkt transportiert werden können, und zudem die Stromflüsse von den Konverterstationen am Anfang und Ende der Gleichstromleitung beeinflusst, das heißt, geleitet werden können. Diese HGÜ-Leitungen stellen also ein effektives Betriebsmittel dar, um die Ringflüsse durch die europäischen Nachbarstaaten zu begrenzen. Ein Nachteil der HGÜ-Technologie sind die hohen Kosten der Konverterstationen, die notwendig sind um den im europäischen Verbundsystem üblichen Wechselstrom in Gleichstrom umzurichten. Man sagt, dass HGÜ-Leitungen erst ab ca. 400km Punkt-zu-Punkt Distanz volkswirtschaftlich sinnvoll sind. Eine weitere technische Weiterentwicklung ist die in Deutschland zunehmen geplante Erdverkabelung von Höchstspannungsleitungen, sowohl für Wechselstrom- als auch für Gleichstromleitungen. Diese vermindert zwar den optischen Eingriff in die Landschaft, stellt dafür aber einen vergleichsweise wesentlich stärkeren Eingriff in den Boden dar.

Neben dem mittel- und langfristigen Ausbau von Übertragungsnetzkapazitäten wird auch daran gearbeitet, die Aufnahmefähigkeit der existierenden Netze in der kurzen und mittleren Frist zu optimieren. Hierzu gibt es eine Reihe von Möglichkeiten (Agora Energiewende & Energynautics, 2018), von denen manche mehr und manche weniger ausgereift sind. Zum Beispiel sind Hochtemperaturleiterseile, Freileitungsmonitoring, der netzdienlichen Einsatz von Speichern und Lastflusststeuerung mit Phasenschiebertransformatoren bereits technisch ausgereift und müssen "nur noch" im größeren Stil eingesetzt werden. Dagegen sind andere Lösungen wie Online-Assistenzsysteme für die Netzleitstelle, Automatisierung der Systemführung und die bereits angesprochene Weiterentwicklung des n-1 Kriteriums eher noch in frühen Entwicklungsstadien.

1.1.2 Verteilnetze

Die Verteilnetze werden mit verschiedenen Spannungen betrieben. So gibt es das Hochspannungsnetz mit einer Spannung von 100 bis 110 kV, das Mittelspannungsnetz, welches mit einer Spannung von bis zu 75 kV betrieben werden kann (meist jedoch zwischen 10 und 30 kV) und schließlich das Niederspannungsnetz, das lediglich eine Spannung von 230 bis 1000 Volt (V) aufweist (vgl. Bräuninger et al., 2014). Die Stromkreislänge im Verteilnetz summierte sich im Jahr 2017 auf 94.480 km Hochspannung, 520.010 Mittelspannung und 1.193.628 km Niederspannung (BNetzA, 2018; Tabelle 3) Insgesamt kommen die Verteilnetze in Deutschland so auf eine Gesamtstrecke von 1,8 Millionen km.

Die Verteilnetze dienen, wie der Name suggeriert, historisch gesehen der Verteilung von elektrischem Strom innerhalb einer begrenzten Region. Im Jahr 2017 waren 95% der installierten Leistung aus erneuerbaren Energien an die Verteilnetze angeschlossen (BMWi, 2018a). Das bedeutet, es wird mit der zunehmenden Installation von erneuerbaren Energien aus den Verteilnetzen nicht nur Strom entnommen, sondern auch eingespeist. Das Hochspannungsnetz ist ein Verteilnetz mit Übertragungsnetz-ähnlichem Charakter, welches zur regionalen, eher weiträumigen Verteilung von Strom dient. Hieran sind große Industriebetriebe als Stromabnehmer angeschlossen. Auf dieser Ebene speisen große erneuerbare Energien Anlagen in das Netz ein, insbesondere Windräder auf Land, sowie mittlere fossile Kraftwerke sowie Wasserkraftwerke. Das Mittelspannungsnetz wird zur Stromverteilung in schon begrenzteren Gebieten, z.B. Stadtteilen, genutzt. Hier sind kleiner dimensionierte erneuerbare Energien Anlagen sowie Kraftwärmekopplungs- Anlagen (KWK) (beides Einspeisung) und Industriebetriebe (Entnahme) angesiedelt. Auf unterster Spannungsbe-

ne findet der Strom dann über Verteilnetze in den jeweiligen Straßenzügen seinen Weg zu den Haushalten und gewerblichen Endkunden; aber auch hier speisen inzwischen z. B. Solaranlagen auf dem Dach Strom ein (vgl. BMWi, 2014a; vgl. dena 2012).

Mittel- und Niederspannungsnetze zeichnen sich dadurch aus, dass sie besonders eng miteinander vernetzt, das heißt "vermascht" sind, was auch ohne die explizite Einhaltung des n-1-Kriteriums eine hohe Stabilität der Netze gewährleistet. Auf Hochspannungsebene besteht jedoch wie beim Übertragungsnetz eine Pflicht zur Gewährleistung der n-1-Sicherheit.

Auch die Verteilnetze bestehen zunächst erst einmal aus den eingesetzten Betriebsmitteln Strommasten, Freileitungen und Erdkabeln, Transformatoren, Schaltern und Steuereinheiten, sowie Schutztechnik (vgl. BMWi, 2014a; vgl. dena 2012). Insbesondere in städtischen Räumen kommen in Deutschland vor allem Erdkabel zum Einsatz. Darüber hinaus gehören zum Verteilnetz auch Zählpunkte und Messwertumformer, Feldkommunikationsnetze und Netzautomationsmittel (vgl. Schäffler et al., 2012). Aber auch hier kommen neue Betriebsmittel zum Einsatz. Dabei geht es insbesondere um Smart Grid Technologien, wie z.B. intelligente Spannungsregler, aber auch immer mehr um intelligente Kommunikationstechnologien (vgl. Clemens & Ohrem, 2016). Der Smart Meter Rollout wird, wie nach dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) geplant in den nächsten Jahre stattfinden, wobei erstmal nur Verbraucher ab 6000kWh betroffen sind (BMWi, 2018b). Regelbare Ortsnetztransformatoren sind zum Beispiel eine weit verbreitete Technologie. Außerdem spielen perspektivisch Speichertechnologien eine immer wichtigere Rolle, wie zum Beispiel Batterien, die Systemdienstleistungen erbringen können (Abschnitt 2.1.2).

1.2 Der Europäische Strommarkt

Die Funktionsweise des europäischen Strommarkts wurde im Laufe der letzten zwei Dekaden einem fundamentalen Wandel unterzogen. Früher wurden die für die sichere Betriebsführung notwendigen Informationen intern in den vertikal integrierten Unternehmen (also solche, die vom Abbau der Rohstoffe wie Kohle über die Verbrennung in Kraftwerken bis zur Lieferung des Stromes an den Endkunden alle Prozesse ausgeführt haben) weitergegeben. Stromhandel und die Einspeisung von Strom ins Netz durch andere Akteure war nicht möglich. Mit der europaweiten Liberalisierung der Strommärkte ist man dazu übergegangen, die für die Steuerung des Systems wesentlichen Informationen über Stromerzeugung und Stromverbrauch mittels Marktmechanismen zu verarbeiten. Das bedeutet, dass Angebot und Nachfrage am Markt über Preise miteinander in Einklang gebracht werden. Für die Liberalisierung war die sogenannte "Entflechtung" von Unternehmen die Stromerzeugung und Stromtransport als Geschäftsmodell haben notwendig. Das bedeutet, beide Aufgaben müssen inzwischen von unterschiedlichen, getrennten Unternehmen erfüllt werden, nicht mehr von vertikal integrierten Unternehmen. Die Motivation für die Entflechtung (auf Englisch Unbundling genannt) ist, dass Unternehmen die im liberalisierten Strommarkt sowohl Erzeugungskapazitäten als auch Stromnetze betreiben Marktmacht ausüben könnten und die Preise zu ihren Gunsten verzerren könnten, was wettbewerbsrechtlich verboten ist.

Die grundlegende Funktionsweise des Strommarktes ist seit der Liberalisierung wie folgt: Erzeuger bieten auf einer Handelsplattform die Produktion von Strom zu einem bestimmten Preis, der im Regelfall ihren jeweiligen variablen Betriebskosten entspricht. Die Angebote für die Produktion von Strom werden vom Handelsplattformbetreiber aufsteigend sortiert (das ergibt die sogenannte "Merit Order"). Die Angebote werden abgerufen bis die jeweils bei der Handelsplattform eingegangene Nachfrage gesättigt ist. Das höchste angenommene Angebot zur Produktion kommt dann vom sogenannten "Grenzkraftwerk" und stellt den letztendlich in der Gebotsrunde zustande kommenden Strompreis dar. Zu diesem Strompreis werden dann alle Handelsgeschäfte der Gebotsrunde getätigt. Das bedeutet, dass die Produzenten mit besonders geringen Kosten (also weit

links in der Merit Order) eine hohe Marge erwirtschaften, von der sie ihre Fixkosten decken können. Der in einer Preiszone zustande kommende Strompreis gibt ein Signal über die Knappheit des Stroms. Je höher die Nachfrage im Vergleich zum Angebot ist, desto teurere Kraftwerke bekommen Zuschläge auf ihre Angebote und desto höher wird der Strompreis. Die variablen erneuerbaren Energien Sonne und Wind haben so gut wie keine variablen Betriebskosten und sind damit in der Merit Order immer ganz vorne. Je mehr Einspeisung von Wind- und Solarenergie in einer Preiszone stattfindet, desto geringer ist dem Mechanismus zufolge der Strompreis der in dieser Zone zustande kommt. Das bedeutet gleichzeitig, dass der Marktwert, den Solar- und Windstrom erzielen kann, immer geringer wird je höher die Penetration von Solar- und Windstrom in den jeweiligen Marktregionen ist (Hirth, 2013). Das Problem lässt sich durch eine höhere zeitliche und räumliche Flexibilisierung des Stromsystems lösen, dann würde der Marktwert von Solar- und Windstrom nicht mehr in diesem Maße am Zeitpunkt der Erzeugung hängen.

Es gibt eine Reihe unterschiedlicher Handelsplattform, die jeweils unterschiedliche Nutzen für die handelnden Akteure und das Stromsystem haben. Der langfristige Stromhandel (Lieferungen, die eine Woche bis zu 6 Jahre in der Zukunft liegen) findet am Terminmarkt statt. Dieser wird entweder an der Leipziger Strombörse (EEX, European Energy Exchange) gehandelt oder als bilateraler, sogenannter Over-The-Counter (OTC) Vertrag ausgeführt. Der kurzfristige Stromhandel findet am Spotmarkt statt, der auf der Pariser (EPEX, European Power Exchange) Strombörse ausgeführt wird. Der Spotmarkt besteht aus zwei Teilmärkten, dem Day-Ahead-Markt, auf dem die Gebote für den nächsten Tag bis 12:00h eingegangen sein müssen, und dem Intraday Markt, welcher kontinuierlich Lieferverträge mit einem Vorlauf von mindestens 45 Minuten handelt; die Lieferzeitfenster reichen von viertelstündlichen bis stündlichen Blöcken.



Abbildung 3. Preiszonen im Europäischen Strommarkt. Quelle: Abbildung 1 in ENTSO-E (2018).

Über den europäischen Strommarkt gibt es natürlich auch die Möglichkeit, dass Akteure aus verschiedenen Preiszonen miteinander handeln. Abbildung 3 zeigt den Zuschnitt der Preiszonen in Deutschland, der in den meisten Fällen mit den Ländergrenzen identisch ist. Ist in Deutschland beispielsweise der Preis zu einem Zeitpunkt höher als in Frankreich, so kann günstigerer Strom aus Frankreich eingekauft und über das Übertragungsnetz nach Deutschland importiert werden. Grundsätzlich wird dies passieren, bis die Strompreise in beiden Preiszonen gleich sind. Über das europäische Übertragungsnetz werden die auf der Börse ausgehandelten Stromlieferungen dann physisch transportiert. Wenn die Kapazität des Übertragungsnetzes nicht ausreicht um die Strommengen zu transportieren, die auf den Plattformen gehandelt worden sind, spricht man von sogenannten Engpässen. Engpässe können temporär oder strukturell sein. Wenn sie strukturell sind, also immer wieder auftreten,

gibt es Handlungsbedarf. Technische Lösungen sind der Ausbau zusätzlicher Stromnetzkapazitäten und die Erhöhung der Kapazität bestehender Stromnetze. Eine marktliche Lösung ist es, Preiszonen zu trennen. Zum Beispiel wird ab dem 1. Oktober 2018 die gemeinsame Preiszone Deutschland und Österreich getrennt und eine Engpassbewirtschaftung eingeführt, die eine maximale Handelskapazität von 4,9 GW vorsieht (BNetzA, 2017a). In der Vergangenheit war es wegen des uneingeschränkten Handels trotz physischer Engpässe immer wieder zu Situationen gekommen, in denen dort Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit erforderlich wurden, sowie der Handel mit anderen Nachbarländern eingeschränkt wurde.

Die deutschen Stromnetze sind also sowohl physisch als auch handelstechnisch zentral im paneuropäischen Stromnetz eingebettet. Wenn man über die Konfiguration des deutschen Stromnetzes nachdenkt, muss man daher auch immer Europa als Ganzes im Blick haben. Eine treibende Idee ist es hier innerhalb Europas, die Potenziale für erneuerbare Energien dort auszuschöpfen, wo sie am besten und damit am wirtschaftlichsten sind (Windenergie z.B. in Großbritannien, Irland und im Baltikum bzw. Nord- und Ostsee, sowie Solarenergie z.B. in Spanien, Italien und Griechenland), und dann das europäische Stromnetz so auszubauen, dass der Strom zu den großen Nachfragezentren übertragen werden kann. Die Idee, das europäische Strom- und Energiesystem gemeinsam zu optimieren, ist auch unter dem Schlagwort "Energieunion" (Energy Union) eine wichtige europäische Strategie mit, unter anderen, den Handlungsfeldern barrierefreie europäische Märkte sowie der Transformation des Energiesystems mittels Dekarbonisierung, Innovation und Energieeffizienz (Europäische Kommission, 2015).

1.3 Rechtsrahmen

Das für den deutschen Stromsektor maßgebliche Gesetz ist das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in der Neufassung vom 7. Juli 2005; die ursprüngliche Fassung stammte bereits aus dem Jahr 1935. Das EnWG setzt die Richtlinien des Europäischen Parlaments und des Rats bezüglich der Schaffung eines uneingeschränkten Elektrizitätsbinnenmarktes um. Maßgeblich waren hier die Novellierungen von 1998 (Umsetzung der Richtlinie 96/92/EG), von 2005 (Umsetzung der Richtlinie 2003/54/EG), sowie die Novellierung von 2011 (Umsetzung der Richtlinie 2009/72/EG). Jede dieser Novellierungen stellt eine Eskalationsstufe auf der Schaffung eines liberalisierten, am besten engpassfreien Elektrizitätsbinnenmarktes dar, das Leitbild der europäischen Institutionen.

Der wichtigste Aspekt der EnWG-Novellierung von 1998 war das Verbot der Demarkationsverträge, welche das Gebietsmonopol der vertikal integrierten Stromversorgungsunternehmen auflöste und damit Wettbewerb ermöglichte. Die vertikal integrierten Unternehmen mussten fortan einen diskriminierungsfreien Netzzugang dritter Stromanbieter gewähren. Das Gebietsmonopol für den Netzbetrieb blieb aber bestehen. Die vertikal integrierten Unternehmen mussten eine buchhalterische Entflechtung umsetzen, das heißt getrennte Konten für Erzeugung, Übertragung und Verteilung. Um den Netzzugang zu regeln, bediente sich Deutschland als einziger Mitgliedsstaat dem Modell des verhandelten Netzzugangs, alle anderen wählten den regulierten Netzzugang (Becker, 2011). Der wesentliche Unterschied besteht darin, dass im verhandelten Netzzugang die relevanten Verbände eine Regelung aushandeln, während beim regulierten Netzzugang eine Regulierungsbehörde geschaffen wird, die dann jährlich (je nach Regulierungsmodell unterschiedliche) Kennzahlen wie Erlöse und Entgelte genehmigt. Die Verhandlungen wurden in Form von drei Verbändevereinbarungen (V V) für Strom umgesetzt, involviert waren hier der BDI¹, VIK² und VDEW³

¹ Bundesverband der deutschen Industrie e.V. (BDI)

² Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK)

³ Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. (VDEW), ging 2007 im Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) auf.

(Verbändevereinbarung I in 1998), sowie zusätzlich der DVG⁴, ARE⁵ und VKU⁶ (Verbändevereinbarung II in 1999), bzw. der VDN⁷ statt des DVG (Verbändevereinbarung II+ in 2001). Die VV1 (Volltitel: Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten) spezifizierte ein von der Entfernung des Ein- und Ausspeisepunktes abhängiges Durchleitungsentgelt, welches einen hohen Verwaltungsaufwand nach sich zog. In der VV2 (Volltitel: Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie) wurde die Durchleitung zur Netznutzung. Außerdem wurden unter anderem ein vereinfachtes Verfahren mit repräsentativen Lastprofilen für Kleinverbraucher und die Ermittlung von Netznutzungsentgelten in Bilanzkreisen eingeführt. Bilanzkreise sind die kleinste Einheit der Bilanzierung und stellen ein virtuelles Energiemengenkonto dar, welches der Ordnung des Strommarktes dient und Über- und Unterproduktion verhindern soll. In der VV2+ (Volltitel: Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung) wurden das sogenannte Vergleichsmarktkonzept und der Gleichzeitigkeitsgrad zur Ermittlung des Netznutzungsentgelts eingeführt. Viele der damals eingeführten Aspekte sind heute noch aktiv, wie sich in Kapitel 3 zeigen wird.

In der europäischen Richtlinie 2003/54/EG wurde festgestellt, dass die identifizierten Haupthindernisse für einen voll funktionsfähigen und wettbewerbsorientierten Binnenmarkt nach wie vor der Netzzugang, die Tarifierung und unterschiedliche Marktöffnungen in den Mitgliedstaaten waren. Der Netzzugang müsse nichtdiskriminierend, transparent und zu angemessenen Preisen gewährleistet werden, sowohl zum Übertragungs- als auch zum Verteilnetz. Um den effizienten und nichtdiskriminierenden Netzzugang zu gewährleisten, verlangte die Richtlinie, dass Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber zukünftig von unabhängigen Rechtspersonen geführt werden, was weit über die bereits davor vorgeschriebene buchhalterische Entflechtung hinaus ging. Zudem mussten Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen fortan unabhängige Managementstrukturen haben. Kleine Verteilnetzunternehmen wurden von der Entflechtung ausgenommen, um sie nicht finanziell und administrativ unverhältnismäßig stark zu belasten. Weiterhin war die Schaffung einer nationalen Regulierungsbehörde, welche vollkommen unabhängig von den Interessen der Elektrizitätswirtschaft ist, ein wichtiger Bestandteil der Richtlinie. Mit der Novellierung des EnWG im Jahr 2005 wurde diesen Ansprüchen Rechnung getragen.

§54 EnWG legt fest, dass die im Gesetz geregelten Aufgaben der Regulierungsbehörde die Bundesnetzagentur (BNetzA) wahrnimmt, bzw. nach Maßgabe des Absatzes 2 die Landesregulierungsbehörden (betrifft im wesentlichen Verteilnetzbetreiber mit weniger als 100.000 Kunden die innerhalb von den Grenzen einzelner Bundesländer tätig sind). Das Motiv für die Verteilung der Aufgaben an Landesregulierungsbehörden war, insbesondere die Last eventueller gerichtlicher Klärungen nicht auf ein einzelnes zuständiges Gericht zu konzentrieren, sondern auf viele zu verteilen. Die Bundesländer Berlin, Brandenburg, Bremen, Schleswig-Holstein und Thüringen haben allerdings die Aufgaben der Landesregulierungsbehörde per Organleihe an die BNetzA übertragen. Die BNetzA hat als wesentliche Aufgaben die Kontrolle und Regulierung der Netznutzungsentgelte (siehe Kapitel 3), die Schaffung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs, sowie die Genehmigung des Netzentwicklungsplans Strom, und die Genehmigung der länderübergreifenden Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG).

⁴ Deutsche Verbundgesellschaft e.V. (DVG), ging 2001 im Verband der Netzbetreiber (VDN) auf.

⁵ Arbeitsgemeinschaft Regionaler Energieversorgungsunternehmen (ARE), ging 2002 im Verband der Verbundunternehmen und Regionalen Energieversorger in Deutschland (VRE) auf, der wiederum 2007 im Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) aufging.

⁶ Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU)

⁷ Verband der Netzbetreiber e.V. (VDN), teilte die Aktivitäten in 2007/2008 auf in den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN), und dem Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE).

Als Teil des dritten europäischen Energiebinnenmarktpaketes stellt die Richtlinie 2009/72/EG fest, dass die Vorschriften zur rechtlichen und funktionalen Entflechtung der Richtlinie 2003/54/EG nicht zu einer tatsächlichen Entflechtung der Übertragungsnetzbetreiber geführt hat. Sie gibt weiterführende konkrete Vorgaben zur Entflechtung vor. Außerdem stärkt sie die Verbraucherrechte und etabliert das Ziel, dass bis zum Jahr 2020 bei 80% der Verbraucher intelligente Stromzähler installiert sein sollen. Die Verordnungen 713/2009 und 714/2009, auch Teil des dritten Energiebinnenmarktpaketes, etablieren eine Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) und den Europäischen Bund der Übertragungsnetzbetreiber für Strom (ENTSO-Strom, bzw. ENTSO-E). Weiterhin gibt es noch die Transparency Regulation 543/2013, die Mindeststandards für die Publikation von Daten über Erzeugung, Transport und Konsum von Strom vorgibt. Marktakteure können nun solche Fundamentaldaten zentral über die ENTSO-E Transparency Platform abrufen, die auch kontinuierlich weiterentwickelt wird, was die Funktionalität, Lizenzierung der Daten und Umfang der zur Verfügung gestellten Informationen angeht. Die sogenannte TEN-E (Trans-European Networks for Energy) Regulation 347/2013 hat das Ziel, die transeuropäische Strom- und Gasinfrastruktur zeitnah besser zu vernetzen und gibt die Rechtsgrundlage für die sogenannten "Projects of Common Interest" (PCIs). PCIs sind Infrastrukturvorhaben in einem bestimmten Mitgliedsstaat, die als wichtig für die Infrastrukturentwicklung für Europa als Ganzes angesehen werden und somit prioritär sind.

2 Die operativen Akteure: Netzbetreiber

Aus § 11 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) ergibt sich der gesellschaftliche Auftrag für die Betreiber von Energieversorgungsnetzen (im Folgenden Netzbetreiber genannt) ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. Sie besitzen daher die Verantwortung für die Stabilität und Qualität ihrer Netze. Neben dem Netzbetrieb und dem Netzausbau haben die Betreiber des Übertragungs- und Verteilnetzes jeweils noch weitere Rollen im Strommarkt inne.

2.1 Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)

Das deutsche Übertragungsnetz ist in vier Regelzonen eingeteilt, welche historisch entstanden sind. Unter Regelzone versteht man dabei ein bestimmtes Netzgebiet, für dessen Regelung jeweils ein Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zuständig und verantwortlich ist.

2.1.1 Marktakteure

Abbildung 2 illustriert die **vier deutschen Regelzonen** und den jeweils verantwortlichen ÜNB: die Tennet TSO GmbH, die 50Hertz Transmission GmbH, die Amprion GmbH sowie die TransnetBW GmbH. Vor der Entflechtung, die der europäische Rechtsrahmen im Rahmen der Liberalisierung erforderlich machte (siehe Abschnitt 1.3) waren die Stromnetze im Besitz der vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen E.ON AG⁸ (bis Dezember 2009), Vattenfall GmbH (bis Mai 2010), RWE AG (bis September 2011) und EnBW AG (bis März 2012). Während das Übertragungsnetz in den ehemaligen Gebieten von E.ON und Vattenfall ganz, bzw. mehrheitlich, an ausländische Übertragungsnetzbetreiber verkauft wurde, ist das Übertragungsnetz in den ehemaligen Gebieten von RWE und EnBW heute mehrheitlich in der Hand von Beteiligungsgesellschaften.



Abbildung 4. Die vier deutschen Regelzonen und die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Quelle: McLloyd (2012); und eigene Ergänzungen.

⁸ Seit dem 15.11.2012 ist die E.ON eine europäische Gesellschaft und trägt seitdem die Bezeichnung E.ON SE.

Tennet TSO GmbH ist eine 100%ige Tochter der TenneT Holding, welche im Besitz des niederländischen Finanzministeriums ist (TenneT, 2019). Die 50Hertz Transmission GmbH ist zu 100% im Besitz der Eurogrid GmbH, welche wiederum zu 100% im Besitz der Eurogrid International CVBA/SCRL ist (Eurogrid, 2019). Die Anteile an dieser Firma hält zu 80% der belgische Übertragungsnetzbetreiber Elia System Operator NV und zu 20% die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW).

Die Anteile der Amprion GmbH hält zu 74,9% die M31 Beteiligungsgesellschaft mbH & Co. Energie KG, ein Konsortium von Investoren aus den Bereichen Versicherungen und Pensionsfonds, und zu 25,1% der vorherige Besitzer RWE AG (Amprion, 2019). Die M31 Beteiligungsgesellschaft mbH & Co. Energie KG ist ein geschlossener KG-Fonds im Besitz der Commerz Real (cash online, 2011), der Fonds-Initiator der Commerzbank. Das Investorenkonsortium setzte sich 2013 (bpb, 2013) aus den ärztlichen Versorgungswerken aus Westfalen-Lippe und Brandenburg (21.6%) Gesellschaften der Munich-Re (14%), Swiss Life (13.2%), Talanx (6.7%), der Sparkassen-Versicherung (6.5%), dem Bankhaus Metzler (4.3%), der Degussa Pensionskasse (4.3%) und der Evangelischen Versorgungskasse (4.3%) zusammen.

TransnetBW GmbH hingegen ist zu 100 % eine Tochtergesellschaft der EnBW GmbH (TransnetBW, 2012). Diese gehört wiederum zu 46.75% der NECKARPRI-Beteiligungsgesellschaft, welche eine 100%ige Tochtergesellschaft der NECKARPRI GmbH ist, welche wiederum eine 100%ige Tochtergesellschaft des Landes Baden-Württemberg ist (EnBW, 2018a). Der andere große Anteilseigner der EnBW GmbH ist die OEW Energie-Beteiligungs GmbH, welche im Besitz von 9 baden-württembergischen Landkreisen ist⁹.

Die vier ÜNBs weisen verschieden hohe erwirtschaftete Einnahmen auf, was vor allem durch die entsprechenden Unterschiede in deren Gebietsgrößen bedingt ist. Abbildung 5 illustriert die angepasste Erlösobergrenze der vier ÜNBs im Jahr 2017. Wie im Kapitel 0 noch ausführlich erläutert wird, wird der Erlös ggf. durch die Anpassung über einen Effizienzwert von unter 100% gemindert, dieser ist in der Abbildung durch die Farbe der Balken wiedergegeben. Schwarze Balken bedeuten einen Effizienzwert von 100%, dunkelgraue 96-99%.

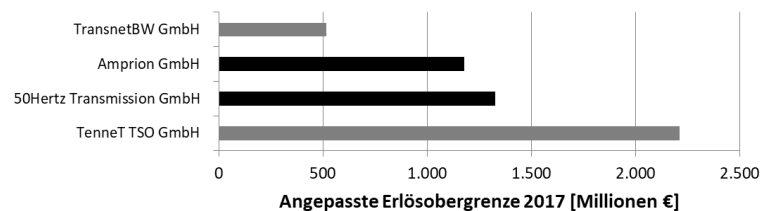


Abbildung 5. Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland, sortiert nach Höhe der angepassten Erlösobergrenze für das Jahr 2017 (von der BNetzA ungeprüfte Angaben des Netzbetreibers). Quelle: Eigene Darstellung nach BNetzA (2017b). Schattierung: schwarz: Effizienzwert 100%; grau: Effizienzwert 96-99%.

2.1.2 Systemdienstleistungen

Die Kernaufgaben eines ÜNB sind die Erhaltung von **Systemstabilität** und **Netzicherheit**, sowie der Bewahrung vor Überlastungen an den Übertragungsleitungen und anderen technischen Netzkomponenten innerhalb seiner Regelzone. Um diesen Aufgaben im Betrieb gerecht zu werden hat der ÜNB eine Anzahl von technischen und marktbasiereten Maßnahmen zur Verfügung, die teilweise eng miteinander verknüpft sind. Nach §13 EnWG hat der ÜNB das Recht und die Pflicht eine

⁹ Diese sind der Alb-Donau-Kreis, Biberach, Bodenseekreis, Freudenstadt, Ravensburg, Reutlingen, Rottweil, Sigmaringen und der Zollernalbkreis. Siehe: <http://www.oew-energie.de/Pages/unternehmen/eigentumsverhaeltnisse.php>

Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Stromnetzes zu beseitigen durch (1) **netzbezogene Maßnahmen**, insbesondere Netzschaltungen, (2) **marktbezogene Maßnahmen**, insbesondere den Einsatz von Regelernergie, abschaltbare und zuschaltbare Lasten, Informationen über Engpässe und Engpassmanagement, sowie (3) **zusätzliche Reserven**, insbesondere die Netzreserve und Kapazitätsreserve. Sind diese Maßnahmen nicht wirksam, so kann der ÜNB sämtliche Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen in seiner Regelzone anpassen lassen bis der sichere und zuverlässige Betrieb wieder hergestellt ist.

Eine Übersicht über die sogenannten **Systemdienstleistungen**, die erbracht werden müssen um Systemstabilität und Netzsicherheit zu gewährleisten zeigt Abbildung 6. Im Folgenden wird auf die Hauptaufgaben des ÜNB in diesem Kontext weiter eingegangen. Um diese zu erfüllen sind die ÜNB auf eine reibungslose Kommunikation sowohl mit den VNBs auf untergeordnete Ebene als auch den ÜNBs europäischer Nachbarn im Kontext des synchronen europäischen Verbundnetzes angewiesen. Um letztere zu gestalten sind die von den Gremien des Europäischen Bundes der Übertragungsnetzbetreiber für Strom, ENTSO-E, erarbeitete 'Network Codes' maßgeblich. Unter Network Codes kann man sich als eine Art einheitliches europäisches Regelbuch vorstellen an das sich dann auch alle ÜNBs im ENTSO-E Gebiet halten müssen. Das Gebiet von ENTSO-E umfasst nicht nur die EU, sondern auch die Schweiz, Norwegen und einige andere Staaten im Westbalkan. Die Türkei hat einen Status als "Observer Member".

2.1.2.1 Frequenzhaltung

Die Balance zwischen physischer Erzeugung und physischem Verbrauch in einer Regelzone betrifft zwei Zielvariablen. Erstens, die **Frequenz** des synchronen Verbundsystems, in welchem sich die Regelzone einbettet, bei 50 Hertz zu halten und, zweitens, das vorab geplante, bzw. ausgehandelte physische **Importsaldo** der Regelzone genau zu treffen (Hirth & Ziegenhagen, 2015). Um diese Zielvariablen praktisch in den Einklang zu bringen wurde das **Bilanzkreissystem** etabliert, in dem drei Arten von Akteuren eine wesentliche Rolle spielen: die **Bilanzkreisverantwortlichen (BKV)**, die ÜNBs als **Bilanzkreiskoordinatoren (BIKO)**, sowie die Bereitsteller von sogenannter **Regelernergie**. Regelernergie wird von den ÜNBs dann aktiviert, wenn die physische Erzeugung und der physische Verbrauch nicht wie geplant deckungsgleich sind, um für die Sicherheit des Netzes notwendige Frequenz von 50 Hertz zu halten. Diese Regelernergie kann positiv oder negativ sein, je nachdem ob das Problem eine unter- oder eine Überdeckung ist. Abbildung 7 illustriert die Akteure und deren Interaktionen, welche nun im Folgenden auch erläutert werden.

| Systemdienstleistung (SDL) | Frequenzhaltung | Spannungshaltung | Versorgungswiederaufbau | Betriebsführung |
|----------------------------|--|---|---|--|
| Ziel | <ul style="list-style-type: none"> Halten der Frequenz im zulässigen Bereich | <ul style="list-style-type: none"> Halten der Spannung im zulässigen Bereich Begrenzung des Spannungseinbruchs bei einem Kurzschluss | <ul style="list-style-type: none"> Wiederherstellung der Versorgung nach Störungen | <ul style="list-style-type: none"> Koordination des Netz- und Systembetriebes |
| Produkte/ Maßnahmen | <ul style="list-style-type: none"> Momentanreserve Regelleistung Zu-/Abschaltbare Lasten Frequenzabhängiger Lastabwurf Wirkleistungsreduktion bei Über-/Unterfrequenz (EE- und KWK-Anlagen) | <ul style="list-style-type: none"> Bereitstellung von Blindleistung Spannungsbedingter Redispatch Spannungsbedingter Lastabwurf Bereitstellung von Kurzschlussleistung Spannungsregelung | <ul style="list-style-type: none"> Schaltmaßnahmen zur Störungseingrenzung Koordinierte Inbetriebnahme von Einspeisern und Teilnetzen mit Last Schwarzstartfähigkeit von Erzeugern | <ul style="list-style-type: none"> Netzanalyse, Monitoring Engpassmanagement Einspeisemanagement Koordination der Erbringung von SDL Netzebenen übergreifend |

Abbildung 6. Systemdienstleistungsprodukte. Quelle: Tabelle 1 in dena (2014a).

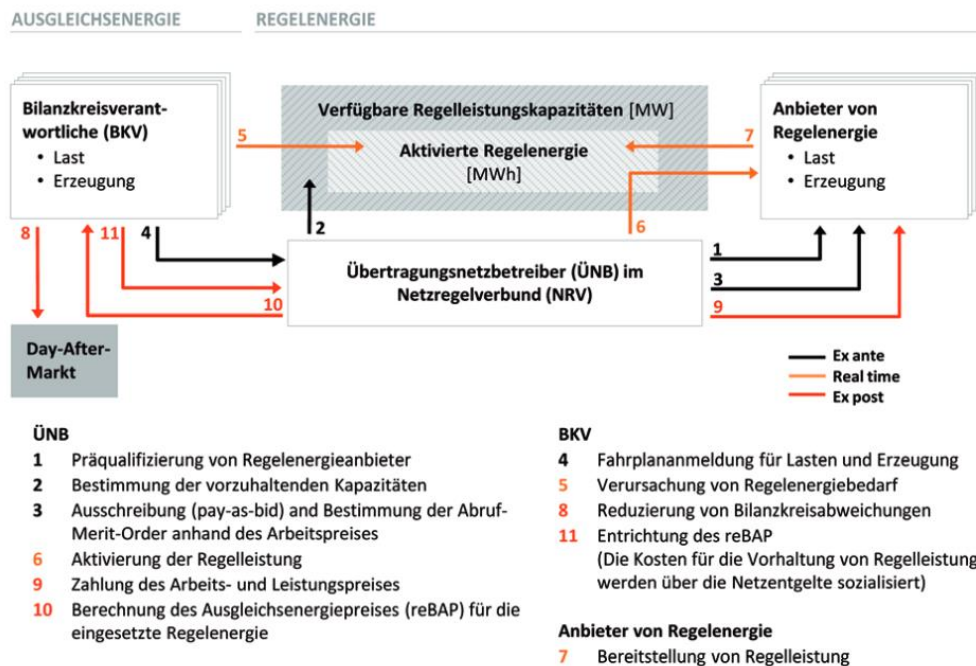


Abbildung 7. Akteure im Regelenergiesystem und deren Interaktion. Quelle: Abbildung 1 in Hirth und Ziegenhagen (2013).

Der Bilanzkreis ist die kleinste Struktureinheit im Strommarkt und stellt ein virtuelles Energiemerkonto dar, welches den Zweck hat, die tatsächlichen physikalischen Einspeisungen und Entnahmen an den Netzanschlüssen zwischen den Bilanzkreisen, also den Handelsgeschäften, zu saldieren. Bilanzkreise werden von Bilanzkreisverantwortlichen geführt, die nach §4 der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) für einen ausgeglichenen Saldo für jede Viertelstunde sorgen müssen, bzw. die wirtschaftliche Verantwortung für die verbleibenden Abweichungen tragen. Der Bilanzkreis ist ausgeglichen, wenn die Summe von Einspeisungen und Einkäufen der Summe von Ausspeisungen und Verkäufen entspricht. Alle Akteure, die einer dieser Aktivitäten nachgehen, müssen einen Bilanzkreis führen, also z.B. Stromhändler, Stromerzeuger und Stromversorger. Ein Netznutzer darf nur einem Bilanzkreis zugeordnet werden. Ein Bilanzkreis muss aus mindestens einer Einspeise- oder eine Entnahmestelle bestehen. Man erhält einen Bilanzkreis indem man einen Vertrag mit dem ÜNB schließt und vom BDEW einen eindeutigen EIC-Code erhält, der den Bilanzkreis identifiziert.

An jedem Tag um 14:30 muss der Bilanzkreisverantwortliche dem Bilanzkreiskoordinator (bzw. dem VNB, der es dann in aggregierter Form an den Bilanzkreiskoordinator weitergibt) den sogenannten Fahrplan zumelden, in dem für den darauffolgenden Tag viertelstundenscharf die geplanten Einspeisungen (auch Erzeugung genannt) und Ausspeisungen (auch Last genannt) sowie regelzoneninterne und regelzonenübergreifende Handelsgeschäfte aufgelistet sind. Änderungen am Fahrplan können für jede Viertelstunde mit einem Vorlauf von 15 Minuten auch am Erfüllungstag gemeldet werden. Gemäß § 5 Abs. 3 StromNZV können nachträgliche Fahrplanänderungen regelzoneninterner Fahrpläne bis 16.00 Uhr des auf den Erfüllungstag folgenden Werktags auch rückwirkend erfolgen; diese Möglichkeit des nachträglichen Anpassens wird auch als "Day After Markt" bezeichnet. Der Bilanzkreiskoordinator, also der ÜNB, überprüft dann alle eingegangenen Fahrpläne nach Konsistenz der Handelsgeschäfte, also ob die gehandelten Mengen bei beiden Handelspartnern identisch ausgewiesen sind. Diese sogenannte Plausibilisierung dient dazu, Fehler oder Inkonsistenzen in der Bilanzierung durch die BKVs bzw. Verteilnetzbetreiber aufzudecken.

Kommt es zu einem Ungleichgewicht von Einspeisung- und Ausspeisung muss der ÜNB am Regelenergiemarkt positive oder negative Regelenergie beschaffen. Der Regelenergiemarkt wird von den vier ÜNB gemeinsam betrieben, und zwar in Form von Ausschreibungen in einwöchigen Abständen auf der Plattform www.regelleistung.net. Es gibt drei Arten von Regelenergie: Primär- und

Sekundärregelleistung und die Minutenreserve. Diese unterscheiden sich nach Aktivierungsgeschwindigkeit und automatischer Abrufbarkeit. Die Primärregelung wird innerhalb wenigen Sekunden erbracht, die Sekundärregelleistung übernimmt nach 5 Minuten. Beide werden automatisch abgerufen. Die Minutenreserve muss erst angefragt werden und folgt nach bis zu 15 Minuten. In ihrer Funktionsweise sind sie jedoch gleich: die ÜNB steigern oder drosseln die Leistung von Stromerzeugern, um Differenzen zwischen Einspeisung und Ausspeisung im Netz auszugleichen. Dazu sichern sie sich im Regelleistungsmarkt die potentielle Erzeugungsleistung, meist von Kraftwerken, aber zunehmend auch anderen Erzeugern wie Batteriespeichern, auf deren Betrieb sie im Falle des Falles unmittelbar zugreifen können. Die Regelleistung kann aber auch von Endverbrauchern erbracht werden, die ihre Lasten - also ihren Verbrauch - zum Ab- und Zuschalten anbieten (z.B. die sogenannten abschaltbaren Lasten). Voraussetzung für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt ist die Präqualifikation des jeweiligen Erzeugers oder Verbrauchers. Das Präqualifikations-Verfahren wird vom jeweiligen ÜNB durchgeführt, in dessen Regelzone der Anbieter angeschlossen ist. Dieser Anschluss-ÜNB ist alleiniger Vertragspartner des Regelleistungsanbieters.

Die Kosten für die Regelenergie sind zweigeteilt. Einerseits bezahlt der ÜNB dem Anbieter einer Regelleistung für die Leistungsbereitstellung einen Leistungspreis, und zum anderen einen Arbeitspreis für die tatsächlich abgerufene Leistung. Wenn die Abweichung zwischen den im Fahrplan gemeldeten und den tatsächlich ausgeführten physischen Energieflüssen innerhalb eines Toleranzbandes lagen, werden die Kosten für die Regelenergie über die Netzentgelte finanziert. Wenn die Abweichungen das Toleranzband überschreiten, werden die Kosten für den Abruf von Regelenergie dem verursachenden Bilanzkreisverantwortlichen als Ausgleichsenergiekosten in Rechnung gestellt. Im Fall von Bilanzkreisverantwortlichen, die Verteilnetzbetreiber sind, können diese Ausgleichsenergiekosten ebenfalls über die Netzentgelte weitergeben werden. Bei Bilanzkreisverantwortlichen die Stromhändler sind, und keine Möglichkeit zur Wälzung haben, fallen die Ausgleichsenergiekosten dagegen viel stärker ins Gewicht. Stromhändler haben also einen vergleichsweise höheren Anreiz den Fahrplan so gut wie möglich einzuhalten bzw. untertägig zu optimieren als Verteilnetzbetreiber. Weiterhin ist zu bemerken, dass Bilanzkreisverantwortliche, die im Falle eines Engpasses qua Einspeisemanagement die Erzeugung abregeln müssen (siehe Unten), trotzdem selbst für die Kosten der Ausgleichsenergie aufkommen müssen, falls dadurch ihr Bilanzkreis nicht mehr ausgeglichen ist.

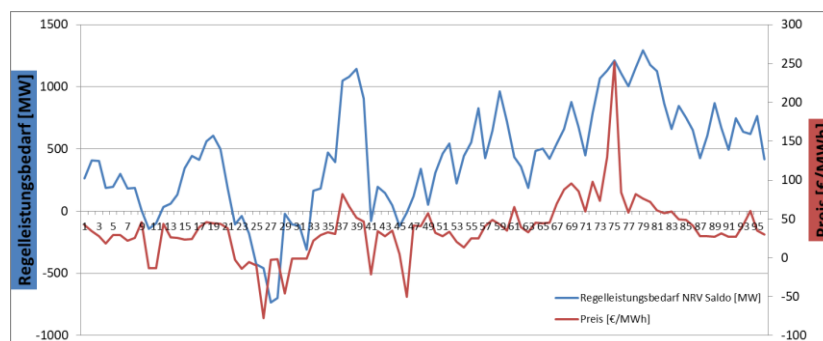


Abbildung 8. Regelleistungsbedarf im Netzregelverbund Saldo (linke Achse) und dessen Preis (rechte Achse) für jede Viertelstunde des 1. Mai 2017. Quelle: Eigene Darstellung der Daten von TenneT(2017).

Um nicht gegenläufig zu agieren haben sich die vier deutschen ÜNBs im Netzregelverbund (NRV) zusammengeschlossen, ein innovatives Netzregelkonzept welches die technische und wirtschaftliche Optimierung von Regelenergieeinsatz und Regelenergievorhaltung mittels intelligenter Kommunikation ermöglicht. In den verschiedenen Modulen wird (1) gegenläufige Regelleistung vermieden, (2) die Regelleistung gemeinsam dimensioniert, (3) die Sekundärregelleistung gemeinsam beschafft (wie bereits erläutert) und (4) die Aktivierung der Regelleistung kostenoptimal durchge-

führt. Aus diesen Prozessen resultiert ein bundesweit einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis namens reBAP, welcher illustrativ für den 1. Mai 2017 in Abbildung 8 dargestellt ist.

Interessanterweise nahm die durchschnittlich abgerufene Regelleistung in Deutschland seit Jahren kontinuierlich ab, wie Abbildung 9 illustriert. Fundamentalfaktoren, die die Höhe der vorzuhaltenden Regelenergie beeinflussen, sind ungeplante Kraftwerksausfälle, Lastprognosefehler, kurzfristige Wind- und PV-Prognosefehler sowie Fahrplansprünge, die sich aus dem Bilanzkreismanagement ergeben (Hirth & Ziegenhagen, 2013). Es ist zu bedenken, dass für den Abruf von Regelenergie die Salden aller Einflüsse relevant sind. Je größer die Regelzone ist, desto eher gleichen sich diese Faktoren auch aus und führen zu einem summarisch geringeren Regelleistungsbedarf (Hirth & Ziegenhagen, 2013). Jeder dieser Faktoren hat eine unterschiedliche charakteristische Wahrscheinlichkeitsverteilung. Es gibt leider keine systematische Untersuchung über den Einfluss der jeweiligen Faktoren in der Vergangenheit, die zu der Reduktion geführt haben. Interessant ist, dass die ungefähre Verdreifachung der Einspeisung von Wind- und Solarstrom nicht zu einer maßgeblichen Erhöhung des Regelleistungsbedarfes geführt hat. Bei steigenden Mengen in der Zukunft ist jedoch davon auszugehen, dass sich der Bedarf an Regelenergie ggf. erhöhen wird. Ein wichtiger Einflussfaktor hier ist die Güte der kurzfristigen Einspeiseprognosen und inwiefern sich deren Fehler über die Regelzone hinweg ausgleichen.

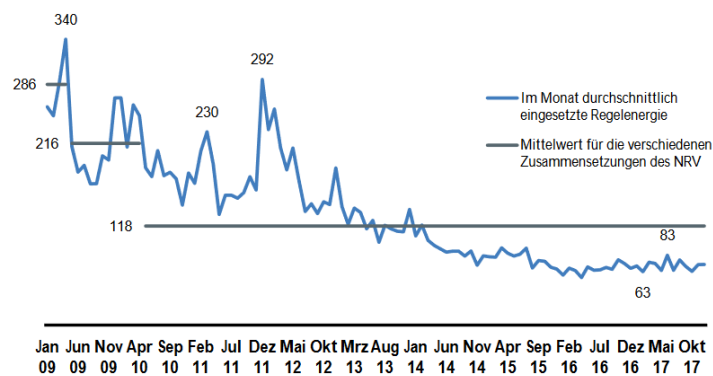


Abbildung 9. Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung in Deutschland in MW. Im Jahr 2009 wurde der Netzregelverbund (NRV) von TenneT, 50Hertz und TransnetBW in Kraft gesetzt, im Jahr 2018 kam auch Amprion dazu. Quelle: Abbildung 74 in BNetzA (2018a).

Die Anzahl der präqualifizierten Teilnehmer am Regelenergiemarkt hat in den letzten Jahren kontinuierlich zugenommen (Hirth & Ziegenhagen, 2015). Während früher nur konventionelle Kraftwerke am Regelleistungsmarkt teilnahmen, wird das Technologieportfolio stetig größer. Für Batteriespeicher ist der Regelenergiemarkt heute schon eine wichtige Refinanzierungsquelle. Auch Nachfragemanagement, Solar-PV und Wind sind geeignet um Regelenergie bereit zu stellen. Allerdings haben diese Technologien ganz andere Reaktionsgeschwindigkeiten und Leistungsdauern als "traditionelle" Typen von Regelenergie. Außerdem lassen die Wettervorhersagen nicht zu, dass man Regelleistung mit dem Vorlauf von einer Woche zusichert. Daher müssen die Rahmenbedingungen am Regelenergiemarkt mittelfristig den neuen Technologien angepasst werden. Das bedeutet vor allem eine flexiblere Gestaltung der Auktionierung, zum Beispiel stellten Hirth & Ziegenhagen (2013) fest, dass eine stundenscharfe Auktionierung am Vortag die aktuellen Privilegien der konventionellen Erzeuger reduzieren würde. Die Sekundärregelleistung (SRL) wird tatsächlich mittlerweile täglich ausgeschrieben. Primärregelleistung (PRL) wird weiter wöchentlich ausgeschrieben. Im März 2018 hat die BNetzA das sogenannte Mischpreisverfahren eingeführt, welches allerdings stark kritisiert wird; von NEXT Kraftwerke wurde offizielle Beschwerde eingereicht (Next Kraftwerke, 2018).

Zur Beherrschung von plötzlichen Frequenzänderungen wird neben der Regelenergie, den abschaltbaren Lasten und dezentralen Lasten mit Leistungssteuerung noch ein weiteres Mittel genutzt: die **Momentanreserve**. Sie wirkt inhärent im System und wird durch die trägen Massen der Rotoren in konventionellen, thermischen Kraftwerken bereitgestellt. Je weniger Kraftwerke zukünftig synchron am Netz sind, desto empfindlicher wird das System auf Störungen reagieren, weil die Frequenzgradienten und -abweichungen bei Lastveränderungen immer größer werden (dena, TU Dortmund & ef.Ruhr GmbH, 2016). Um diesem entgegenzuwirken bedarf es in einer Zukunft ohne thermischer Kraftwerke alternativer Erbringer von Momentanreserve und eines eigenen bzw. kombinierten Produktes. Alternative Erbringer können direkt gekoppelte Anlagen wie netzsynchrone oder rotierende Phasenschieber sein, letztere gelten allerdings als sehr teuer (INA & OTH, 2016), oder indirekt gekoppelte Anlagen wie erneuerbaren Energien Anlagen, insbesondere die kostengünstige Nutzung der Schwungmasse in Windenergieanlagen. Weitere auf Leistungselektronik basierende Lösungen für die zukünftige Bereitstellung von Momentanreserve sind Batteriespeicher und netzbildende Umrichter (dena, TU Dortmund & ef.Ruhr GmbH, 2016). Leistungselektronik stellt sogenannte "virtuelle Trägheit" (virtual inertia) bereit, die wenige Millisekunden später aktiviert wird als die Trägheit rotierender Massen. Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie und der Verstromung von Kohle wird in Deutschland ein wesentlicher Teil der rotierenden Massen außer Betrieb gehen. Die Umstellung der herkömmlichen Art und Weise Momentanreserve zu erbringen auf ein zukünftiges System basierend auf Leistungselektronik und anderen Lösungen ist eine der wesentlichen Herausforderungen der Energiewende im Stromsystem. Die Herausforderung ist allerdings sehr weitgehend mit bekannten Mitteln lösbar. An der Umstellung des Stromsystems auf 100% Leistungselektronik wird von ÜNBs und anderen Akteuren noch geforscht (siehe <http://innosys-projekt.de/de>).

2.1.2.2 Spannungshaltung

Neben der Frequenz ist die Aufrechterhaltung des **Spannungsbandes** eine weitere wichtige Systemdienstleistung für die Stabilität der Netze. Bei der Erzeugung von elektrischer Leistung entsteht einerseits **Wirkleistung**, also die tatsächliche Leistung, welche von den Endverbrauchern in Form von Strom genutzt werden kann, aber auch **Blindleistung**, welche sich nicht verbrauchen lässt. Blindleistung ist die elektrische Leistung, die zum Aufbau von magnetischen Feldern oder von elektrischen Feldern benötigt wird. Dabei ist ein gewisses Maß an Blindleistung und vor allem ihre gleichmäßige Verteilung nötig für die Aufrechterhaltung der Spannung. Andererseits führt zu viel Blindleistung wiederum zum Absinken derselben (vgl. Beck & Springmann, 2013; BMWi, 2014b). Außerdem ist zu beachten, dass Blindleistung nicht über mehr als 100 km im Höchstspannungsnetz transportiert werden kann und daher regional zur Verfügung gestellt werden muss (INA & OTH, 2016). Momentan wird Blindleistung hauptsächlich über Kompensationsanlagen im Besitz der ÜNB (z.B. Spulen, Kondensatoren, rotierende Phasenschieber), Kraftwerke und Höchstspannung-Hochspannungs-Transformatoren bereitgestellt (INA & OTH, 2016). Alle Erzeugungsanlagen, die ans Höchstspannungsnetz angeschlossen sind, müssen auf Weisung des ÜNB jederzeit Änderungen an der Blindleistungserbringung leisten (INA & OTH, 2016). Kraftwerke oder andere Akteure können den Netzbetreibern die ihnen entstandenen Kosten für die Kompensation oder Bereitstellung von Blindleistung in Rechnung stellen. Die entstehenden Kosten werden wiederum über die Netzentgelte refinanziert (vgl. BMWi, 2014b). Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz müssen seit 2009 Blindleistung bereitstellen können.

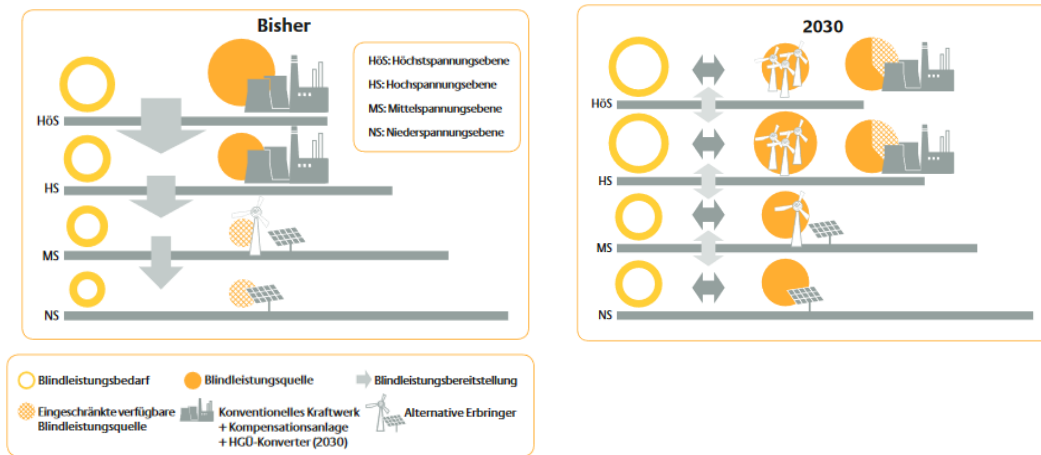


Abbildung 10. Heutige und zukünftige Bereitstellung von Blindleistung. Quelle: Abbildung 3 in dena (2014b).

In einem zukünftigen Stromsystem ohne thermische Kraftwerke ändert sich sowohl der Bedarf als auch das Angebot von Blindleistung strukturell, siehe Abbildung 10. Einerseits wird mehr Blindleistung auf den niederen Spannungsebenen gebraucht, und andererseits wird die Blindleistung auch von anderen technologischen Komponenten geliefert werden als heute. So können Wechselrichter von Solaranlagen auf der Nieder- und Mittelspannungsebene, sowie Frequenzumrichter der Windanlagen auf der Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsebene ferngesteuert Blindleistung erbringen (Fraunhofer IWES et al., 2014). Dies ist technisch auch möglich, wenn keine Sonne scheint und kein Wind weht, indem die Komponenten Wechselrichter bzw. Frequenzumrichter Wirkleistung aus dem Stromnetz nehmen und als Blindleistung zurückspeisen. Eine entscheidende Möglichkeit besteht zudem darin, die Konverterstationen der geplanten HGÜ-Leitungen Ultranet, Süd-Link und SüdostLink zur Blindleistungsbereitstellung einzusetzen (Fraunhofer IWES et al., 2014). Weiterhin könnten bestehende Kraftwerke zu rotierenden Phasenschiebern umgebaut werden oder zusätzliche Kompensationsanlagen eingerichtet werden (Fraunhofer IWES et al., 2014). Es ist zu prüfen inwiefern ein marktwirtschaftliches System wie Ausschreibungen zukünftig die volkswirtschaftlich sinnvollere Art und Weise sein werden, Angebot und Bedarf von Blindleistung zu koordinieren. Während die gesetzlichen Regelungen marktorientierte Verfahren zur Beschaffung von Regelleistung (§22 EnWG) und zur Deckung der Netzverluste (§10 StromNZV) vorschreiben, ist bei der Beschaffung und Vergütung von Blindleistung eine Regelungslücke; weder EnWG noch StromNZV machen hier Vorgaben (INA & OTH, 2016). Ein vom BMWi in Auftrag gegebenes Gutachten kommt zum Schluss, dass eine verstärkte wettbewerbsorientierte und marktwirtschaftlich organisierte Blindleistungsbeschaffung die entsprechenden Impulse geben könnte, die Blindleistungsversorgung bedarfsgerecht und kostenminimal auszurichten (INA & OTH, 2016),

2.1.2.3 Versorgungswiederaufbau

Wenn es trotz aller netzstabilisierenden Maßnahmen und Schutzvorrichtungen zum überregionalen Blackout kommt, wird das betroffene Gebiet vom restlichen Verbundnetz getrennt. Bislang wird der Versorgungswiederaufbau vom Höchstspannungsnetz aus betrieben, also hierarchisch von oben nach unten (Abbildung 1). Dazu müssen die ÜNBs sicherstellen, dass sich immer genügend schwarzstartfähige Kraftwerke in ihrer Regelzone befinden (vgl. BMWi, 2014b). **Schwarzstartfähigkeit** meint die Fähigkeit eines Kraftwerks bzw. Stromerzeugers selbstständig, ohne Fremdversorgung wieder anfahren zu können. Aufgrund des Eigenstromverbrauchs von Kraftwerken trifft dies bei weitem nicht auf alle Kraftwerke zu. Momentan sind knapp 4,7 GW schwarzstartfähige Kraftwerksleistung unter Vertrag, davon 3,5 GW Pumpspeicherkraftwerke und 1,1 GW Gas- und Steinkohlekraftwerke, und es existiert darüber hinaus noch ein technisches Potential von 10GW (INA & OTH, 2016). Die ÜNB sind im Störfall, ggf. in Zusammenarbeit mit den europäischen

Nachbar-ÜNBs, verantwortlich für die Koordination des Netzwiederaufbaus. Hierbei wird die Versorgungssicherheit schrittweise durch das Zuschalten von schwarzstartfähigen Kraftwerken und Verbrauchern in einem Inselnetz wieder hergestellt. Die Netzinselbetriebsfähigkeit eines Stromerzeugers stellt also neben der Schwarzstartfähigkeit eine wichtige Eigenschaft für den Versorgungswiederaufbau dar. Erst wenn das gesamte betroffene Netzgebiet wieder stabil läuft und mit dem Verbundnetz synchronisiert ist, wird es diesem wieder zugeschaltet. Zukünftig, in einem System mit einem hohen Anteil von erneuerbaren Energien und ohne thermische Großkraftwerke soll der Versorgungswiederaufbau auch von den unteren Netzebenen her möglich sein (Fraunhofer IWES et al., 2014). Allerdings sind die wetterabhängigen Wind- und Solaranlagen wenig geeignet gesicherte Leistung für den Netzwiederaufbau zu stellen, Biomasse- und Geothermieanlagen können hier ggf. einen besseren Beitrag leisten (INA & OTH, 2016). Speicher werden neben sogenannten Microgrids dafür zukünftig eine entscheidende Rolle spielen. Netzbetreiber könnten geeignete Netzbetriebsmittel mit Speicherfunktion einsetzen, die neben dem Netzwiederaufbau auch andere Systemdienstleistungen liefern könnten. Die aktuelle Regulierung mit der strikten Trennung von Stromnetzbetrieb und Stromerzeugung lässt dies allerdings nicht zu (INA & OTH, 2016).

2.1.2.4 Betriebsführung

Hauptaufgabe der Systemdienstleistung Betriebsführung ist die Koordination des Netz- und Systembetriebs. Dazu gehört die **Netzanalyse** und das **Monitoring**, und im Falle eines **Netzengpasses** eine angemessene Reaktion durch den ÜNB. Zu einem Netzengpass kommt es, wenn die Kapazität eines oder mehrerer Betriebsmittel (z.B. eines Transformators oder einer Leitung) zum Transport der gehandelten Strommengen nicht ausreicht. Das kann zur thermischen Überlastung der Betriebsmittel und schlimmstenfalls zu deren Ausfall führen. Um dem vorzubeugen, müssen eine oder mehrere Erzeugungsanlagen vor dem Engpass heruntergefahren und hinter dem Engpass Erzeugungsanlagen hochgefahren werden. Letzteres ist notwendig, um den wegen des Engpasses nicht transportierbaren - aber bereits gehandelten - Strom auf diese Weise zu liefern. Dazu kann entweder direkt in die Fahrweise von Kraftwerken und Anlagen eingegriffen werden, oder die Betreiber werden dazu aufgefordert. Wenn es sich um konventionelle Kraftwerke handelt, spricht man vom sogenannten **Redispatch**, bei erneuerbaren Energien Anlagen spricht man vom **Einspeisemanagement (EinsMan)**. Eine weitere Maßnahme zur präventiven oder kurativen Engpassbehebung ist das **Countertrading**. ÜNBs können dabei kurzfristig Strom über den Intraday-Markt an andere Regelzonen verkaufen oder von dort einkaufen (vgl. FfE, 2016).

Nach §13 Abs. 1a EnWG sind konventionelle Erzeugungsanlagen (mit Ausnahme von Pumpspeichern) mit einer Nennleistung von über 10 MW verpflichtet, bei Anweisungen durch den zuständigen ÜNB ihre Stromproduktion anzupassen. Diese Redispatch-Arbeit wird vergütet, und zwar über eine Aufwandsentschädigung sowie über die entgangenen Gewinne aus Intraday-Geschäften, entgangenen Erlösen aus vermiedenen Netzentgelten, gewisse zusätzliche Kosten, Zinsnachteile und Gemeinkosten (vgl. FfE, 2016).

Abbildung 11 visualisiert die geographische Verteilung der Redispatch-Arbeit in Deutschland für das Jahr 2017. Aus den Panelen (a), (c) und (d) wird in Kombination deutlich, dass vor allem die von der Netzkapazität her schlecht an West- und Süddeutschland angebundenen Braunkohlekraftwerke in der Lausitz und im mitteldeutschen Revier häufig heruntergefahren werden müssen, sowie in Norddeutschland einige Steinkohlekraftwerke. In Süddeutschland müssen dafür insbesondere Steinkohle- und Erdgaskraftwerke hochfahren.

Für die kritischen Netzsituationen in denen die Redispatch-Kapazität der am Markt agierenden Kraftwerke nicht ausreicht, halten sich die ÜNB auf der rechtlichen Basis der Netzreserveverordnung (NetzResV) die sogenannte Netzreserve vor. Das sind Kraftwerke, die aufgrund ihrer Systemrelevanz an der Stilllegung gehindert werden und exklusiv dem ÜNB für Redispatch-Arbeit zur Verfügung stehen. Die Abschätzung der notwendigen Netzreserve findet durch die ÜNBs in einer

sogenannten Systemanalyse statt. Dabei wird auf Basis von Marktmodellierungs- und Lastflussrechnungen extreme Netznutzungsfälle die notwendige Netzreserve bestimmt. Die BNetzA prüft diese Systemanalysen und veröffentlicht dann den Bedarf an Netzreserve sowohl für den kommenden Winter als auch für das kommende Jahr. Der im Jahr 2017 vorhergesagte Reserveleistungsbedarf für den Winter 2017/2018 betrug 10.400 MW und für den Winter 2018/2019 nur noch 3.700 MW (BNetzA, 2017c). Diese Reduktion wurde mit dem dann in Kraft tretenden Engpassmanagement mit Österreich erklärt (BNetzA, 2017a). Im Jahr 2018 sagte die BNetzA dagegen einen Bedarf von 6.600 MW sowohl für den Winter 2018/2019, als auch für den Winter 2019/2020 voraus (BNetzA, 2018b).

Das Einspeisemanagement (EinsMan) ist eine gesetzlich geregelte Netzsicherheitsmaßnahme gegenüber EE, Grubengas und KWK Anlagen (§13 EnWG, §§14 EEG und §5 KWKG). Der Terminus "Ausfallarbeit" ist auch gebräuchlich um EinsMan Maßnahmen zu benennen. Die Umsetzung von EinsMan wird meistens vom VNB auf Anweisung des ÜNB durchgeführt. Meist erfolgt das Abregeln automatisch durch den VNB bzw. ab einer bestimmten Anlagengröße durch den ÜNB. Besitzer von PV-Anlagen mit weniger als 30 kW können sich entscheiden, ob sie ihre Anlage automatisieren und am EinsMan teilnehmen oder als sogenannte Peak Shaving Maßnahme ihre Einspeisung pauschal auf 70% der Wirkleistung begrenzen. Beim EinsMan werden die Anlagenbetreiber für den Ausfall der Einspeisevergütung finanziell entschädigt, beim Peak Shaving nicht. Der Netzbetreiber kann die geleisteten Entschädigungszahlungen über seine Netzentgelte sozialisieren, soweit er nicht die Schuld am Engpass trägt, wie beispielsweise auf Grund von mangelndem Netzausbau.

Ursache für EinsMan-Ausfallarbeit im Jahr 2015 waren zu 75% Netzengpässe im Verteilnetz und zu 25% Netzengpässe im Höchstspannungsnetz (FfE, 2016). Im Jahr 2015 sind die dadurch verursachten Kosten rapide gestiegen, wie Abbildung 11 Panel (e) verdeutlicht, und bewegten sich erstmals mit über 478 Mio € über den Kosten für Redispatch mit 412 Mio € (FfE, 2016). Auch im Jahr 2017 waren die Kosten für EinsMan höher als für Redispatch.

EinsMan-Ausfallarbeit betrifft hauptsächlich die Windenergie auf der Hochspannungs- und Mittelspannungsebene, wo auch der größte Teil der Windenergieanlagen angeschlossen sind. Im Jahr 2015 wurden deutschlandweit 4.69 % der Windenergie-, 0.78% der Biomasse- und 0.59% der Solarenergieeinspeisung abgeregelt (FfE, 2016). Für die spezifischen Entschädigungszahlungen sind die EEG-Vergütungen ein guter Richtwert, außer bei Solar. Hier betrifft die Abregelung vor allem große PV-Freiflächenanlagen, dessen EEG-Vergütungen geringer sind als die durchschnittliche EEG-Vergütung für PV-Anlagen (FfE, 2016).

EinsMan ist vor allem ein lokales Problem, das besonders ausgeprägt nur in wenigen Regionen Norddeutschlands auftritt, so die Analyse der FfE (2016). In Zeiten hoher Windeinspeisung waren im Jahr 2015 auch mehr Windenergieanlagen von der Abregelung betroffen. Auch im Jahr 2017 zeigen die Daten in Abbildung 11 Panel (b), dass insbesondere Schleswig-Holstein und Niedersachsen betroffen sind - beides Bundesländer mit einem hohen Anteil der Windenergie.

Bislang wurde das EinsMan vor allem als kurzfristige Maßnahme und nicht für die Behebung längerfristiger Engpässe verwendet. Im Jahr 2015 waren 29% der Einsätze kürzer als eine Stunde; 76% der Abregelungen waren nach 10 Stunden beendet (FfE, 2016). Nach langer Diskussion wurde §11 Abs. 2 des EnWG insofern angepasst, als dass das EinsMan als sogenannte "Spitzenkappung" auch als aktive Maßnahme in die Netzplanung mit einbezogen werden kann: Für die Netzplanung kann angenommen werden, dass 3% der prognostizierten jährlichen Stromerzeugung jeder Onshore-Wind und PV-Anlage abgeregelt werden darf. Dies muss allerdings vom Netzbetreiber auf dessen Internetseite veröffentlicht werden und im Rahmen der Netzplanung für Dritte nachvollziehbar dokumentiert sein. Insgesamt gibt es Handlungsbedarf die Systematik von Redispatch und Engpassmanagement zu überarbeiten. Im Laufe des Jahres 2019 ist mit einer Reihe von gesetzlichen Anpassungen zu rechnen.

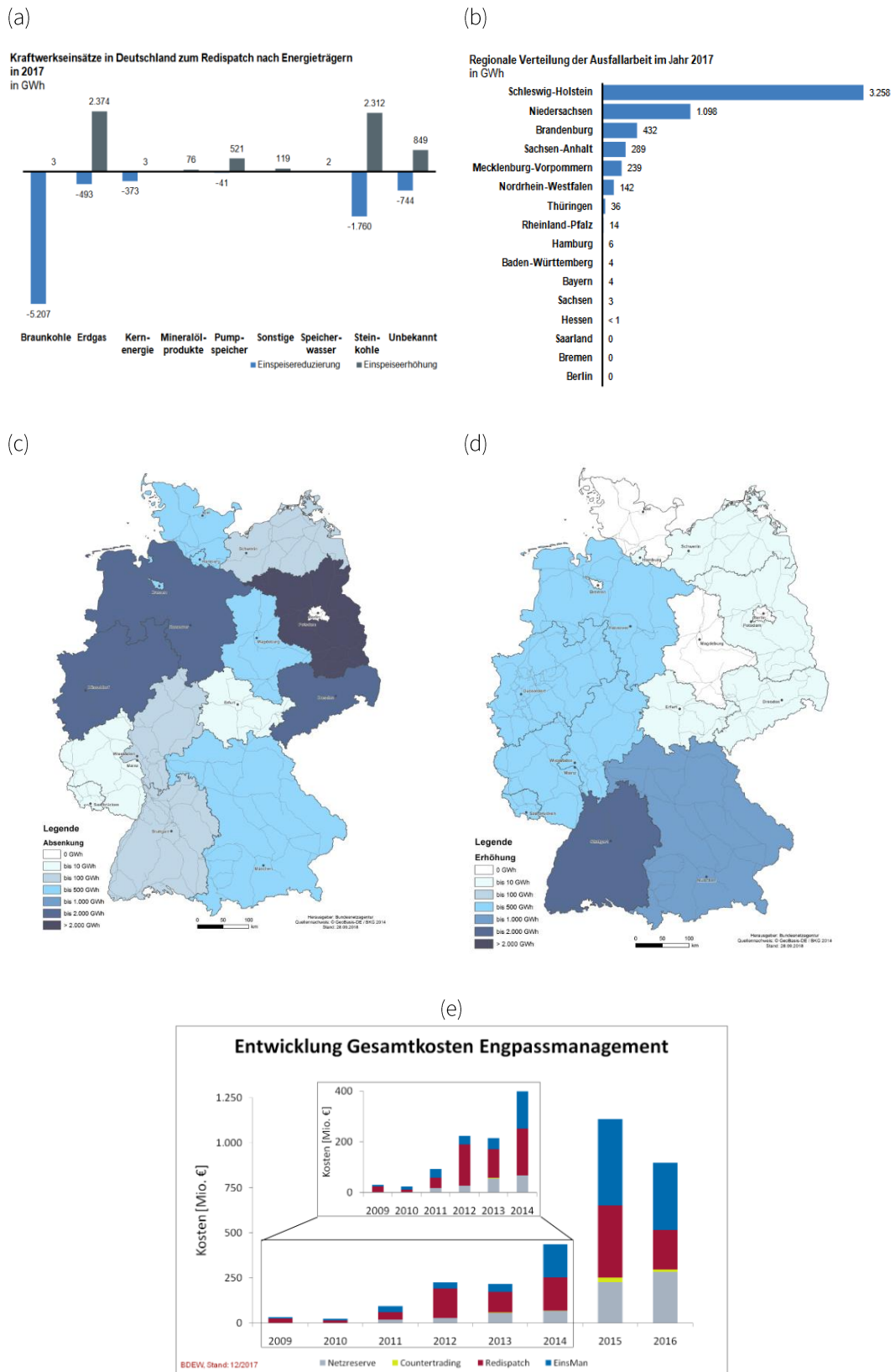


Abbildung 11. Daten zur regionalen Verteilung und Quelle der Redispatch-Maßnahmen in Deutschland im Jahr 2017 (a)-(c) und Entwicklung der Gesamtkosten für Engpassmanagement von 2009 bis 2016 (e). Quellen: (a), (b), (c), (d) Abbildungen 43, 48, 45 und 56 in BNetzA (2018a) in (e) Abbildung 1 in bdew (2018).

2.1.2.5 Kosten für Systemdienstleistungen

Einen Überblick über die Anteile der verschiedenen Aktivitäten an den 1.984 Mio € Gesamtkosten für Systemdienstleistungen für das Jahr 2017 gibt Abbildung 12 wieder. Die Kosten für Netz- und Systemsicherheit (Redispatch, Netzreserve und EinsMan) betragen 76% der Gesamtkosten und stellen damit den dominanten Block. Die Kosten für Systemdienstleistungen stiegen in den letzten Jahren in Summe an. Zum Vergleich: Im Jahr 2015 betrug die Gesamtkosten für Systemdienstleistungen 1.792 Mio € und die Kosten für Netz- und Systemsicherheit stellten 63% der Gesamtkosten (BNetzA, 2016c). Um die Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement zukünftig zu reduzieren stellt die Auflösung von Nord-Süd Netzengpässen mittels des Ausbaus der Übertragungsnetze eine wichtige Maßnahme dar.

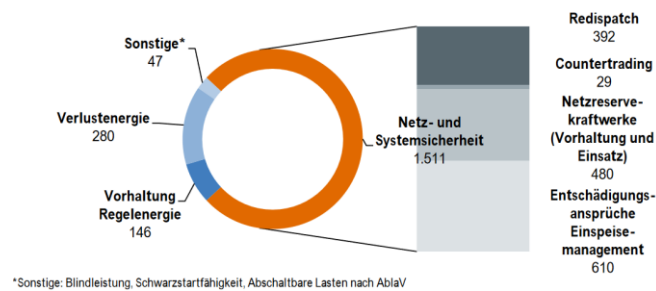


Abbildung 12. Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB in Mio € für das Jahr 2017. Quelle: Abbildung 65 in BNetzA (2018a).

2.1.3 Ausbau der Übertragungsnetze

Das Verfahren zum Ausbau der Übertragungsnetze in Deutschland sieht fünf Schritte vor: **Szenariorahmen**, **Netzentwicklungsplan** und **Bundesbedarfsplan** zur Bedarfsermittlung, sowie **Bundesfachplanung**/Raumordnung und **Planfeststellung** als eigenständige Verfahren für die räumliche und bauliche Konkretisierung jedes einzelnen in der Bedarfsermittlung bestimmten Vorhabens. Seit der Novellierung des EnWG im August 2011 sind die vier ÜNB gesetzlich verpflichtet im Netzentwicklungsplan (NEP) aufzuzeigen, welche Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des deutschen Höchstspannungsnetzes zukünftig erforderlich sind. Bis 2015 musste jährlich ein aktualisierter NEP erstellt werden, wegen des großen Aufwands ist der Turnus aber seit 2016 ein zweijähriger. Abbildung 13 verdeutlicht die Prozessphasen der Bedarfsermittlung zusammen mit den jeweils Prozessverantwortlichen und den konsultierten Interessensträgern. Mindestens alle vier Jahre resultiert der Prozess dann in einem Bundesbedarfsplan (BBPI), eine vom Gesetzgeber beschlossene Liste von Vorhaben, deren Realisierung von übergeordneter nationaler Wichtigkeit ist.

Der Szenariorahmen muss laut §12a Abs 1 EnWG mindestens drei Entwicklungspfade beinhalten, die für die nächsten 10 Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Eines der Szenarien muss die wahrscheinliche Entwicklung für die nächsten 20 Jahre darstellen. Für den Szenariorahmen sollen die ÜNB angemessene Annahmen zu Erzeugung, Versorgung und Verbrauch mit Strom und dessen Austausch mit anderen Ländern zu Grunde legen. Leider ist im Gesetz nicht näher definiert, welche Kriterien für die "wahrscheinliche" Entwicklung heran zu ziehen sind (Dieckhoff et al., 2014). Die öffentlich genannte Interpretation der Bundesnetzagentur und der ÜNB ist meist, dass der Szenariorahmen die gesetzlich geregelten Ziele, sowie die von der Regierung (beispielsweise im Koalitionsvertrag angestrebten) politischen Ziele einhalten muss. Nach einer öffentlichen Konsultation genehmigt die Bundesnetzagentur den gegebenenfalls angepassten Szenariorahmen. Da die Bundesnetzagentur eine ausführende Behörde, dem Bundeswirtschaftsministerium nachgelagert, darstellt, hat sie keine Befugnisse eigene politische Entscheidungen zu

treffen. Damit wird die eingeschränkte Gestaltungsfreiheit des Szenariorahmens gerechtfertigt. Es wird dann häufig erwähnt, dass um dem Dilemma zu entkommen (Energiewende gestalten ohne veränderte Rahmenbedingungen anzunehmen), der Szenariorahmen und der Netzentwicklungsplan alle 2 Jahre angepasst wird - in der Zwischenzeit kann die Politik ja die Rahmenbedingungen entsprechend abändern.

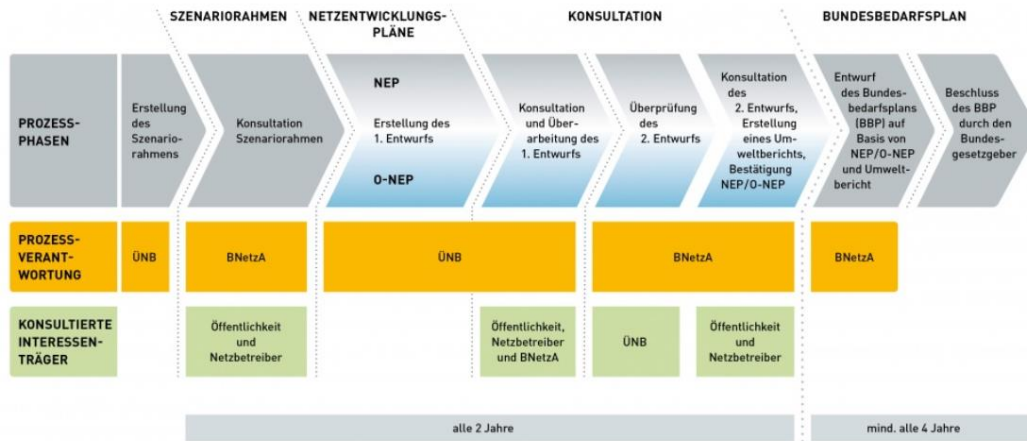


Abbildung 13. Der Prozess vom Szenariorahmen zum Bundesbedarfsplan. Quelle: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklung/prozessphasen>.

Der Szenariorahmen stellt einer der größten Kontroversen im Energiewendekonflikt um den Ausbau des Übertragungsnetzes in Deutschland dar. Hier werden die wesentlichen Entscheidungen getroffen, die letztlich die nachgelagerte Dimensionierung des Netzausbaubedarfs bestimmen. Eine der wichtigsten Entscheidungen für den Netzausbaubedarf ist die Regionalisierung des Ausbaus von Erzeugungskapazitäten (Matthes et al., 2018). Findet der Ausbau der Windenergie vor allem im windreichen Norden statt - oder werden süddeutsche Windenergiepotentiale auch verstärkt ausgeschöpft? Momentan findet in der Regionalisierung des Ausbaus von erneuerbaren Energien über die verschiedenen Szenarien keine Variation statt. Der Szenariorahmen stellt kein Klimaschutzszenario dar, welches "vom Ziel her denkt" und dann ableitet, wann was getan werden muss um dieses Ziel zu erreichen. Es wird in öffentlichen Veranstaltungen von Seiten der Bundesnetzagentur und der ÜNBs immer wieder betont, dass der Szenariorahmen kein "Wunschkonzert" sei, und man sich strikt an existierende gesetzliche und politische Rahmenbedingungen halten muss. Allerdings weichen die ÜNBs bei der Erstellung der Szenarien dann regelmäßig doch selbst von ihren eigenen Anforderungen ab: für die Umsetzung von übergeordneten politischen Zielen über die nächsten 10-20 Jahre sind im Detail fast immer Gesetzesänderungen erforderlich, und zwar häufig auch Maßgebliche. Es wäre sehr erstrebenswert, wenn solch eine Liste von erforderlichen, im letztlichen Netzentwicklungsplan implizit angenommenen Gesetzesänderungen, mit der Veröffentlichung des Netzentwicklungsplans transparent gemacht würde. Leider ist das nicht der Fall. Die Widersprüchlichkeit darüber, eine Energiewendezukunft über die nächsten 10-20 Jahre auszurechnen - aber mit Annahmen zu Rahmenbedingungen, die den heutigen entsprechen, lässt sich innerhalb der nachgelagerten Behörde, die die Bundesnetzagentur darstellt, nicht auflösen. Es wäre sinnvoll und notwendig, den Prozess auf ministerielle und parlamentarische Ebene zu heben: Schließlich betreffen die Annahmen im Szenariorahmen die gesamtdeutsche (und europäische) Zukunft der Energiebereitstellung und des Verbrauchs, nicht nur um Stromsystem, sondern durch die zunehmende Elektrifizierung auch im Verkehrssystem und Wärmesystem.

Der erste Vorschlag des Netzentwicklungsplans, den die ÜNB dann vorlegen, wird ausführlich in der Öffentlichkeit konsultiert. Der Netzentwicklungsplan zeigt hauptsächlich auf, welche Netzverbindungen in den verschiedenen Szenarien zukünftig verstärkt und ausgebaut werden müssten um einen n-1 sicheren Netzbetrieb (siehe Abschnitt 1.1.1) zu gewährleisten. Dabei wird in der

Netzplanung das NOVA-Prinzip angewendet. Es steht für "Netzoptimierung vor Verstärkung, vor Ausbau". Diese Kaskade gewährleistet, dass der Ausbau des Stromnetzes das letzte genutzte Mittel ist. Im Netzentwicklungsplan wird für Neubauten noch kein konkreter Korridor vorgeschlagen, es wird hier nur der Start- und Endpunkt einer notwendigen Stromleitung bekannt gegeben. Auf Basis der Konsultation wird von den ÜNB der zweite Vorschlag für den Netzentwicklungsplan erarbeitet sowie ein strategischer Umweltbericht erstellt. Nach einer weiteren öffentlichen Konsultation sowie eingehender Prüfung genehmigt die Bundesnetzagentur dann eine finale Version des Netzentwicklungsplans, und damit auch die Notwendigkeit des Neubaus gewisser Stromleitungen. Normalerweise bildet die Bundesnetzagentur den Querschnitt der erforderlichen Leitungen über die verschiedenen Szenarien hinweg und genehmigt diese als notwendig. Die Bundesnetzagentur hat auch eigene Modellierungskapazitäten aufgebaut um den Szenariorahmen zu überprüfen. Alle 4 Jahre wird die Liste des Verstärkungs- und Ausbaubedarfs dann im Bundestag als Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) verabschiedet.

Die Netzausbauplanung geht daraufhin in den nächsten Schritt: Die Raumordnungsverfahren. Für jedes Neubauverfahren wird ein eigenes Raumordnungsverfahren eröffnet. Ziel des Verfahrens ist es, einen verbindlichen Trassenkorridor von 1 km breite festzulegen. Im Raumordnungsverfahren wird der Trassenkorridor ermittelt, der am besten die Zielkonflikte über die verschiedenen sogenannten Raumwiderstände (z.B. Naturschutzgebiete; Schutzgüter Boden, Wasser, Klima,) löst und gleichzeitig für die Vorhabenträger (ÜNB) technisch und wirtschaftlich umsetzbar ist. Die Öffentlichkeit wird direkt zu Beginn des Verfahrens bei den Antragskonferenzen mit einbezogen und die Vorhabenträger sind auch im ständigen Austausch mit lokalen Ämtern, Planungsbehörden und Bürgern. Wenn das Raumordnungserfahren beendet ist, startet das konkreteste der Planungsverfahren: das Planfeststellungsverfahren. Hier geht es darum, innerhalb des Trassenkorridors die konkrete Bauplanung festzulegen.

2.1.4 EEG-Treuhänder

Neben dem Betrieb und dem Ausbau des Übertragungsnetzes erfüllen die ÜNB seit der Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) im Jahr 2014 noch eine ganz andere Marktrolle. Auf Basis der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) wurden die ÜNB zu Treuhändern für die EEG-Umlage. Das bedeutet, dass die ÜNB die zentralen Verantwortlichen für die Vermarktung des Stromes aus erneuerbaren Energien Anlagen sind, die am EEG-System teilnehmen. Besitzer von erneuerbaren Energien Anlagen, die die Direktvermarktung nutzen, bringen den Strom, den ihre Anlagen erzeugen, selbst oder über einen Intermediär, den sogenannten Direktvermarkter, an die Strombörse. Abbildung 14 stellt die verschiedenen Akteure und die Stromflüsse (orangene Pfeile) und Geldflüsse (graue Pfeile) dar.

Der EEG-Ausgleichsmechanismus funktioniert folgendermaßen. Da die erneuerbaren Energien Anlagen weitestgehend auf Verteilnetzebene installiert sind, werden die zu vermarktenden Strommengen zunächst von den VNBs aufgenommen und die Daten darüber bilanzkreisscharf und sortenrein (nach Technologie) erhoben. Die Daten werden in Form von sogenannten Überführungszeitreihen an den ÜNB weiter gegeben. Zunächst zahlen dann die VNB den Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien die gesetzlich zugesicherte Förderung aus, welche sich aus dem EEG ergibt. Diese geleisteten Zahlungen fordert der VNB monatlich vom ÜNB zurück. Dabei prüft der ÜNB die erhaltenen Überführungszeitreihen und vergleicht sie mit den Lieferscheinen (Plausibilisierung), außerdem zieht er noch die vermiedenen Netzentgelte ab. Aus dieser monatlichen Abrechnung ergibt sich eine Gutschrift für den VNB oder der ÜNB begleicht die Rechnung direkt. Die Differenz zwischen der von den ÜNB an die VNB gezahlten EEG-Förderungen und dem erhaltenen Erlösen aus der Vermarktung des Stromes aus erneuerbaren Energien an der Börse wird dem

ÜNB aus dem EEG-Konto erstattet. Das EEG-Konto wird aus der EEG-Umlage finanziert, die von den Endverbrauchern getragen und von den Lieferanten abgerechnet wird.

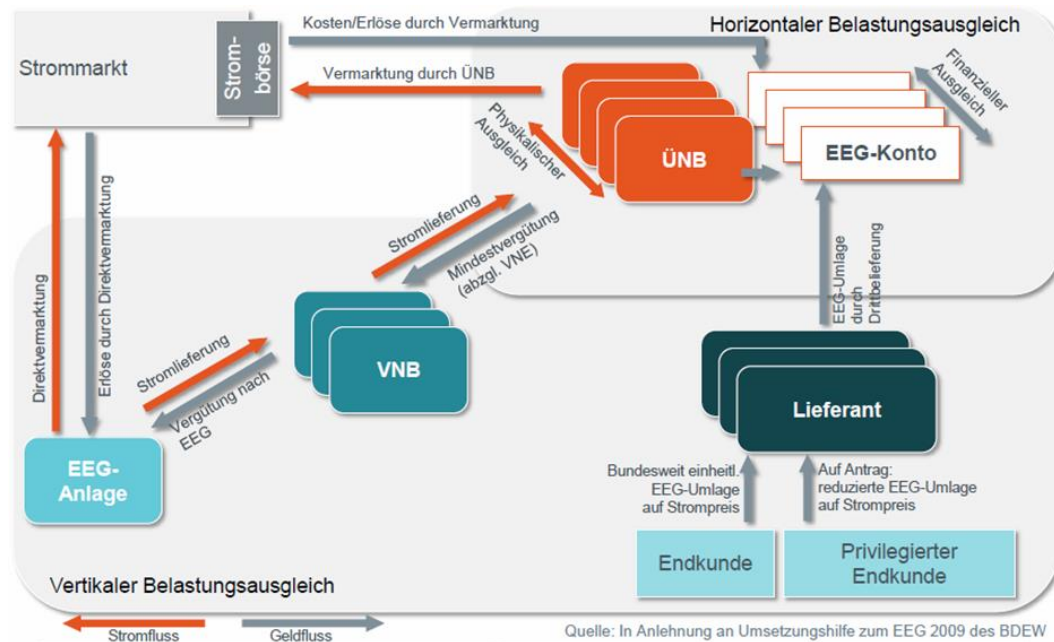


Abbildung 14. EEG-Ausgleichsmechanismus ohne Eigenversorgung. Quelle: Goldmann (2015; S. 10).

Neben der monatlichen Abrechnung gibt es auch eine Jahresabrechnung zwischen ÜNB und VNB. Die Jahresabrechnung erfolgt anlagenscharf, nicht mehr nur bilanzkreisscharf. Berücksichtigt werden daneben auch die Zahlung von Flexibilitätsprämien, die Wälzung der Kosten für die Nachrüstung von PV-Anlagen und die Abrechnung der Strommengen der Eigenversorgung (siehe 2.2.2.4.). Alle geleisteten Zahlungsströme werden erfasst und mit den tatsächlichen Daten verglichen. Sollten sich Differenzen ergeben, muss der ÜNB eventuell Förderungen zurückfordern oder nachzahlen. Durch diese Tätigkeit als Vermarkter des Stroms aus erneuerbaren Energien, sowie als Verwalter des EEG-Kontos, übernimmt der ÜNB die Funktion eines Treuhänders. Er agiert hier aber auch als Bilanzkreiskoordinator (BIKO) der EEG-Bilanzkreise in der Regelzone sowie als Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) seines eigenen EEG-Bilanzkreises, Abschnitt 2.1.2.1.

In der Verantwortung der ÜNB liegt es darüber hinaus auch, die EEG-Umlage gemäß des EEG und der AusglMechV jährlich neu zu berechnen und Mitte Oktober bekannt zu geben. Dafür müssen sie die zu erwartenden Einnahmen (Erlöse aus Vermarktung des Stroms) und Ausgaben (Einspeisevergütung und Marktprämien), aber auch den wahrscheinlichen Letztverbrauch der Endkunden, welche umlagepflichtig sind, prognostizieren. Dies geschieht mit Beratung durch Forschungsinstitute und wird von den Regulierungsbehörden kontrolliert. Wichtig für die jährliche Neufestlegung ist der Ist-Stand der EEG-Konten sowie deren Liquiditätsreserve Ende September. Aus Abbildung 15 wird deutlich, dass die EEG-Umlage ihren Höhepunkt im Jahr 2018 erreicht hat. Seitdem sinkt die EEG-Umlage wieder. Weil die Hauptlasten der EEG-Förderung den Solaranlagen aus den ersten Jahren des EEG-Mechanismus zuzuschreiben sind, und diese nach und nach das Ende des Förderzeitraums erreichen, wird die EEG-Umlage zukünftig noch weiter absinken.

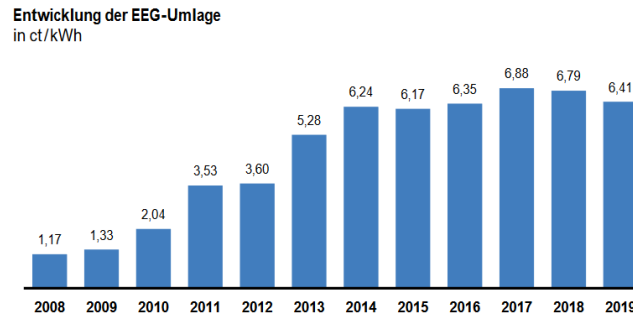


Abbildung 15. Entwicklung der EEG-Umlage von 2008 bis 2019 in ct/kWh. Quelle: Abbildung 28 in BNetzA (2018a).

2.2 Verteilnetzbetreiber (VNB)

2.2.1 Marktakteure

Laut des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) §14 sind Verteilnetzbetreiber natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Verteilung von Elektrizität wahrnehmen und verantwortlich sind für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Verteilernetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen. Dabei können einzelne Unternehmen sich entweder nur auf einer Spannungsebene bewegen oder Ebenen übergreifend tätig sein. Im November 2018 wurde von der BNetzA (2018a) eine Gesamtanzahl von 890 Verteilnetzbetreibern erfasst - das ist absoluter Rekord in Europa. Von diesen 890 Verteilnetzbetreibern haben 809 weniger als 100.000 angeschlossene Kunden und fallen damit nicht unter das Entflechtungsgebot. Verteilnetze ab 100.000 Kunden müssen nach §7 EnWG von einer eigenen Gesellschaft betrieben werden, die aber noch im Besitz von Erzeugern sein darf - die sogenannte 'operationelle Entflechtung'. 70% der Verteilnetzbetreiber haben zwischen 1000 und 30.000 Kunden. Nur auf die größten 10% der Verteilnetzbetreiber ist die operationelle Entflechtung notwendig; es gibt damit 81 Verteilnetzbetreiber mit mehr als 100.000 Kunden. Auch von der Stromkreislänge her, die die Verteilnetzbetreiber jeweils bewirtschaften, zeigt sich die Struktur, dass es wenige große und viele kleine Betreiber gibt (BnetzA, 2018). Nur 30 Verteilnetzbetreiber bewirtschaften mehr als 8000 km Verteilnetz, weitere 27 zwischen 4000 und 8000 km. Dagegen bewirtschaften 626 Verteilnetzbetreiber weniger als 1000 km.

Wie aus den Strukturdaten zu erwarten ist, spiegelt sich die Verteilung "wenige große, viele kleine" auch in den von der Regulierungsbehörde genehmigten Erlösobergrenzen der Verteilnetzbetreiber wieder. Abbildung 16 zeigt die 24 Verteilnetzbetreiber, die im Jahr 2017 eine angepasste Erlösobergrenze von über 100 Millionen € genehmigt bekommen haben; jedoch haben nicht alle einen Effizienzwert von 100% erreicht. Von der Eigentümerstruktur her lassen sich die Unternehmen grundsätzlich in drei Arten aufteilen, und zwar gibt es solche mit Mehrheitseignern E.ON und inno-gy, Kommunen und Städte und EnBW oder Vattenfall.

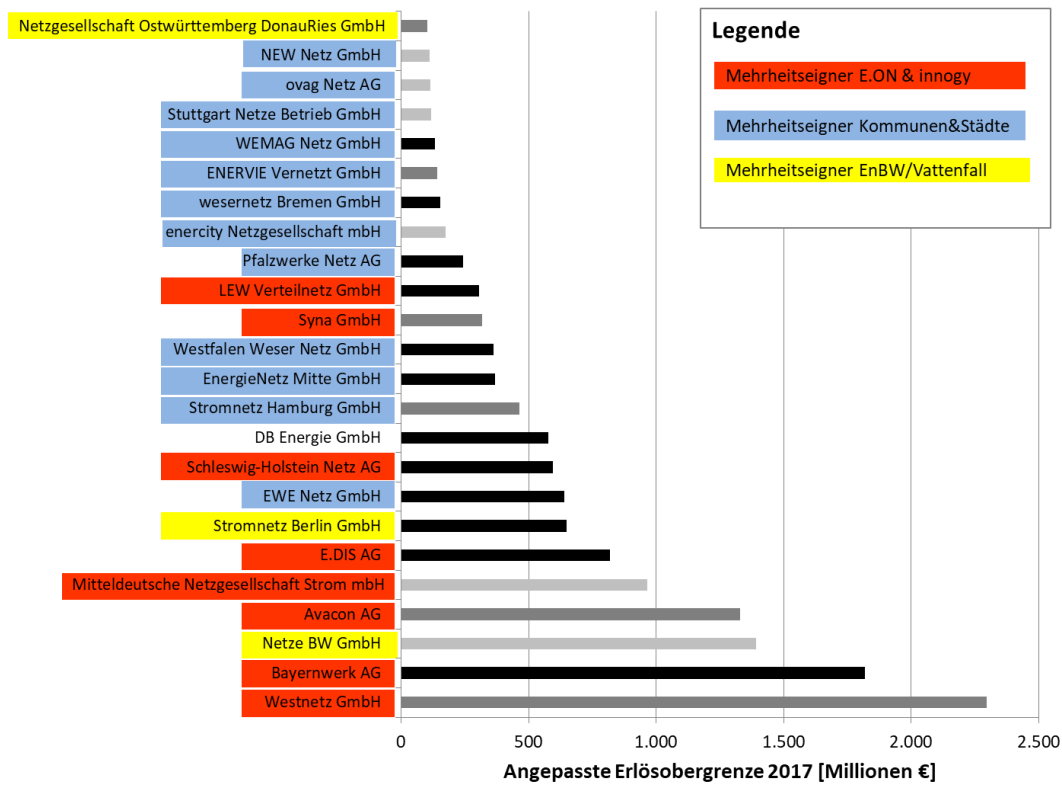


Abbildung 16. Verteilnetzbetreiber mit einer angepassten Erlösobergrenze über 100 Millionen € für das Jahr 2017 (von der BNetzA ungeprüfte Angaben des Netzbetreibers). Schwarze Balken bedeuten einen Effizienzwert von 100%, dunkelgraue 96-99% und hellgraue 93-95%. Quelle: Eigene Darstellung nach BNetzA (2017b).

Es gibt Verteilnetzbetreiber, die ganz oder mehrheitlich den großen börsennotierten Energieversorgern gehören E.ON SE und innogy SE. Innogy SE ist derzeit zu 76,8% im Eigentum von der RWE Downstream Beteiligungs GmbH, die ein 100-prozentiges Tochterunternehmen der RWE AG ist; die restlichen Anteile gehören diversen Minderheitsaktionären (innogy, 2018). Im Laufe des nächsten Jahres streben E.ON SE und innogy SE einen Tausch von Erzeugungs- und Verteilnetz-Assets an. Das Geschäftsfeld der Verteilnetze soll dann zukünftig bei E.ON SE gebündelt sein (vorbehaltlich der Zustimmung der Monopolkommission) (RWE, 2018a). E.ON SE und die RWE AG sind jeweils große Aktiengesellschaften, die keine nennenswerten Mehrheitseigentümer haben. 74 % der Investoren von E.ON SE sind institutionelle Anleger, 26 % sind Privatanleger (E.ON, 2018); 37 % der Aktionäre kommen aus Deutschland, der Rest aus dem Ausland. Die RWE AG hat zu 86% institutionelle Investoren, zu 13% Privataktionäre und zu 1% Belegschaftsaktionäre (RWE, 2018b). Von den institutionellen Investoren stellen die größten die KEB Holding AG (im Besitz der Stadt Dortmund), die RW Holding AG (in kommunalem Besitz) und Blackrock, Inc. mit jeweils 5% dar. Nur 29% der institutionellen Investoren der RWE AG sind aus Deutschland, der Rest stammt vor allem aus USA, Kanada und Europa.

Dann gibt es eine größere Anzahl Verteilnetzbetreiber, die ganz oder mehrheitlich im Besitz von Kommunen oder Städten sind. In der dritten Kategorie sind noch drei Verteilnetzbetreiber, die den anderen großen Erzeugern Vattenfall GmbH und EnBW Energie Baden-Württemberg AG gehören. Die Vattenfall GmbH ist eine hundertprozentige Tochterfirma der Vattenfall AB, die vollständig im Besitz des schwedischen Staates ist (Vattenfall, 2019). Die EnBW AG gehört zu jeweils 46% dem Bundesland Baden-Württemberg und einem Verband von 9 Landkreisen in Baden-Württemberg (EnBW AG) gehören (EnBW, 2018a).

Eine Ausnahme in der Liste bildet die DB Energie GmbH, die das Bahnstromnetz betreibt. Sie gehört zu 100 % der Deutsche Bahn AG (DB, 2019a). Seit ihrer Gründung im Jahr 1994 ist die Deutsche Bahn eine Aktiengesellschaft, die sich zu 100% im Eigentum des Bundes befindet (DB, 2019b).

Mehrheitseigner E.ON und innogy

Zu einem künftigen E.ON Konzern, der dann die die Verteilnetzgeschäfte von innogy SE übernommen haben wird, würden dann 5 der 6 bzw. 8 der 15 erlösstärksten Verteilnetzbetreiber gehören.

1. Der erlösstärkste Verteilnetzbetreiber ist die **Westnetz GmbH** im mittleren und nördlichen Westdeutschland. Sie ist zu 100 % die Tochter der innogy SE und betreibt Stromnetze und Gasnetze (Westnetz, 2019).
2. Der zweitgrößte Verteilnetzbetreiber, die **Bayernwerk AG** ist eine 100-prozentige Tochter des E.ON-Konzerns (Bayernwerk, 2019).
3. Auch der viertgrößte Verteilnetzbetreiber, die **Avacon AG**, gehört mehrheitlich zu dem E.ON-Konzern: Avacon gehört zu 40 % der E.ON Beteiligungen GmbH, zu 21,5 % der Bayernwerk AG (100 % Tochter von E.ON, siehe oben) und zu 38,5 % Kommunalen Aktionären (Avacon, 2016).
4. Auch der größte Verteilnetzbetreiber Ostdeutschlands, die **Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH (MITNETZ STROM)** gehört mehrheitlich der innogy SE, die Anteile von 58,57% an der enviaM-AG hält (enviaM, 2019), der wiederum die MITNETZ STROM zu 100% gehört. Die restlichen Anteile an enviaM halten rund 650 ostdeutsche Kommunen (enviaM, 2019), teils direkt und teils über verschiedene Beteiligungsgesellschaften.
5. Der sechstgrößte Verteilnetzbetreiber **E.DIS AG** in der Regelzone von 50Hertz gehört zu 67% zum E.ON Konzern und ist zu 33% im Besitz verschiedener Kommunen aus Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern (E.DIS, 2019).
6. Die **Schleswig-Holstein Netz AG** betreibt Strom- und Gasnetze in Schleswig-Holstein und Nordniedersachsen. Mehr als 330 Kommunen halten direkte Anteile am Unternehmen, insgesamt 49,9% (Schleswig-Holstein Netz AG, 2019). Die anderen 50,1% hält die HanseWerk AG, die wiederum mehrheitlich mit 66,53 % Anteilen der E.ON SE und zu 33,47 % 11 Kreisen in Schleswig-Holstein gehört (HanseWerk AG, 2019).
7. Die **Syna GmbH** ist Teil der Süwag-Gruppe (Süwag, 2019a) und betreibt Verteilnetze in Hessen, Rheinlandpfalz und Nordwest-Bayern. Die Anteilseignerstruktur der Süwag Energie AG setzt sich zusammen aus dem Mehrheitseigentümer RWE Downstream Beteiligungs GmbH mit 77,583% der Anteile, 22,297% kommunaler Anteilseigner und 0,12% freier Aktionäre (Süwag, 2019b).
8. Die **LEW Verteilnetz GmbH** (bekannt als LVN) mit Sitz in Augsburg ist eine Tochtergesellschaft der Lechwerke AG und betreibt das Stromverteilnetz im bayrischen Schwaben (Lechwerke AG, 2019a). Die Lechwerke AG (bekannt als LEW) gehört mehrheitlich zur innogy SE: 89,87 % der Aktienanteile sind im Besitz der innogy SE, 6,74 % in öffentlicher Hand und 3,39 % im Streubesitz (Lechwerke AG, 2019b).

Mehrheitseigner Kommunen und Städte

Es gibt in Deutschland eine große Anzahl von kleinen und mittleren Verteilnetzbetreibern, die mehrheitlich in kommunaler Hand sind. Von den 24 Verteilnetzbetreibern mit den höchsten Erlösbergrenzen sind 12 mehrheitlich im Besitz von Kommunen und Städten.

1. Der erlösstärkste mehrheitlich kommunaler Verteilnetzbetreiber ist die **EWE NETZ GmbH** mit Sitz in Oldenburg, ein Unternehmen der EWE-Gruppe. Anteilseigner sind die EWE AG mit 95,9% und eine Vielzahl von Kommunen aus dem Ems-Weser-Elbe-Gebiet mit 4,1%

(EWEnetz, 2019). Die EWE AG ist eine nicht börsennotierte Aktiengesellschaft. Die Mehrheit ihrer Anteilseigner sind wiederum Städte und Landkreise aus dem Gebiet Ems-Weser-Elbe. Sie sind in zwei Verbänden organisiert: die Weser-Ems-Energiebeteiligungen GmbH, die 64% der Kapitalanteile hält, und die Energieverband Elbe-Weser Beteiligungsholding GmbH, die 20% Prozent der Anteile hält. EWE selbst hält 10%. Die restlichen 6% hält die EnBW Energie Baden-Württemberg AG, die sich jedoch bis 2019 von ihrem Anteil trennen will, es wird allerdings laut des Online-Auftritts immer noch ein neuer strategischer Partner gesucht (EWE, 2019).

2. Die **Stromnetz Hamburg GmbH** befindet sich seit 2014 zu 100 % im Besitz der Freien und Hansestadt Hamburg (Stromnetz Hamburg, 2019).
3. Die **EnergieNetz Mitte GmbH** ist ein 100-prozentiges Tochterunternehmen der EAM GmbH & Co. KG (EnergieNetz Mitte, 2019). Die EAM ist ein kommunales Unternehmen. Anteilseigner sind zwölf Landkreise aus Hessen, Südniedersachsen, Ostwestfalen und Westthüringen sowie die Stadt Göttingen, die zusammen über 62,89% der Anteile verfügen. Die restlichen 37,11 Prozent der Anteile halten 112 Städte und Gemeinden, sowie der Zweckverband EAM-Beteiligungen im Landkreis Altenkirchen (EAM, 2019).
4. Die **Westfalen Weser Netz GmbH** ist ein 100-prozentiges Tochterunternehmen der Westfalen Weser Energie GmbH & Co. KG (Westfalen Weser Netz, 2019), an der wiederum 53 Kommunen und Kreise beteiligt sind; die größten Anteile halten Paderborn und Herford mit je über 20% (Westfalen Weser Energie, 2019).
5. Die **Pfalzwerke Netz AG** ist eine Tochtergesellschaft der Pfalzwerke AG mit Sitz in Ludwigshafen am Rhein (Pfalzwerke Netz, 2018). 52,1 % der Anteile der Pfalzwerke sind in der Hand vom Bezirksverband Pfalz (als kommunale Gebietskörperschaft). 26,7 % sind im Besitz der innogy SE. Die übrigen Anteile verteilen sich auf die Stadt Ludwigshafen am Rhein (10,3 %) und Übrige, inklusive Belegschaftsaktionäre (Pfalzwerke, 2018).
6. Die **enercity Netz GmbH** ist eine 100-prozentige Tochter der enercity AG (enercity Netz, 2019). Anteilseigner der enercity AG sind die Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft Hannover mbH (VVG) (75,09%), die Thüga AG (24%) und die Region Hannover (0,91%) (enercity, 2014). Die Landeshauptstadt und die Region Hannover besitzen gemeinsam die VVG.
7. Die **Wesernetz Bremen GmbH** ist eine 100%ige Tochtergesellschaft der swb AG, die wiederum bis auf eine Aktie von der EWE AG (siehe oben) gehalten wird (wesernetz, 2018). Die eine Aktie gehört der Bremer Verkehrsgesellschaft mbH.
8. Die **ENERVIE Vernetzt GmbH** gehört zu 100% zur ENERVIE Gruppe (ENERVIE Vernetzt, 2019). Die Stadt Hagen (42,7%), die Stadt Lüdenscheid (24,1%) sowie die REMONDIS Wasser und Energie GmbH (19,1%) sind Hauptaktionäre der ENERVIE Gruppe. Die restlichen Anteile werden von 10 weiteren Städten und Gemeinden der Region gehalten (ENERVIE Gruppe, 2019).
9. Die **WEMAG Netz GmbH** gehört zur WEMAG Gruppe. Der kommunalen Anteilseignerverband der WEMAG AG hält 74,76 % der Anteile, die Thüga Aktiengesellschaft 25,10 % und die Stadt Grabow 0,14 % der WEMAG AG-Aktien (WEMAG, 2018). Die Thüga Aktiengesellschaft ist eine Beteiligung der Thüga Holding GmbH & Co. KGaA. Als Minderheitsgesellschafterin ist das Unternehmen an rund 100 Unternehmen der kommunalen Energie- und Wasserwirtschaft beteiligt (Thüga, 2019).
10. Ab dem 1.1.2019 ist die **Stuttgart Netze Betrieb GmbH** zu 74,9% im Besitz der Stadtwerke Stuttgart GmbH und zu 25,1% in der Hand der Netze BW GmbH (Stadtwerke Stuttgart, 2019) (siehe unten).
11. Die **Ovag Netz AG** ist eine 100-prozentige Tochter der Oberhessischen Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft mbH (OVVG) (Ovag Netz, 2019). Die OVVG ist wiederum Teil der OVAG

Gruppe, deren Anteile von drei Hessischen Landkreisen gehalten werden: dem Wetteraukreis (51,7%), dem Vogelsbergkreis (32,1%) und dem Landkreis Gießen (16,2%) (Ovag Gruppe, 2019).

12. Die **NEW Netz GmbH** ist zu 99,9% im Besitz der NEW AG, die wiederum zu 60,05% in der Hand der NEW Kommunalholding GmbH ist, sowie zu 39,95% zu innogy SE gehört (NEW, 2018). An der NEW Kommunalholding GmbH sind mit 20,05 % die Stadt Mönchengladbach, mit 43,25 % die Entwicklungsgesellschaft der Stadt Mönchengladbach GmbH und mit 20,04 % die Stadt Viersen sowie mit 16,66 % die Kreiswerke Heinsberg GmbH beteiligt (NEW, 2018).

Mehrheitseigner EnBW/Vattenfall

Lediglich drei der 24 erlösstärksten Verteilnetzbetreiber sind mehrheitlich Eigentum der EnBW AG bzw. der Vattenfall GmbH, die anderen beiden der (ehemals) "Großen Vier" neben RWE und E.ON.

1. Die **Netze BW GmbH** ist der größte Verteilnetzbetreiber in Baden-Württemberg und Teil des EnBW Konzerns (Netze BW, 2019; EnBW, 2018b). Als Entflechtungsmaßnahme im Rahmen des dritten Energiebinnenmarktpakets wurde das Unternehmen im Jahr 2014 von EnBW Regional umbenannt in Netze BW (energiate, 2014).
2. Auch die **Stromnetz Berlin GmbH** ist ein hundertprozentiges Tochterunternehmen der Vattenfall GmbH (Stromnetz Berlin, 2019). Auch sie wurde im Rahmen von Entflechtungsmaßnahmen im Jahr 2013 von Vattenfall Europe Distribution Berlin GmbH umbenannt, um eine eindeutige Identifizierung zu gewährleisten (Stromnetz Berlin, 2019).
3. **Netzgesellschaft Ostwürttemberg Donau Ries GmbH** ist der größte Verteilnetzbetreiber in der Region Ostwürttemberg und im angrenzenden Bayern und hundertprozentige Tochtergesellschaften der EnBW Ostwürttemberg DonauRies AG (Netze NGO, 2019), die wiederum zu 100% zum EnBW Konzern gehört (EnBW, 2018b).

Damit die Verteilnetzbetreiber das Netz betreiben dürfen, müssen sie laut § 46 Abs. 2 EnWG einen sogenannten "Qualifizierten Wegenutzungsvertrag", bekannter als **Konzessionsvertrag** über die Nutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen mit der Gemeinde schließen. Das bedeutet, dass die Gemeinde bei der Auswahl der Verteilnetzbetreiber die Entscheidungshoheit besitzt. Allerdings muss sie ein diskriminierungsfreies, transparentes und nachvollziehbares Auswahlverfahren durchführen (vgl. bdew, 2010). Außerdem erhält sie im Gegenzug für die Konzession eine Konzessionsabgabe vom Verteilnetzbetreiber, die letztlich über den Strompreis vom Endverbraucher eingefordert wird. Die Höchstgrenze für die Konzessionsabgabe wird in der Konzessionsabgabenverordnung (KAV) festgelegt (vgl. BMWi, 2019). Konzessionsverträge haben eine maximale Laufzeit von 20 Jahren, sie können allerdings in beidseitigem Einvernehmen auch über kürzere Dauern geschlossen werden. In den letzten Jahren ist eine Vielzahl von Konzessionsverträgen ausgelaufen und wurden auf Basis des §46 EnWG neu vergeben. In diesem Zusammenhang gab und gibt es einen gewissen Trend zur Rekommunalisierung von Verteilnetzen. Allerdings sind Konzessionen ein hart umkämpftes Gut und es ist zu beobachten, dass von den Altkonzessionären eine Vielzahl von Mitteln eingesetzt wird, um Rekommunalisierungen und neue Konzessionäre zu verhindern (vgl. Berlo & Wagner, 2013). Dabei nutzen Konzerne auch häufig vorhandene Lücken im gesetzlichen Regelwerk zu ihren Gunsten, um Mitbewerber aus dem Feld zu schlagen.

Auch im Verteilnetz sind umfangreiche **Aus- und Umbaumaßnahmen** im Zuge des Ausbaus der erneuerbaren Energien notwendig. Es gibt für das Verteilnetz aber keine übergreifende Planung, die vergleichbar wäre mit dem Netzentwicklungsplan für das Übertragungsnetz. In §14 EnWG ist geregelt, dass Verteilnetzbetreiber mit mehr als 10.000 Kunden auf Verlangen der Regulierungsbe-

hörde innerhalb von 2 Monaten einen Bericht über den Netzzustand und die Netzausbauplanung vorzulegen hat. Der Bericht hat auch konkrete Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes, inklusive Beginn und Ende der Maßnahmen, zu enthalten. Betreiber von 110kV Netzen müssen außerdem jährlich Netzkarten mit Engpassregionen und ihre Planungsgrundlage zur Entwicklung von Ein- und Auspeisungen in den nächsten 10 Jahren, sowie geplanten Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen in den nächsten 5 Jahren, in einem Bericht auf ihrer Homepage zu veröffentlichen. Die Darstellung der Maßnahmen muss so ausgestaltet sein, dass ein sachkundiger Dritter erkennen kann wie diese Maßnahmen Leitungskapazitäten und Umspannwerke betreffen, welche Alternativen der Netzbetreiber geprüft hat und welche Kosten voraussichtlich entstehen. Die Aus- und Umbauplanung wird zwischen Verteilnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern koordiniert. Die verschiedenen Übertragungsnetzbetreiber haben verschiedene Vorgehensweisen dafür etabliert. In der Regelzone von 50 Hertz wurde z.B. die sogenannte 'ARGE Ost' (Arbeitsgemeinschaft Ost) etabliert, ein Forum in dem sich alle Verteilnetzbetreiber der Regelzone und 50 Hertz regelmäßig austauschen.

2.2.2 Systemdienstleistungen

Der Verteilnetzbetreiber ist gesetzlich verpflichtet die Stabilität seines Verteilnetzes zu gewährleisten. Er führt in diesem Sinne netzstabilisierende Maßnahmen durch, insbesondere die Spannungshaltung und das Engpassmanagement, siehe Abschnitte 2.1.2.2 und 2.1.2.4. Die Frequenzhaltung bleibt bisher dem Übertragungsnetzbetreiber vorenthalten. Dieser kann den Verteilnetzbetreiber gemäß § 14 EnWG jedoch anweisen, durch Einspeisemanagement (EinsMan) frequenzstabilisierend tätig zu werden. Gründe für das Engpassmanagement können jedoch auch Kapazitätsengpässe im jeweiligen Verteilnetz oder den vorgelagerten Netzen sein. Beim Einspeisemanagement meldet der VNB dem Anlagenbetreiber, dass und in welchem Umfang (Absenkung auf 60%, 30% oder 0%) er seine Anlage abregeln soll. Gemäß § 9 EEG kann der Verteilnetzbetreiber bei Anlagen ab 100 kW über Fernwirktechnik auch direkt regelnd eingreifen. Dazu müssen die Erzeugungsanlagen mit entsprechenden Anlagenautomationsmitteln ausgestattet sein. Eine Ausnahme besteht bei Anlagen mit einer Anschlussleistung von mehr als 50 MW. Diese kann der ÜNB direkt steuern.

Daneben ist der Verteilnetzbetreiber auch für die Entstörung seiner Netze und im Falle eines lokalen Netzzusammenbruchs für den Wiederaufbau zuständig. Bei einem großflächigeren Blackout koordiniert jedoch der ÜNB den Schwarzstart, siehe Abschnitt 2.1.2.2. Schließlich müssen auch die VNBs ihre Netzverlustenergie ausgleichen. Dazu schreiben sie, nach eigens festgelegten Verfahren, die Kompensation der Verlustenergie ebenfalls aus (BNetzA, 2012b). Eine Herausforderung in diesem Zusammenhang ist das Demand-Side Management als neue Aufgabe.

2.2.3 Marktkommunikator und Datendrehscheibe

Der Begriff 'Marktkommunikation' beschreibt die Ausgestaltung, Weiterentwicklung und Anwendung standardisierter und automatisierter Marktprozesse sowie deren Umsetzung in elektronische Datenformate (bdew, 2017). Eine reibungslos funktionierende Marktkommunikation bildet eine essentielle Voraussetzung für die Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Wettbewerbs im liberalisierten Strommarkt. Der bdew übernimmt eine wichtige organisatorische Rolle in Deutschland und beschreibt mittels des Rollenmodells (bdew, 2016) die für den elektronischen Datenaustausch relevanten Rollen, Gebiete und Objekte, und stellt deren Beziehungen untereinander dar. Das Rollenmodell wird kontinuierlich weiterentwickelt und neuen gesetzlichen Anforderungen angepasst, sowie mit dem europäischen Rollenmodell abgeglichen. Drei wesentliche, operative Kommunikationsprozesse in denen der Verteilnetzbetreiber die zentrale Datendreh-

scheibe darstellt sind die sogenannten 'Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität' (GPKE), die 'Wechselprozesse im Messwesen' (WiM) und die 'Marktregeln für die Bilanzkreisabrechnung Strom' (MaBiS).

In den Bereich Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE) fällt eine Vielzahl von Prozessen, die im Zusammenhang mit der Netznutzung stehen. Es geht im Wesentlichen um die Kommunikation zwischen Verteilnetzbetreibern und Lieferanten. Dazu gehören die Abläufe Lieferbeginn und Lieferende, Grund- bzw. Ersatzversorgung, Zählerstand- und Zählwertübermittlung, Netznutzungsabrechnung, Stammdatenänderung und Geschäftsdatenanfrage. Dabei kommt es bei all diesen Prozessen insbesondere auf die Regelung des entnahmestellenbezogenen Datenaustauschs an (BNetzA, 2012a). Entnahmestellen sind Abnahmestellen inklusive der physikalischen Messeinrichtungen über die Energie ins Stromnetz eingespeist bzw. entnommen werden kann. Eine Entnahmestelle wird durch eine Zählpunktbezeichnung definiert (BNetzA, 2012a). Der Verteilnetzbetreiber ist hier vor allem für den Datenaustausch mit dem Lieferanten zuständig. Grundlage für die Prozesse sind die zwischen den Lieferanten und den Letztkunden neu geschlossenen oder gekündigten Stromlieferverträge.

Die Marktrolle des Messstellenbetreibers kann vom Verteilnetzbetreiber ausgeführt werden, muss aber nicht. Gemäß § 21 EnWG können auch Lieferanten oder von den Anschlussnutzern beauftragte Dritte die Zählung und Messung durchführen. Damit ist die unabhängige Marktrolle des Messstellenbetreibers und -dienstleisters entstanden und tritt zum Verteilnetzbetreiber in Konkurrenz. Zukünftig werden nach §25 Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) Messstellenbetreiber oder Unternehmen, die von ihnen beauftragt worden sind, auch die Rolle des Smart-Meter-Gateway-Administrators übernehmen. Seine Aufgaben sind die Installation (Einbau), Inbetriebnahme, Konfiguration, Administration, Überwachung und Wartung des Smart-Meter-Gateways und die informationstechnische Anbindung von Messgeräten und von anderen an das Smart-Meter-Gateway angebotenen technischen Einrichtungen. Der Smart-Meter-Gateway-Administrator muss ein Zertifikat des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) haben, das die Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben sicherstellt.

Die an der Messstelle erhobenen Daten sind Grundlage für eine Reihe von Abrechnungen (z.B. Netzentgeltabrechnung, Abrechnung der Einspeisevergütung, Bilanzkreisabrechnung) aber auch für die jährliche Neukalkulation der EEG-Umlage und der Netzentgelte. Die Aufbereitung der an der Messstelle erhobenen Daten bleibt jedoch den Verteilnetzbetreibern vorenthalten, z.B. Umwandlung der Einzelzeitreihen in Summenzeitreihen. Bei Standard-Lastprofil-Kunden (Kunden unter einem Jahresstromverbrauch von 100.000 kWh) werden die Verbrauchswerte in der Regel einmal jährlich erhoben (BNetzA, 2012a). Bei Kunden mit registrierender Lastgangmessung, also ab 100.000 kWh, wird dagegen permanent der Lastgang (die verbrauchte Wirkleistung) gemessen.

Bei den Wechselprozessen im Messwesen (WiM) steht die Kommunikation zwischen Verteilnetzbetreibern und Messstellenbetreibern/-dienstleistern im Fokus (BNetzA, 2011). Auch hier geht es um die Mitteilung von Beginn und Ende des Messstellenbetriebs, sowie der eigentlichen Messungsaktivität, für die der Messstellenbetreiber auch einen Messdienstleister beauftragen kann. Weitere Prozesse sind die Messstellenänderung, dabei kann der Verteilnetzbetreiber den Messstellenbetreiber z. B. zur technischen Änderung seines Gerätes auffordern (z.B. von analogen Geräten zu elektrischen Geräten), die Störungsbehebung, Stammdatenänderung im Messstellenwesen und Geschäftsdatenanfrage. Messstellenbetreiber und Messdienstleister stellen ihre Dienstleistungen dem Verteilnetzbetreiber in Rechnung. Dieser fordert diese Kosten wiederum über die Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb im Rahmen der Netzentgelte zurück.

Mit den Marktregeln für die Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS) wird der Austausch von bilanzierungsrelevanter Stamm- und Bewegungsdaten im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung geregelt (vgl. Haufe, 2015; BNetzA, 2012b). Die Verteilnetzbetreiber haben hier zwei wesentliche Markrollen.

Zum einen haben sie zu jedem Zeitpunkt eine vollständige Zuordnung der in ihren Bilanzierungsgebieten befindlichen Energiemengen zu Bilanzkreisen und Lieferanten zu gewährleisten. Außerdem teilen die Verteilnetzbetreiber dem Lieferanten täglich die Lastgänge von Kunden mit registrierender Lastgangmessung sowie die sogenannten analytischen Lastprofile mit.

2.2.4 Abwicklung des EEG-Ausgleichs bei Eigenversorgung

Seit 2014 sind die Verteilnetzbetreiber für die Abwicklung des EEG-Ausgleichs bei Eigenversorgung zuständig. Zur Abrechnung der EEG-Vergütungen kommt damit die der EEG-Umlage für Eigenversorgung hinzu. Dafür müssen die Anlagenbetreiber ihre Verbrauchsmengen monatlich prognostizieren und dem Verteilnetzbetreiber mitteilen. Dieser setzt dann angemessene Abschlagszahlungen fest, die er vom jeweiligen Betreiber kundenspezifisch erhebt (50Hertz et al., 2015, bdew, 2015). Alle erhaltenen Zahlungen (auch die Zinsen), muss der VNB dann monatlich (im Folgemonat) in aggregierter Form, also nicht anlagenscharf, an den Übertragungsnetzbetreiber weiterleiten, siehe auch Abschnitt 2.1.4 (Goldmann, 2015).

Die Jahresabrechnung der Eigenversorgung erfolgt zeitgleich mit der Abrechnung der Einspeisevergütung. Dafür sind die Letztverbraucher verpflichtet, ihren tatsächlichen Verbrauch durch Messung zu ermitteln und dem Verteilnetzbetreiber mitzuteilen. Diese Daten werden anlagenscharf sowie getrennt nach Vergütungskategorien erhoben und an den Übertragungsnetzbetreiber übermittelt (bdew, 2015; Goldmann, 2015; 50Hertz et al., 2015). In der Jahresabrechnung findet eine Aufrechnung der gegenseitigen finanziellen Belastungsausgleichsansprüche statt, die dann ausgeglichen wird (bdew, 2015). Innerhalb des Jahres zu viel gezahlte Förderungen fordert der Übertragungsnetzbetreiber dann vom Verteilnetzbetreiber zurück.

3 Die Einnahmenseite: Netzentgelte

Finanziell basiert das Geschäftsmodell der Netzbetreiber auf der Einnahme sogenannter **Netzentgelte**. Diese werden von den Netzkunden für die Nutzung der Netze entrichtet. Mittlerweile ist das Netzentgelt der größte Einzelposten im Haushaltsstrompreis mit 7,27 cent/kWh in 2018 (bdew, 2018). Der Posten stieg seit 2010, als er noch 5.86 ct/kWh betrug, langsam aber kontinuierlich an. Mit dem steigenden Netzausbaubedarf in den kommenden Jahren ist damit zu rechnen, dass die Netzentgelte auch weiter steigen. Das Netzentgelt wird für Übertragungs- und Verteilnetz zusammen berechnet und erhoben.

Regional sind die Netzentgelte allerdings sehr verschieden und entwickeln sich auch sehr unterschiedlich über die Zeit, da die Netzkosten nur auf die Kunden in dem Netzgebiet umgelegt werden, in dem sie anfallen. Das bedeutet, dass Regionen mit hohem Netzausbaubedarf, z.B. wegen einem starken Zubau von erneuerbaren Energien, diesen auch finanzieren müssen. Abbildung 17 verdeutlicht dies: die höchsten Netzentgelte Deutschlands sind in den Regionen Brandenburg, Mecklenburg- Vorpommern und Schleswig-Holstein zu verzeichnen, wo wegen des Ausbaus von Windenergie auch hohe Investitionen ins Stromnetz notwendig waren und die Gebiete gleichzeitig verhältnismäßig dünn besiedelt und mit dementsprechend wenigen Schultern zum Verteilen der Netzkosten vorhanden sind. Die Netzentgelte sind hier mit über 10 ct/kWh doppelt so hoch wie in weiten Teilen West- und Süd-Ost-Deutschlands. Um deren internationale Wettbewerbsfähigkeit zu sichern sind die Netzentgelte für Gewerbe und vor allem für Industriekunden wesentlich geringer als für Haushaltskunden. Mit den fortlaufenden Trends zur Dezentralisierung bis hin zur Eigenversorgung sowie der Digitalisierung stellt sich zukünftig die Frage ob und wie die Netzentgeltsystematik reformiert werden muss, um volkswirtschaftlich sinnvolle und systemdienliche Anreize zu setzen (RAP, 2014).

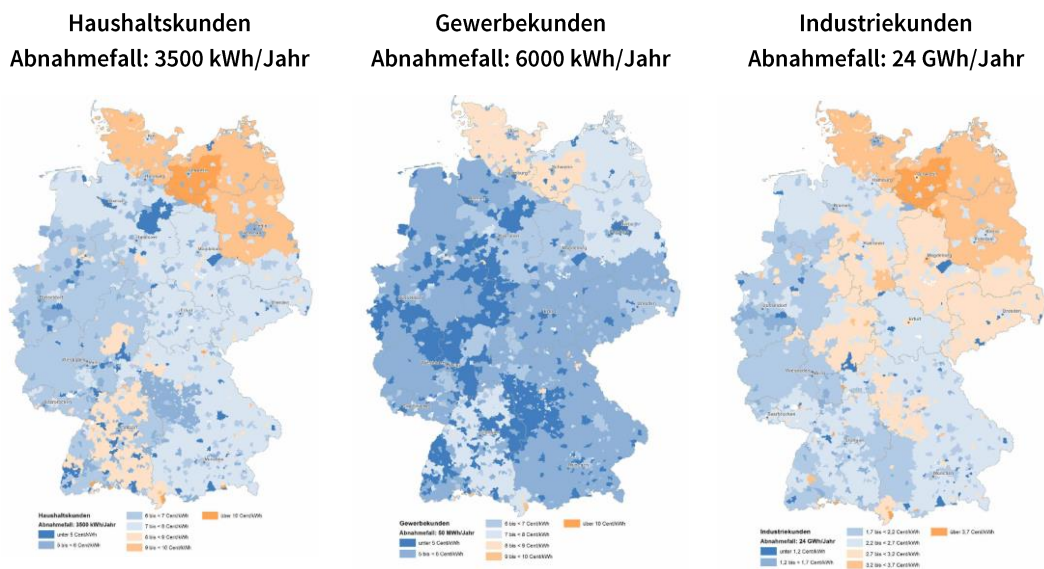


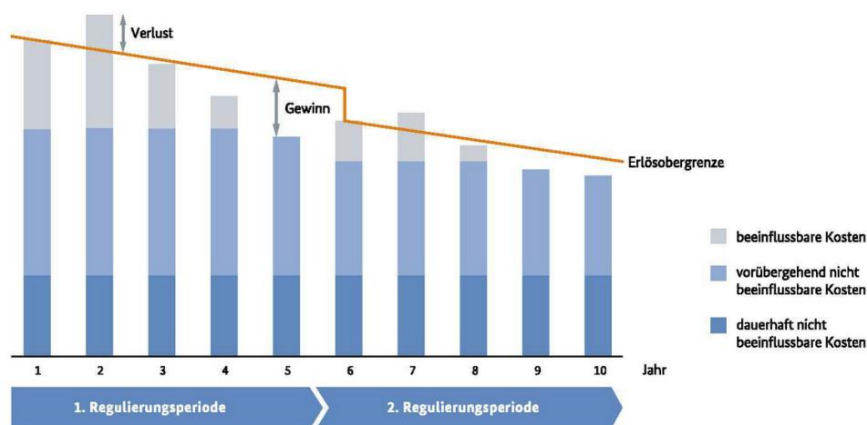
Abbildung 17. Verteilung der Strom-Netzentgelte für Haushalte , Gewerbe und Industrie im Jahr 2017. Quelle: Abbildungen 53, 54 und 55 in BNetzA (2018a).

Grundsätzlich werden die Netzentgelte von den Verbrauchern auf der jeweiligen Netzebene gezahlt, eindeutig definiert durch die Entnahmestelle. Die Kunden (und Netzentgeltzahler) der Übertragungsnetzbetreiber sind damit die ans Übertragungsnetz angeschlossenen großen Industrien sowie die Verteilnetzbetreiber. Die Kunden (und Netzentgeltzahler) der Verteilnetze auf der anderen Seite sind die privaten und gewerblichen Endverbraucher (vgl. RAP, 2014). Es findet also eine sogenannte Wälzung der Kosten von der oberen zur unteren Ebene statt.

Für die Einnahmenseite der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber sind zwei Rechtsverordnungen wesentlich: Die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) und die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), die sich durch komplexe Wechselwirkungen auszeichnen. Beide Verordnungen haben ihre Legitimität im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), in den §§ 21, 24 und 29. Im Folgenden wird auf die wichtigsten Elemente der Anreizregulierung und die Kalkulation der Netzentgelte näher eingegangen. Ein ausführlicher Evaluierungsbericht nach §33 der ARegV (BNetzA, 2015a) gibt unter anderem Aufschluss über die Kosten- und Erlösentwicklung, das Investitionsverhalten, Innovationen, Entwicklung der Effizienz, Versorgungsqualität der ersten Regulierungsperiode. Außerdem fasst er Studien und Gutachten sowie Reformvorschläge zur ARegV zusammen.

3.1 Die Anreizregulierung

Netzbetriebe gelten als sogenannte "**natürliche Monopole**", da es volkswirtschaftlich unsinnig und unrentabel wäre, wenn mehrere Netzbetreiber die Netzstrukturen parallel betrieben (vgl. RAP, 2014). Um die ökonomische Wirkung der Monopolstellung - z. B. bezüglich einer willkürlichen Preisbildung aufgrund fehlenden Wettbewerbs - auszugleichen, wird die Bildung der Entgelte von der Bundesnetzagentur reguliert. Seit 2009 erfolgt dies im Zuge der Anreizregulierung gemäß der **Anreizregulierungsverordnung (ARegV)**. Seither orientiert sich die Bildung der Netzentgelte nicht mehr lediglich an den Kosten der Netzbetreiber, sondern an den von den Regulatoren individuell festgelegten **Erlösobergrenzen** (Revenue-Cap Modell). Die Erlösobergrenze definiert das Maximum der zulässigen Erlöse des Netzbetreibers. Das wirkt wie die Festsetzung eines Jahresbudgets, mit dem der Netzbetreiber haushalten muss. Durch die faktische Trennung der Erlöse von den tatsächlichen Kosten - obgleich sich die Erlösobergrenze an den Netzkosten orientiert - werden die Betreiber der Netze dazu motiviert, ihre Ausgaben durch Effizienzsteigerung zu senken, um zusätzliche Gewinne zu erwirtschaften (daher die Bezeichnung Anreizregulierung) (BNetzA, 2015b)¹⁰. Die Erlösobergrenze sinkt dabei jährlich um einen ebenfalls von der Regulierungsbehörde vorgegebenen Prozentsatz¹¹, um den Kostenreduzierungsdruck zu erhöhen (siehe Abbildung 18).



Die Wirkung der Anreizregulierung: Langfristig sinken Erlösobergrenzen und Kostenniveaus und damit auch die Entgelte für die Netznutzerinnen und -nutzer.

Abbildung 18. Anreizregulierung Quelle: BNetzA (2017d).

¹⁰ Der Netzbetreiber kann auch dann einen Gewinn erreichen, wenn seine Kosten genau den festgelegten Erlösen entsprechen. Der Grund ist, dass in den Erlösen eine kalkulatorische Verzinsung auf das eingesetzte Kapital enthalten ist (siehe 3.2) (vgl. BNetzA, 2017d).

¹¹ Die Anpassung wird jedoch jährlich überprüft und im Falle von besonderen Kostenänderungen kann die Erlösobergrenze auch nach oben korrigiert werden (vgl. BNetzA, 2015b, siehe 3.2).

3.2 Prozess der Anreizregulierung

Der Prozess der Anreizregulierung vollzieht sich in fünfjährigen **Regulierungsperioden** (BNetzA, 2017e), an deren Beginn das Ausgangsniveau für die jährlichen Erlösobergrenzen stets neu angepasst wird. Derzeit befinden wir uns in der zweiten Regulierungsperiode (2014 - 2018), siehe Abbildung 18.

Für die anfängliche Festsetzung der Erlösobergrenze muss jeder Netzbetreiber seine individuelle Kostensituation bestimmen und der Regulierungsbehörde übermitteln, welche die Kosten dann prüft (BNetzA, 2017e). Dabei wird zwischen beeinflussbaren und nicht-beinflussbaren Kosten unterschieden, wobei nur die ersteren im Laufe der Zeit reduziert werden müssen. Im §11 der ARegV sind alle anrechenbaren nicht beeinflussbaren Kosten aufgelistet. Die Kostenprüfung beim Netzbetreiber erfolgt wiederkehrend, und zwar jeweils im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der nächsten Regulierungsperiode. Grundlage hierfür sind die handelsrechtlichen Jahresabschlüsse des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres. Das Jahr 2016 war ein solches sogenanntes **Basisjahr**, welches für die Neukalkulation des Niveaus der Erlösobergrenzen der dritten Regulierungsperiode herangezogen wurde. Die tatsächlichen Kosten, die in diesem Jahr anfielen, haben folglich die Ausgangssituation für die Erlösobergrenze im Jahr 2019 bestimmt (siehe Abbildung 19).

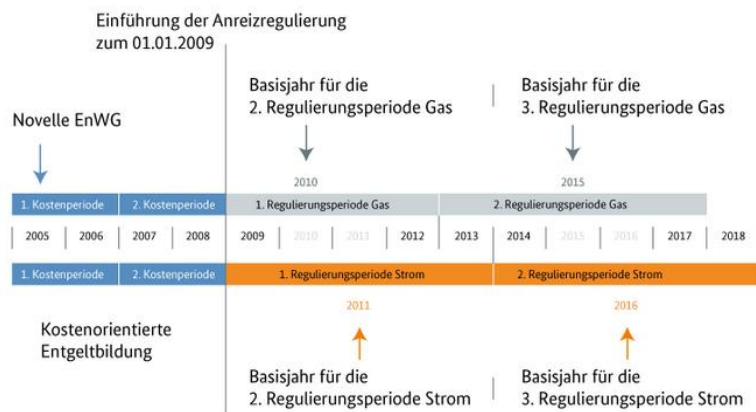


Abbildung 19. Zeitlicher Überblick zur Anreizregulierung. Quelle: BNetzA (2017e).

Darüber hinaus haben die Regulierungsbehörden entscheidenden Einfluss auf die feste Rendite der Netzbetreiber, denn sie genehmigen im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags nach §10a ARegV den Zinssatz für das Eigenkapital. Der Kapitalkostenaufschlag besteht insgesamt aus der Summe der kalkulatorischen Abschreibungen, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, der kalkulatorischen Gewerbesteuer und des Aufwandes für Fremdkapitalzinsen. Die Höhe der **kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung** ist hier eine besonders wichtige Größe, weil sie auch in der Netzkostenaufstellung berücksichtigt wird und vor dem Hintergrund von massiven Neuinvestitionen im Rahmen der Energiewende einen wichtigen Kostenfaktor darstellt.

Der Eigenkapitalzins setzt sich aus den Komponenten **Basiszins** und **Wagniszuschlag** (Markttriskoprämie plus netzbetreiberspezifischer Sektor-Faktor) zusammen (Frontier Economics, 2016). Für die kommende Regulierungsperiode ab 2018 hätte der **Eigenkapitalzinssatz 6,91% für Neuanlagen und 5.12% für Altanlagen** (vor Körperschaftssteuer) betragen sollen. In der vorangehenden Regulierungsperiode galten 9.05% für Neuanlagen und 7.14% für Altanlagen. Die beabsichtigte Absenkung würde laut BNetzA die seit längerem niedrigen Zinsen an den Kapitalmärkten wieder spiegeln - der Basiszinssatz wurde von 3,8% auf 2,49% abgesenkt (BNetzA, 2016b). Allerdings kam es zur Klage von 1100 Netzbetreibern gegen die BNetzA vor dem Oberlandesgericht (OLG) Düssel-

dorf. Im März 2018 entschied das Gericht (Urt. v. 22.03.2018, u.a. Az. VI-3 Kart 143/16): Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat die staatlich garantierte Rendite auf das eingesetzte Eigenkapital für Investitionen in die Gas- und Stromnetze methodisch fehlerhaft ermittelt. Einstweilen gelten die Eigenkapitalzinssätze der vorhergehenden Regulierungsperiode. Alternative Methoden zu der vom Gericht kritisierten, rein auf historischen Daten basierenden Ermittlung der Marktrisikoprämie stehen zur Verfügung (NERA, 2018).

Insgesamt gab und gibt es rege Diskussionen um die Angemessenheit des Eigenkapitalzinssatzes in der Höhe von 7%-9%. Der Verbraucherschutz argumentierte, dass die Eigenkapitalzinssätze mit 6,91% deutlich oberhalb des marktüblichen Niveaus liegen und dies den Netznutzern angesichts der anhaltenden Niedrigzinsphase und des vergleichsweise geringen Marktrisikos kaum zu vermitteln sei (vzbv, 2016). Dagegen argumentierte der Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft, dass der reale Zinssatz (nach Körperschaftssteuer, Inflation und Berücksichtigung von Fremdkapital) bei nur noch 5,64% läge (bdew, 2016a). Solch ein niedriger Eigenkapitalzinssatz würde die Herausforderungen der Energiewende in Deutschland nicht angemessen berücksichtigen und zudem die Investitionsanreize in Deutschland im Europäischen Vergleich massiv verschlechtern (bdew 2016c). Der ursprünglich für die nächste Regulierungsperiode vorgesehene Eigenkapitalzinssatz läge zudem 1.5% unter dem europäischen Durchschnitt. Die Diskussion wurde letztlich vom OLG Düsseldorf am 22.03.2018 vorerst beendet - das Gericht entschied, dass die von der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur entschiedene Absenkung der Eigenkapitalzinssätze vom 5.10.2016 (BK4-16-160 und BK4-16-161) auf 6,91% bzw. 5,12% die Marktrisiken nicht hinreichend berücksichtige und deshalb rechtsfehlerhaft zu niedrig bemessen sei (OLG Düsseldorf, 2018). Die Höhe des Wagniszuschlags sei methodisch fehlerhaft ermittelt und festgesetzt worden. Die Bundesnetzagentur wurde verpflichtet, die Eigenkapitalzinssätze für die dritte Regulierungsperiode unter Beachtung der Rechtsauffassung des Gerichts neu festzulegen.

Zur künstlichen Simulierung von Wettbewerb werden die Aufwendungen der Netzbetreiber mit denen ähnlicher Netzbetreiber verglichen und so **Effizienzwerte** (in %) gebildet (BNetzA, 2015b). Wichtige Kriterien für die Ähnlichkeit sind dabei die Anzahl der Ausspeise- und Zählpunkte, die Länge der Kabel und Freileitungen, die Jahreshöchstlast und die versorgte Fläche. Vom Effizienzvergleich ausgenommen werden solche Kosten, die der Netzbetreiber nicht beeinflussen kann. Dabei werden Verteilnetzbetreiber bundesweit untereinander und Übertragungsnetzbetreiber länderübergreifend mit anderen europäischen Übertragungsnetzbetreibern verglichen. Verteilnetzbetreiber mit weniger als 30.000 Netzkunden können sich auch für ein vereinfachtes Verfahren entscheiden, bei dem ein pauschal festgelegter Effizienzwert gilt. Dieser pauschale Wert ergibt sich aus dem Mittelwert der Effizienzwerte aller Verteilnetzbetreiber, die am Effizienzvergleich teilgenommen haben.

Aus der Kombination der Kostenprüfung mit dem Effizienzvergleich ergibt sich dann für jeden Netzbetreiber seine **individuelle Erlösobergrenze** (BNetzA, 2015b). Die genehmigten Kosten sind dann die Grundlage für die Netzentgeltkalkulation. Im Basisjahr 2016 wurden die Erlösobergrenzen für die Periode zwischen 2019 bis 2023 beschlossen. Wie bereits erwähnt, sinkt die Erlösobergrenze grundsätzlich jährlich nach einem vorgegebenen Prozentsatz. Es ist jedoch denkbar, dass ein Netzbetreiber während der Regulierungsperiode mit außergewöhnlichen Kosten konfrontiert wird, die er so nicht erwarten konnte (Änderung der nicht-beeinflussbaren Kosten). Im Falle einer erheblichen Veränderung der Versorgungsaufgabe ist es einem Netzbetreiber möglich, seine Erlösobergrenze auch innerhalb einer Regulierungsperiode anzupassen (BNetzA, 2015b). Für diese Fälle gibt es für die Übertragungsnetzbetreiber das Instrument der **Investitionsmaßnahme** und für Verteilnetzbetreiber, seit der Novelle der ARegV im Jahr 2016, das Instrument des **Kapitalkostenabgleichs**. Mit dem Umstieg auf den Kapitalkostenabgleich wird ab der 3. Regulierungsperiode die Erlösobergrenze für Verteilnetzbetreiber bei Investitionen bereits im Verlauf der Regulierungsperiode angepasst (BNetzA, 2017f).

Darüber hinaus werden auch sogenannte **Mengenschwankungen** in der Festsetzung der Erlösobergrenze berücksichtigt (BNetzA, 2015b). Die Erlöse der Netzbetreiber werden über die Netzentgelte von den Netzkunden erwirtschaftet. Allerdings ist die Höhe der Netzentgelte abhängig vom prognostizierten Energieabsatz zum Zeitpunkt der Netzentgeltkalkulation. Im Regelfall weicht der tatsächliche Absatz jedoch von dieser Mengenprognose ab und so kann es zu Differenzen zwischen den erwirtschafteten Erlösen und der Erlösobergrenze kommen. Mehr- oder Mindermengen werden am Jahresende auf dem Regulierungskonto, welches die Netzbetreiber führen, sichtbar und über einen Kontoausgleich bei der Neubildung der Erlösobergrenze in der kommenden Regulierungsperiode berücksichtigt. Um sie gleichmäßig zu verteilen, werden sie in Form von Zu- oder Abschlägen auf die Erlösobergrenzen der kommenden Jahre aufsummiert bzw. von ihnen abgezogen.

Schließlich gibt es noch ein **Bonus-/Malus-System**, das Auswirkungen auf die Höhe der Erlösobergrenze hat. Ziel der Anreizregulierung ist es zwar, dass Kosten gesenkt werden, dies soll aber nicht zulasten der Versorgungsqualität gehen. Denn zunächst besteht grundsätzlich das Risiko, dass die Netzbetreiber die erforderlichen Investitionen in ihre Netze oder notwendige Maßnahmen zur Aufrechterhaltung bzw. Verbesserung ihrer Versorgungsqualität unterlassen, um Kosten einzusparen (BNetzA, 2015b). Diesem Risiko soll mit Hilfe von Qualitätselementen vorgebeugt werden. Demnach erhalten Netzbetreiber, die sich durch eine besonders hohe Versorgungsqualität ausgezeichnet haben, eine Erhöhung der Erlösobergrenze (Bonus), während im konträren Fall die Erlösobergrenze gesenkt wird (Malus).

3.3 Netzentgeltkalkulation

Für die Ermittlung der Netzkosten, welche die Grundlage für die Festlegung der Erlösobergrenze und die nachfolgende Ermittlung der Netzentgelte bilden, sind grundsätzlich die Netzbetreiber selbst zuständig. Dabei müssen sie jedoch einem vorgegebenen Verfahren folgen, das in der **Stromnetzentgeltverordnung** (StromNEV) festgelegt ist. Diese sieht ein Berechnungsverfahren für Netznutzungsentgelte vor, das die gesamten Kosten des Netzbetreibers für die jeweilige Spannungsebene auf einen spezifischen Preis pro entnommener elektrischer Arbeit, sowie entnommener Leistung, umlegt. Der Prozess der Netzentgeltmittlung wird dabei in die drei Schritte der Kostenarten-, Kostenträger- und Kostenstellenrechnung unterteilt.

Ziel der **Kostenartenrechnung** ist die Ermittlung der gesamten Netzkosten. Die Kostenartenrechnung ist in Abschnitt 1 StromNEV geregelt. Zentrale Kostenpositionen sind dabei die sogenannten **aufwandsgleichen Kosten**¹² (§5), die **kalkulatorischen Abschreibungen** (§6), die **kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung** (§7), sowie die **kalkulatorischen Steuern** (§8) nach Abzug der **kostenmindernden Erlöse und Erträge** (§9). Außerdem sind **Netzverluste** (§10) in Betracht zu ziehen, also Strommengen, die aufgrund der physikalischen Eigenschaften des Stromnetzes beim Transport "verloren gehen". Insgesamt ergeben sich die Kosten aus der Gewinn- und Verlustrechnung im Jahresabschluss, die nach §6a EnWG ausgeführt und von einem Wirtschaftsprüfer testiert werden müssen.

Die kalkulatorischen Abschreibungen auf Anlagengüter werden zur Deckung von Ersatzinvestitionen in die Kostenaufstellung miteinbezogen. Dadurch verfügt der Netzbetreiber jährlich über Mittel zur Finanzierung von notwendigen Investitionen. Ob er sie jedoch zu diesem Zweck verwendet, steht dem Netzbetreiber frei. Er kann sie auch zur Deckung von anderen Kosten verwenden oder

¹² In der Buchhaltung auch als Grundkosten bekannte Kosten, die im relevanten Abrechnungszeitraum einem konkreten Aufwand gegenüberstehen und in gleicher Höhe in die Kostenrechnung eingehen.

auch einfach nur als Gewinn ausschütten (BNetzA, 2015b). Die sogenannten 'betriebsgewöhnlichen' Nutzungsdauern, auf deren Basis die kalkulatorischen Abschreibungen nach §6 StromNEV erfolgen, sind nach Anlagengruppen klassifiziert in Anlage 1 der Verordnung aufgelistet.

Die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung entspricht einer Rendite auf das investierte Kapital, bezogen auf die regulatorischen Vermögenswerte. Der Zinssatz wird, wie bereits erwähnt, von der Regulierungsbehörde festgesetzt und auf die Summe des durch Eigenkapital finanzierten Vermögens angewendet. Dieses besteht aus den kalkulatorischen Restwerten des Sachanlagevermögens (Altanlagen und Neuanlagen) und den Bilanzwerten der Finanzanlagen und des Umlaufvermögens; hiervon müssen dann noch das Abzugskapital (Rückstellungen, Vorauszahlungen, Baukostenzuschüsse, Verbindlichkeiten) und das verzinsliche Fremdkapital abgezogen werden (§ 7 StromNEV).

Ziel der **Kostenstellenrechnung** ist die vollständige verursachungsgerechte Verteilung der Netzkosten auf die jeweiligen Haupt- und Nebenkostenstellen (siehe §§ 3 und 12 der StromNEV). Die **Hauptkostenstellen** sind Systemdienstleistungen, Messung, Messstellenbetrieb, Abrechnung, sowie die verschiedenen Netzebenen (StromNEV Anlage 2). Einzelkosten müssen direkt zugeordnet werden, für die Umlegung der Gemeinkosten werden angemessene Schlüssel angewendet.

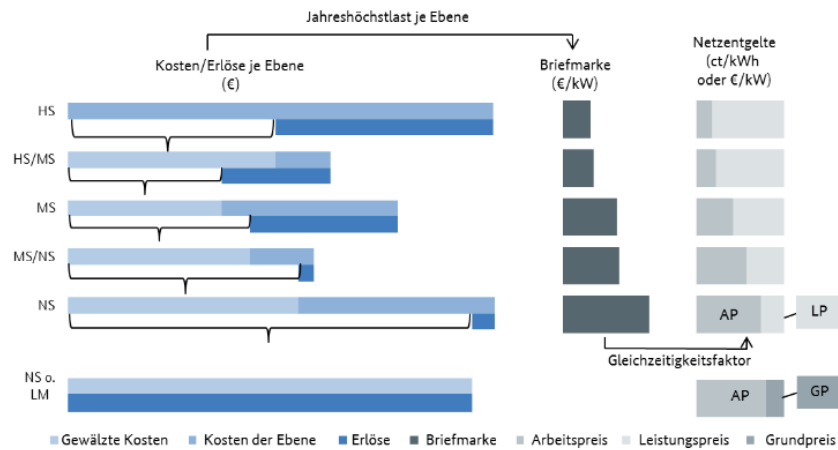


Abbildung 20. Prinzip der Netzkostenwälzung und Bestimmung der Netzentgelte. Quelle: Abbildung 1 in BNetzA (2015b).

Hierzu zählt auch die **Wälzung** der Kosten höherer Netzebenen bis zur untersten Netzebene, siehe Abbildung 20. Die Netzkosten eines Betreibers einer Netzebene werden von den dort angeschlossenen Kunden refinanziert. Als angeschlossenen Kunden sind sowohl Endverbraucher auf der jeweiligen Ebene, als auch die nachgeordnete Netz- oder Umspannebene, definiert. Die Netzkosten werden nach §14 StromNEV netzebenen-spezifisch verteilt, das heißt anteilig auf die Entnahmen aus der jeweiligen Netz- bzw. Umspannebene. Dazu werden die **Gesamtkosten** (€) einer Ebene (inklusive der gewälzten Kosten der jeweiligen höheren Ebene) durch die zeitgleiche Jahreshöchstlast (kW) geteilt. Daraus entsteht die sogenannte "**Briefmarke**" (spezifische Netzkosten in EUR/kW), welche als Umlageschlüssel dient (BNetzA, 2015b). Diese Briefmarke gilt bundesweit, das heißt sie nivelliert die Stromtransportkosten innerhalb Deutschlands. Die Gesamtkosten einer Ebene werden im nächsten Schritt um die direkten Netzentgelterlöse dieser Ebene entlastet. Der verbleibende Kostenbetrag wird auf die nachgelagerte Netz- oder Umspannebene weitergewälzt. Somit bestehen die Kosten der nachgelagerten Netz- oder Umspannebene aus den originären Kosten dieser Ebene und den weitergewälzten Kosten der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene (siehe Abbildung 20, linker Teil). Daneben werden in diesem Prozess auch die Kosten für Entgeltabrechnung sowie für Messung und Messstellenbetrieb den jeweiligen Ebenen zugeordnet (vgl. RAP, 2014; BNetzA, 2015b).

Unter der **Kostenträgerrechnung** versteht man schließlich die endgültige Verteilung der Kosten auf die Netznutzer der jeweiligen Anschlussebene. Dazu werden die Briefmarken mit dem sogenannten **Gleichzeitigkeitsfaktor** verrechnet (siehe Abbildung 20 rechts). Der Gleichzeitigkeitsfaktor ist eine Zahl zwischen 0 und 1, die jedem Netznutzer vom Netzbetreiber mittels der Gleichzeitigkeitsfunktion zugeordnet wird. Der Gleichzeitigkeitsgrad gibt die Wahrscheinlichkeit wieder, mit deren Anteil die individuelle Einzelhöchstlast eines Netznutzers an der zeitgleichen Jahreshöchstlast der Netz- oder Umspannebene beteiligt ist. Dabei ist die grundlegende Idee, dass Netznutzer, die mit ihrer individuellen Jahreshöchstlast mit einer hohen Wahrscheinlichkeit zum Zeitpunkt der Jahresnetzhöchstlast beteiligt sind, einen hohen Leistungsanteil zahlen (BNetzA, 2015c). Der Gleichzeitigkeitsfaktor bildet also die jeweilige Kundenstruktur einer Netzebene ab.

Das Netzentgelt pro Entnahmestelle setzt sich dann aus einem **Jahresleistungsentgelt** (€/kW) und einem **Arbeitsentgelt** (ct/kWh) zusammen. Hinzu kommen noch das Abrechnungsentgelt und das Entgelt für Messung und Messstellenbetrieb, sowie zahlreiche Umlagepositionen (vgl. RAP, 2014). Nach §17 StromNEV ist das Jahresleistungsentgelt das Produkt aus dem jeweiligen Jahresleistungspreis und der Jahreshöchstleistung an einer bestimmten Entnahmestelle in kW. Das Arbeitsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Arbeitspreis und der im Abrechnungsjahr jeweils entnommenen elektrischen Arbeit in kWh. Zu den wichtigsten benötigten Daten zählen hier also die Jahreshöchstleistung im Abrechnungsjahr (höchster ¼-h-Messwert in kW) und die Jahresarbeit (in kWh/Jahr). Für kleine Kunden, die an der Niederspannungsebene angeschlossen sind keine Lastgangmessung haben, entfällt der Leistungspreis und wird durch eine Pauschale, den sogenannten Grundpreis ersetzt, der bereits die Positionen Abrechnungs- und Messstellenentgelt beinhaltet (vgl. RAP, 2014). Der Bundesverband der Verbraucherzentralen hat analysiert, dass der durchschnittliche Grundpreis von 2013 bis 2018 um 63% gestiegen ist und weist auf dramatische Umverteilungseffekte zu Lasten von Geringverbrauchern und zur gesamten Gruppe der privaten Verbraucherinnen und Verbraucher hin (vzbv, 2018). Dem Anstieg der Grundpreise müsse regulatorisch im Rahmen einer Reform der StromNEV entgegengewirkt werden.

Nach §18 der StromNEV erhalten dezentrale Erzeugungsanlagen, die nicht bereits nach dem EEG oder dem KWKG gefördert werden, vom Verteilnetzbetreiber ein Entgelt, welches den vermiedenen gewälzten Kosten der vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen entspricht. Dieses **vermiedene Netzentgelt** orientiert sich an der tatsächlichen Vermeidungsarbeit in Kilowattstunden und der tatsächlichen Vermeidungsleistung in Kilowatt. Hintergrund der Regelung zu vermiedenen Netzentgelten ist, dass dezentrale Erzeuger potentiell in erheblichem Umfang Netzausbau, bzw. Netzkosten, reduzieren.

Jedoch stammt die Regelung aus dem Jahr 1999, sie wurde im Rahmen der Verbändevereinbarung II eingeführt. Damals gab es noch wesentlich weniger volatile dezentrale Einspeisung. Der Unterschied zwischen regelbarer und volatiler Erzeugung ist, dass erstere - wenn netzfreundlich eingesetzt - Potential hat Netzkosten zu vermeiden, während letztere tendenziell eher zusätzlichen Netzausbaubedarf verursacht. Vor diesem Hintergrund, und wegen der hohen regionalen Unterschiede in den Netzentgelten, brachte die Bundesregierung das Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) in das Gesetzgebungsverfahren ein, mit dem Ziel die Netzentgeltstruktur zu reformieren. Der Gesetzesentwurf war sehr umstritten, da er nicht zwischen volatilen und regelbaren Erzeugern unterschied und die Problematik der regional unterschiedlichen Netzentgelte im letzten Entwurf letztendlich nicht mehr explizit behandelte. Es bestanden erhebliche Eigeninteressen bei verschiedenen, von der bis dahin gültigen Regelung profitierenden Akteuren. Laut der Agora Energiewende (2017b) tragen die vermiedenen Netzentgelte bei dezentralen konventionellen Erzeugern erheblich zu den Einkünften bei. Die Autoren stellten fest (S.143): "Die Folge heutzutage ist, dass in jüngster Zeit reihenweise konventionelle Kraftwerke (vor allem Gaskraftwerke, aber zuletzt auch Braunkohlekraftwerke) "umgehängt" wurden, um nicht mehr vom Übertragungsnetz, sondern von einem Verteilnetz aus den Strom in das Netz einzuspeisen. Hierdurch entstehen neue

Kosten für die Stromverbraucher ohne jeglichen Nutzen für das System". Letztendlich beinhaltet die finale Version des NEMoG zwei Maßnahmen: die schrittweise Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte sowie die Abschmelzung des Privilegs der vermiedenen Netzentgelte.

Zunächst basiert die Netzentgeltkalkulation jedoch auf Vorjahresdaten. Vor der verpflichtenden Veröffentlichung der jeweiligen Bestandteile der Netzentgelte, in Preisblättern auf ihrer Internetseite, müssen die Netzbetreiber daher noch nach §20 StromNEV "**verproben**", also kalkulieren und darlegen, ob die angesetzten Entgeltpreise zur Deckung der Erlösobergrenze angemessen sind. Dafür müssen sie die voraussichtlichen Absatzmengen prognostizieren. Abschließend müssen die berechneten Netzentgelte noch von der Regulierungsbehörde geprüft und genehmigt werden. Jährlich zum 01. Januar ist der jeweils zuständigen Regulierungsbehörde die Verprobung der Netzentgelte zu übersenden (BNetzA, 2015c).

Vor dem Hintergrund einer regulierten Industrie bezeichnet öffentliche **Transparenz** die Nachvollziehbarkeit und Überprüfbarkeit von behördlichem Handeln bezüglich seiner Rechtsgrundlagen, seines Verlaufs, seiner Datengrundlage und seiner Ergebnisse (infraCOMP, 2015). In den gesetzlichen Regelungen ist eine Anzahl von Vorschriften vorhanden, die der Transparenz dienen. Zum Beispiel bestimmt §74 EnWG, dass die Regulierungsbehörde Entscheidungen zur Regulierung des Netzbetriebs auf der Internetseite und im Amtsblatt veröffentlichen muss. §12f EnWG regelt die "Herausgabe von Daten" mit Relevanz für die Netzplanung an Dritte. §6 EnWG verpflichtet Netzbetreiber Gewinn- und Verlustrechnungen aufzustellen und im Bundesanzeiger zu veröffentlichen. Weiterhin bestehen Veröffentlichungspflichten nach §27 StromNEV, §17 Strom NZV, §31 ARegV, und §77 EEG. Wie infraCOMP (2015) erläutert, wurde in der Vergangenheit diesen Transparenzvorgaben nicht vollumfänglich nachgekommen.

Leider zeigt sich in Deutschland ein Trend in die Richtung, die Transparenz zu reduzieren - der Bundesgerichtshof entschied im Dezember 2018, dass die Bundesnetzagentur die Veröffentlichung wesentlicher Daten aus der Netzentgelt- und Netzkostenprüfung zu unterlassen hat. Die Begründung des Urteils ist zum Zeitpunkt der Publikation noch nicht öffentlich; laut Bundesnetzagentur umfasst die Untersagungsentscheidung des Bundesgerichtshofs nicht alle, aber wesentliche Daten (BNetzA, 2018c). So können weiterhin Erlösobergrenzen und Effizienzwerte veröffentlicht werden (wie in Abbildung 16 dieser Publikation beispielsweise visualisiert - dies sind §31 ARegV-Daten). Die Veröffentlichung des Regulierungskontos, des Kapitalkostenaufschlags und von Aufwands- und Vergleichsparametern ist allerdings fortan untersagt. Agora Energiewende (2018) diagnostiziert ein eklatantes Rechtsstaatdefizit in der deutschen Netzentgeltregulierung. Dieses ergibt sich aus der Verkettung von dem Verhalten von Regulierungsbehörden, die entgegen der gesetzlichen Regelungen so gut wie gar nicht veröffentlichen, einem falschen Verständnis bei Netzbetreibern und Regulierungsbehörden darüber, was bei regulierten Monopolen schützenswerte Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse sind, sowie einer rechtsstaatlich fragwürdigen Rechtsprechung. Die Folge ist, dass sich die Entgeltgenehmigungen praktisch jeglicher Kontrolle entziehen. Da Netzentgelte bereits jetzt der größte Kostenblock der Stromrechnung darstellen, ist das problematisch und die Politik ist letztlich gefragt diese Missstände zu beheben.

Abbildungsverzeichnis

| | |
|---|----|
| Abbildung 1. Stromnetzstruktur in Deutschland. | 7 |
| Abbildung 2. Ungeplante Stromflüsse in TWh zwischen Deutschland und seinen europäischen Nachbarländern im Jahr 2016 (links) und 2017 (rechts). | 8 |
| Abbildung 3. Preiszonen im Europäischen Strommarkt..... | 11 |
| Abbildung 4. Die vier deutschen Regelzonen und die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) | 15 |
| Abbildung 5. Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland, sortiert nach Höhe der angepassten Erlösobergrenze für das Jahr 2017 (von der BNetzA ungeprüfte Angaben des Netzbetreibers). | 16 |
| Abbildung 6. Systemdienstleistungsprodukte. | 17 |
| Abbildung 7. Akteure im Regelenergiesystem und deren Interaktion. | 18 |
| Abbildung 8. Regelleistungsbedarf im Netzregelverbund Saldo (linke Achse) und dessen Preis (rechte Achse) für jede Viertelstunde des 1. Mai 2017. | 19 |
| Abbildung 9. Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung in Deutschland in MW. Im Jahr 2009 wurde der Netzregelverbund (NRV) von TenneT, 50Hertz und TransnetBW in Kraft gesetzt, im Jahr 2018 kam auch Amprion dazu. | 20 |
| Abbildung 10. Heutige und zukünftige Bereitstellung von Blindleistung. | 22 |
| Abbildung 11. Daten zur regionalen Verteilung und Quelle der Redispatch-Maßnahmen in Deutschland im Jahr 2017 (a)-(c) und Entwicklung der Gesamtkosten für Engpassmanagement von 2009 bis 2016 (e). | 25 |
| Abbildung 14. Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB in Mio € für das Jahr 2017. | 26 |
| Abbildung 15. Der Prozess vom Szenariorahmen zum Bundesbedarfsplan. | 27 |
| Abbildung 16. EEG-Ausgleichsmechanismus ohne Eigenversorgung. | 29 |
| Abbildung 17. Entwicklung der EEG-Umlage von 2008 bis 2019 in ct/kWh. | 30 |
| Abbildung 18. Verteilnetzbetreiber mit einer angepassten Erlösobergrenze über 100 Millionen € für das Jahr 2017 (von der BNetzA ungeprüfte Angaben des Netzbetreibers). Schwarze Balken bedeuten einen Effizienzwert von 100%, dunkelgraue 96-99% und hellgraue 93-95%. | 31 |
| Abbildung 19. Verteilung der Strom-Netzentgelte für Haushalte , Gewerbe und Industrie im Jahr 2017. | 38 |
| Abbildung 20. Anreizregulierung..... | 39 |
| Abbildung 21. Zeitlicher Überblick zur Anreizregulierung. | 40 |
| Abbildung 22. Prinzip der Netzkostenwälzung und Bestimmung der Netzentgelte..... | 43 |

Referenzen

- 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2015)**, Eigenversorgung aus EEG-, KWKG- und konventionellen Anlagen: Abwicklung der EEG-Umlage nach § 61 EEG i.V.m. §§ 7 ff AusglMechV. [online] https://www.transnetbw.de/downloads/eeg-kwkg/eeg/Abwicklung_Eigenversorgung.pdf [Abgerufen am 10. Januar 2019]
- Agora Energiewende (2017a)** Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. [Online] https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Smart_Markets/Agora_Smart-Market-Design_WEB.pdf [Abgerufen 20 Juni 2017]
- Agora Energiewende (2017b)** Energiewende und Dezentralität. Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte. [Online] <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/energiewende-und-dezentralitaet/> [Abgerufen am 10 Januar 2019]
- Agora Energiewende (2018)** Stromnetzentgelte – Eine Blackbox, die nicht geöffnet werden kann? [Online] https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2014/transparente-energiewirtschaft/Agora_RAP_Blackbox-Netzentgelte_WEB.pdf [Abgerufen am 10 Januar 2019]
- Agora Energiewende & Energynautics (2018)** Toolbox für die Stromnetze - Für die künftige Integration von Erneuerbaren Energien und für das Engpassmanagement. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. [Online] https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Innovative_Netze_Toolbox/Agora_Netze_Toolbox_WEB.pdf [Abgerufen am 3. Januar 2019]
- Amprion (2019)** Die Anteilseigner von Amprion. [Online] <https://www.amprion.net/Amprion/Finanzen/Anteilseigner/> [Abgerufen am 3. Januar 2019]
- Avacon (2016)** Wem gehört Avacon? [Online] https://www.avacon.de/content/dam/revu-global/avacon/images/ueber_avacon_/Wem%20geh%C3%B6rt%20Avacon.jpg [Abgerufen am 4. Januar 2019]
- Bayernwerk (2019)** Porträt [Online] <https://www.bayernwerk.de/de/ueber-uns/unternehmensportraet/bayernwerk-ag/portraet.html> [Abgerufen am 4. Januar 2019]
- Berlo, K. & O. Wagner (2013)** Auslaufende Konzessionsverträge für Stromnetze: Strategien überregionaler Energieversorgungsunternehmen zur Besitzstandswahrung auf der Verteilnetzebene; Untersuchung und gutachterliche Stellungnahme. Wuppertal Institut. [Online] <https://www.econstor.eu/handle/10419/126209> [Abgerufen am 7. Januar 2019]
- bdew (2010)** Leitfaden Konzessionsverträge und Konzessionsabgaben in der Strom- und Gasversorgung. [Online] [http://ldew.de/bdew.nsf/id/DE_Leitfaden_Konzessionsvertraege/\\$file/Leitfaden.pdf](http://ldew.de/bdew.nsf/id/DE_Leitfaden_Konzessionsvertraege/$file/Leitfaden.pdf) [Abgerufen am 7. Januar 2019].
- bdew (2015)** Umsetzungshilfe zum EEG 2014: Empfehlungen für Netzbetreiber zur Umsetzung des Gesetzes für den Ausbau Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014) und der damit verbundenen Verordnungen. [Online] https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20151026_BDEW-Umsetzungshilfe_EEG_2014.pdf [Abgerufen am 10. Januar 2019]
- bdew(2016a)** Stellungnahme zur Konsultation der Bundesnetzagentur zu den Festlegungen von Eigenkapitalzinssätzen nach §7 Abs. 6 Strom- bzw. Gas-Netzentgeltverordnungen. [Online] https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20160810_EK-Zins.pdf [Abgerufen am 10. Januar 2019]
- bdew (2016b)** Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt [Online] https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20160823_Anwendungshilfe-Rollenmodell-MAK-v1-1.pdf [Abgerufen am 10. Januar 2019]
- bdew (2016c)** BDEW-Info. Bewertung: Festlegung der Eigenkapitalverzinsung für Strom- und Gasnetze in der 3. Regulierungsperiode durch die Bundesnetzagentur. [Online]

- https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170814_EK-Zinsfestlegungen-Strom-und-Gasnetze-3RP.pdf [Abgerufen am 10. Januar 2019]
- bdew (2018)** Redispatch in Deutschland. Auswertung der Transparenzdaten. [Online] https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20180212_Bericht_Redispatch_Stand_Februar-2018.pdf [Abgerufen am 10. Januar 2019].
- Beck, H.-P. & Springmann, J.-P. (2013)** Das Stromnetz im Zeichen der Energiewende. In: Christine Hesse, ed. 3/2013. Informationen zur politischen Bildung 319: Energie und Umwelt. Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung/bpb, pp.45-53. [Online] <http://www.bpb.de/izpb/169514/das-stromnetz-im-zeichen-der-energiewende?p=all> [Abgerufen am 3. Januar 2019]
- Becker, P. (2011)** Aufstieg und Krise der deutschen Stromkonzerne - Zugleich ein Beitrag zur Entwicklung des Energierechts. Ponte Press, Bochum.
- BMWi (2014a)** Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). [Online] <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.html> [Abgerufen am 3. Januar 2019]
- BMWi (2014b)** Zweiter Monitoring-Bericht "Energie der Zukunft". Broschüre des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). [Online] <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/zweiter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.html> [Abgerufen am 3. Januar 2019]
- BMWi (2018a)** Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2017. Herausgeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. [Online] https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/erneuerbare-energien-in-zahlen-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=9 [Abgerufen am 3. Januar 2019]
- BMWi (2018b)** FAQ Häufig gestellte Fragen rund um das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) und intelligente Messsysteme. [Online] <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/FAQ/Intelligente-Messsysteme-Zaehler/faq-intelligente-netze-intelligente-zaehler.html> [Abgerufen am 3. Januar 2019].
- BMWi (2019)** Staatlich veranlasste Bestandteile des Strompreises. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [Online] <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/strompreise-bestandteile-staatlich.html> [Abgerufen am 7. Januar 2019].
- BNetzA (2011)** Anlage 1 zu dem Beschluss BK7-09-001 vom 09.09.2010: Wechselprozesse im Messwesen (WiM). [Online] https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/files/BK6-09-034_WiM_Anlage_1_Beschluss_100909_0.pdf [Abgerufen am 10. Januar 2019].
- BNetzA (2012a)** 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). [Online] https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/files/BK6_16_200_Anlage_1_GPKE.pdf [Abgerufen am 10. Januar 2019].
- BNetzA (2012b)** Anlage zum Beschluss BK6-07-002 Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS). [Online] https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/files/BK6-07-002_MaBiS_Anlage_1_Beschluss_111028_1.pdf [Abgerufen am 10. Januar 2019]
- BNetzA (2015a)** Evaluierungsbericht nach §33 Anreizregulierungsverordnung [Online] https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/ARegV_Evaluierungsbericht_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=3 [Abgerufen am 10. Januar 2019]
- BNetzA (2015b)** Bundesnetzagentur, 2015c. Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität. [pdf] Bonn: Bundesnetzagentur. Available at: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht_Netzentgeltsystematik_12-

- [2015.pdf?jsessionid=5C4094026A9DDAFB259CB576A74D5B25?_blob=publicationFile&v=1](#) [Abgerufen 10. Januar 2019].
- BNetzA (2016a)** Netzentgelt [Online]
<https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/Energielexikon/Netzentgelt.html> [Abgerufen am 10. Januar 2019]
- BNetzA (2016b)** Pressemitteilung: Bundesnetzagentur legt Eigenkapitalrenditen für Strom- und Gasnetze fest [Online]
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2016/161012_EKZ.html [Abgerufen am 10. Januar 2019]
- BNetzA (2016c)** Monitoringbericht 2016 [Online]
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf?_blob=publicationFile&v=2 [Abgerufen am 3. Januar 2019]
- BNetzA (2017a)** Pressemitteilung: Deutschland und Österreich: Einigung auf gemeinsamen Rahmen für Engpassmanagement [Online]
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/15052017_DE_AU.html?nn=265778 [Abgerufen am 3. Januar 2019]
- BNetzA (2017b)** Veröffentlichte Daten nach §31 der ARegV für das Jahr 2017. Heruntergeladen am 21.6.2017; Veröffentlichungsdatum der Daten 10.04.2017. [Online] Aktuelle Version der Daten (historische Versionen des Datenblatts werden online nicht archiviert):
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Transparenz/Transparenz_node.html [Abgerufen am 3. Januar 2019]
- BNetzA (2017c)** Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2017/2018 sowie das Jahr 2018/2019 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen. [Online]
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2017.pdf?_blob=publicationFile&v=3 [Abgerufen am 10. Januar 2019].
- BNetzA (2017d)** Wesentliche Elemente der Anreizregulierung von Strom- und Gasnetzbetreibern. [Online]
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/elemente_anreizreg_node.html [Abgerufen am 10. Januar 2019].
- BNetzA (2017e)** Ermittlung der Netzkosten [Online]
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/Netzkosten/Netzkostenermittlung_node.html [Abgerufen am 10. Januar 2019].
- BNetzA (2017f)** Individuelle Erlösobergrenze [Online]
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/IndivEOG/IndividuelleEOG.html [Abgerufen am 10. Januar 2019].
- BNetzA (2018a)** Monitoringbericht 2018 [Online]
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?_blob=publicationFile&v=3 [Abgerufen am 3. Januar 2019]
- BNetzA (2018b)** Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2018/2019 sowie das Jahr 2019/2020 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2018.pdf?_blob=publicationFile&v=2 [Abgerufen am 10. Januar 2019].

- BNetzA (2018c)** Bundesnetzagentur muss Transparenz bei Netzentgelten reduzieren. Pressemitteilung vom 12.12.2018. [Online] https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2018/20181212_TV0.html [Abgerufen am 10. Januar 2019]
- bpb (2013)** Amprion GmbH. Bundeszentrale für Politische Bildung (bpb). [Online] <http://www.bpb.de/politik/wirtschaft/energiepolitik/152918/amprion> [Abgerufen am 3. Januar 2019]
- Bräuninger, M., S.Kruse, A.Wolf, P.Brodehser, M.Kleiner, J.Thiele, V.Böckers, J.Haucap & B. Pagel (2014)** Stromtransport in Deutschland: Rahmenbedingungen und Perspektiven. Hamburgisches WeltWirtschafts Institut & HSH Nordbank. [Online] http://www.hwwi.org/fileadmin/hwwi/Publikationen/Partnerpublikationen/HSH/2014_04_08_HSH_HWWI_Stromnetze.pdf [Abgerufen am 3. Januar 2019].
- Cash Online (2011)** Commerz Real kauft RWE-Tochter Amprion. [Online] <https://www.cash-online.de/geschlossene-fonds/2011/commerz-real-kauft-rwe-netztochter-amprion/56489> [Abgerufen am 3. Januar 2019]
- Clemens, G. & S. Ohrem (2016)** Die Energiewende findet im Verteilnetz statt. In Energiewirtschaftliche Tagesfragen [Online] <http://www.et-energie-online.de/AktuellesHeft/Topthema/tabid/70/NewsId/1022/Die-Energiewende-findet-im-Verteilnetz-statt.aspx> [Abgerufen am 3. Januar 2019].
- DB (2019a)** Energiekompetenz aus einer Hand [Online] https://www.deutschebahn.com/de/konzern/Konzernunternehmen/dbenergie_kurzprofil-1191916 [Abgerufen am 4. Januar 2019]
- DB (2019b)** Die Gründung der Deutschen Bahn AG [Online] <https://www.deutschebahn.com/de/konzern/geschichte/themen/bahnreform-1188014> [Abgerufen am 4. Januar 2019]
- dena (2012)** dena-Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der deutschen Stromverteilnetze bis 2030. Deutsche Netzagentur (dena). [online] <https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/dena-verteilnetzstudie/> [Abgerufen am 3. Januar 2019]
- dena (2014a)** Deutsche Energie-Agentur. Ergebniszusammenfassung dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. [Online] https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Themen_und_Projekte/Energiesysteme/dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030/Ergebniszusammenfassung_dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf [Abgerufen am 3. Januar 2019]
- dena (2014b)** dena-Fact Sheet. dena-Studie Systemdienstleistungen 2030: Sicherheit und zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. [Online] https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/dena-factsheet-dena-studie-systemdienstleistungen-2030/?tx_rsmdenashopteaser_pi1%5Bcontroller%5D=Product&cHash=fcc01e51ca40552386091ae010dfe0df [Abgerufen am 3. Januar 2019]
- dena, TU Dortmund & ef.Ruhr GmbH (2016)** Bedarf und Erbringung von Momentanreserve im Jahr 2030 [Online] https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9142_Studie_Momentanreserve_2030.pdf [Abgerufen am 3. Januar 2019]
- Dieckhoff, C., H.-J. Appelrath, M. Fishedick, A. Grundwald, F. Höffler, C. Mayer & W. Weimer-Jehle (2014)** Zur Interpretation von Energieszenarien. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft [Online] https://www.akademienunion.de/fileadmin/redaktion/user_upload/Publikationen/Stellungnahmen/141203_Energieszenarien_Web_final.pdf [Abgerufen am 3. Januar 2019]
- EAM (2019)** Die Anteilseigner der EAM [Online] <http://www.eam.de/unternehmen/unternehmensportraet/anteilseigner/> [Abgerufen am 4. Januar 2019]

- E.DIS (2019)** Wem gehört E.DIS? [Online] <https://www.e-dis.de/de/ueber-uns/unternehmensportraet/daten-und-fakten/wem-gehoert-e-dis.html> [Abgerufen am 4. Januar 2019].
- EnBW (2018a)** EnBW-Aktie. [Online] <https://www.enbw.com/unternehmen/investoren/anleihen-und-aktien/aktie/aktionaersstruktur.html> [Abgerufen am 3. Januar 2019]
- EnBW (2018b)** Jahresabschluss des EnBW-Konzerns 2017. [Online] <https://www.enbw.com/media/downloadcenter-konzern/geschaeftsberichte/enbw-jahresabschluss-konzern-2017.pdf> [Abgerufen am 7. Januar 2019]
- enercity (2014)** Anteilseigner der enercity AG [Online] <https://www.enercity.de/unternehmen/unternehmensportraet/zahlen-fakten/eignerstruktur/index.html> [Abgerufen am 4. Januar 2019]
- enercity Netz (2019)** Willkommen bei der Enercity Netz GmbH [Online] <https://www.enercity-netz.de/index.html> [Abgerufen am 4. Januar 2019]
- energate (2014)** Aus EnBW Regional wird Netze BW. 03.02.2014. [Online] <https://www.energatemessenger.de/news/140391/aus-enbw-regional-wird-netze-bw> [Abgerufen am 7. Januar 2019]
- ENERVIE Gruppe (2019)** Die Aktionäre der ENERVIE [Online] <https://www.enervie-gruppe.de/Home/ENERVIE-Gruppe/Konzern/Aktionaere/Aktionaere.aspx> [Abgerufen am 4. Januar 2019]
- ENERVIE Vernetzt (2019)** Gestatten, kurz vorgestellt! [Online] <https://www.enervie-vernetzt.de/Home/unternehmen/Unser-Profil.aspx> [Abgerufen am 4. Januar 2019]
- Energienetz Mitte (2019)** Die Energienetz Mitte GmbH [Online] <http://www.energienetz-mitte.de/ueber-uns/unternehmen/portraet/> [Abgerufen am 4. Januar 2019]
- ENTSO-E (2018)** Bidding Zone Configuration Technical Report 2018. [Online] https://docstore.entsoe.eu/Documents/Events/2018/BZ_report/20181015_BZ_TR_FINAL.pdf [Aufgerufen am 3. Januar 2019]
- EnviaM (2018)** Anteilseigner [Online] <https://www.enviam-gruppe.de/unternehmen/enviam-ag/anteilseigner> [Abgerufen am 4. Januar 2019]
- E.ON (2018)** Aktionärsstruktur. [Online] <https://www.eon.com/de/investor-relations/aktie/aktionaersstruktur.html> [Abgerufen am 3. Januar 2019]
- Europäische Kommission (2015)** Mitteilung COM/2015/080 Rahenstrategie für eine krisenfeste Energieunion mit einer zukunftsorientierten Klimaschutzstrategie. [Online] <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52015DC0080&from=DE> [Aufgerufen am 3. Januar 2019]
- Eurogrid (2019)** Gruppenstruktur [Online] <http://www.eurogrid.com/de-de/Eurogrid-GmbH/Gruppenstruktur> [Abgerufen am 3. Januar 2019]
- EWEnetz (2019)** Zahlen und Fakten [Online] <https://www.ewe-netz.de/ueber-uns/ewe-netz/fakten-und-zahlen> [Abgerufen am 4. Januar 2019]
- EWE (2019)** Anteilseigner [Online] <https://www.ewe.com/de/investor-relations/daten-und-fakten/anteilseigner> [Abgerufen am 4. Januar 2019]
- Ffe (2016)** Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Teilbericht Maßnahmeklassifizierung Projekt Merit Order Netz-Ausbau 2030 (MONA 2030) [Online] https://www.ffe.de/images/stories/publikationen/718_MONA_Massnahmenbericht/MONA-Ma%C3%9Fnahmenbericht.pdf [Abgerufen am 3. Januar 2019]
- Fraunhofer IWES, Siemens AG, Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik, Fachgebiet Elektrischen Energieversorgung der Universität Hannover & CUBE Engineering GmbH (2014)** Kombikraftwerk 2 , Kurzbericht [Online] http://www.kombikraftwerk.de/fileadmin/Kombikraftwerk_2/Abschlussbericht/Kurzbericht_Kombikraftwerk2_final.pdf [Abgerufen am 3. Januar 2019]
- Frontier Economics (2016)** Wissenschaftliches Gutachten zur Ermittlung der Zuschläge und zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer Unternehmer Wagnisse für Strom- und Gasnetzbetreiber, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, 28.6.2016. [Online] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2016/2016_0001bis0999/2016_0100bis0199/BK4-16-

- [0160/Gutachten_Wagniszuschlag_2016.pdf?_blob=publicationFile&v=2](#) [Abgerufen am 10. Januar 2019]
- Goldmann, P. (2015)** Die Erhebung der EEG-Umlage auf die Eigenversorgung durch die Übertragungsnetzbetreiber, 22. Fachgespräch der Clearingstelle EEG. [Online] https://www.clearingstelle-ee.de/files/node/2819/04_Goldmann.pdf [Abgerufen am 3. Januar 2019].
- HanseWerk AG (2019)** Anteilseigner der Hanswerk AG. [Online] <https://www.hansewerk.com/de/ueber-uns/aktionaere.html> [Abgerufen am 4. Januar 2019]
- Haufe, S. (2015)** Bilanzkreiskoordination der Übertragungsnetzbetreiber: Einführung und Überblick. 7. Göttinger Energietagung am 28. und 29.4.2015. [Online] https://www.efzn.de/fileadmin/documents/Goettinger_Energietagung/Vortr%C3%A4ge/2015/03_Haufe.pdf [Abgerufen am 10. Januar 2019].
- Hirth, L. (2013)** The market value of variable renewables - The effect of solar wind power variability on their relative price. *Energy Economics* 38 (2013), S. 219-236.
- Hirth, L. & I. Ziegenhagen (2013)** Wind, Sonne und Regelleistung, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 10/2013.
- Hirth, L. & I. Ziegenhagen (2015)** Balancing Power and Variable Renewables: Three Links, *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 50, S.1035-1051.
- INA & OTH (2016)** Institut für Netz- und Anwendungstechnik GmbH (INA) & Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg (OTH). Endbericht zum Dienstleistungsauftrag " Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit" im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. [Online] https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zukuenftige-bereitstellung-von-blindleistung-und-anderen-massnahmen-fuer-die-netzsicherheit.pdf?_blob=publicationFile&v=9 [Abgerufen am 3. Januar 2019]
- infraCOMP (2015)** Transparenzdefizite der Netzregulierung. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. [Online] <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/transparenzdefizite-der-netzregulierung/> [Abgerufen am 10. Januar 2019]
- innogy (2018)** Jahresabschluss 2018. [Online] <https://www.innogy.com/web/cms/mediablob/de/3875784/data/0/4/Jahresabschluss-2017.pdf> [Abgerufen am 3. Januar 2019]
- Lechwerke AG (2019a)** Unternehmensportrait [Online] <https://www.lew.de/unternehmen> [Abgerufen am 4. Januar 2019]
- Lechwerke AG (2019b)** Aktionärsstruktur [Online] https://www.lew.de/unternehmen/investor-relations/lew-aktie_kursinformationen/aktionaeersstruktur [Abgerufen am 4. Januar 2019]
- Matthes, F.C., F. Flachsbarth, M.Vogel (2018)** Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze - Meta-Studie über Annahmen, Erkenntnisse und Narrative für die Renewables Grid Initiative (RGI). [Online] <https://renewables-grid.eu/Metastudie/> [Abgerufen am 3. Januar 2019]
- McLloyd, F. (2012)** Regelzonen deutscher Übertragungsnetzbetreiber neu. [Online] https://de.wikipedia.org/wiki/Datei:Regelzonen_deutscher_%C3%9Cbertragungsnetzbetreibereu.png#filehistory [Abgerufen am 3. Januar 2019, Version 3.6.2012]
- NERA (2018)** OLG Düsseldorf zu Eigenkapitalzinssätzen: Außergewöhnliche Kapitalmarktverhältnisse brauchen neue Methoden statt alter Formeln. [Online] https://www.nera.com/content/dam/nera/upload/PUB_Cost_of_Equity_German_A4_05_18.pdf [Abgerufen 20 Dezember 2018].
- Netze BW (2019)** Über uns. [Online] Available at: <https://www.netze-bw.de/unternehmen/überuns> [Abgerufen am 7. Januar 2019].
- Netze NGO (2019)** Wer sind wir? [Online] <https://www.ng-o.com/unternehmen/ueber-uns/index.html> [Abgerufen am 7. Januar 2019]
- NEW (2018)** Unternehmensdarstellung [Online] https://www.new.de/fileadmin/user_upload/new.de/Dokumente/Zahlen_Daten_Fakten/Unternehmensdarstellung_Zahlen_Daten_Fakten.pdf [Abgerufen am 7. Januar 2019]

- Next Kraftwerke (2018)** Next Kraftwerke stellt Eilantrag gegen Mischpreisverfahren der Bundesnetzagentur [Online] <https://www.next-kraftwerke.de/neues/eilantrag-mischpreisverfahren-regelenergie-bundesnetzagentur> [Abgerufen am 3. Januar 2019]
- OLG Düsseldorf (2018)** Erfolg für Gas- und Stromnetzbetreiber: Renditenfestsetzung der Bundesnetzagentur zu niedrig Pressemitteilung Nr. 08/2018 am 22.3.2018. [Online] http://www.olg-duesseldorf.nrw.de/behoerde/presse/archiv/Pressemitteilungen_aus_2018/20180322_P_M_Bundesnetzagentur/index.php [Abgerufen am 10. Januar 2019]
- Ovag Gruppe (2019)** Zahlen und Fakten [Online] <https://www.ovag-gruppe.de/konzern/ueber-uns/zahlen-fakten.html> [Abgerufen am 7. Januar 2019]
- Ovag Netz (2019)** Über uns. [Online] <https://www.ovag-netz.de/netzkunden/ueber-uns.html> [Abgerufen am 7. Januar 2019]
- Pfalzwerke (2018)** Konzernabschluss zum 31. Dezember 2017 [Online] <https://www.pfalzwerke.de/downloads/Geschaeftsberichte/2017/Konzernabschluss%202017.pdf> [Abgerufen am 4. Januar 2019]
- Pfalzwerke Netz (2018)** Jahresabschluss zum 31. Dezember 2017 [Online] https://www.pfalzwerke-netz.de/documents/Testat_Pfalzwerke_Netz_AG_Jahresabschluss_2017_final.pdf [Abgerufen am 4. Januar 2019]
- RAP (2014)** Netzentgelte in Deutschland: Herausforderungen und Handlungsoptionen: Analyse. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. [Online] https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2014/Netzentgelte_in_Deutschland/Agora_Netzen_tgelte_web_101.pdf [Abgerufen am 10. Januar 2019]
- RWE (2018a)** E.ON und RWE: Zwei europäische Energieunternehmen fokussieren ihre Aktivitäten [Online] <https://news.rwe.com/eon-und-rwe-zwei-europaische-energieunternehmen-fokussieren-ihre-aktivitaeten> [Abgerufen am 3. Januar 2019]
- RWE (2018b)** Aktionärsstruktur. [Online] <https://www.group.rwe/investor-relations/die-rwe-aktien/aktionaeersstruktur> [Abgerufen am 3. Januar 2019]
- Schäffler, H., U. Jagtstaidt & J. Kossahl (2012)** Smart-Grid-Geschäftsmodelle für Verteilnetzbetreiber. Diskussionspapier für den VDE Kongress 2012. [Online] http://www.schaeffler-consult.de/app/download/5798099984/Schaeffler_et-al_Smart-Grid-GEMO_VDE-Kongress_2012.pdf. [Abgerufen am 3. Januar 2019]
- Schleswig-Holstein Netz AG (2019)** Daten und Fakten [Online] <https://www.sh-netz.com/de/kommunen-partner/kommunen/daten-und-fakten.html> [Abgerufen am 4. Januar 2019]
- Stadtwerke Stuttgart (2019)** Stuttgart Netze Betrieb GmbH [Online] <https://stadtwerke-stuttgart.de/stuttgart-netze/konzessionsverfahren-strom-gas/> [Abgerufen am 7. Januar 2019]
- Stromnetz Berlin (2019)** Entflechtung bzw. Unbundling: Gleiche Bedingungen für alle Marktteilnehmer. [Online] <https://www.stromnetz.berlin/netz-nutzen/unbundling> [Abgerufen am 7. Januar 2019].
- Stromnetz Hamburg (2019)** Gesellschafterstruktur [Online] <https://www.stromnetz.hamburg/ueber-uns/unternehmen/gesellschafterstruktur/> [Abgerufen am 4. Januar 2019]
- Süwag (2019a)** Syna GmbH [Online] <https://www.suewag.eu/web/cms/de/2324500/suewag-gruppe/ueber-suewag/gesellschaften/syna-gmbh/> [Abgerufen am 4. Januar 2019]
- Süwag (2019b)** Anteilseignerstruktur [Online] <https://www.suewag.eu/web/cms/de/2324532/suewag-gruppe/ueber-suewag/aufsichtsrat/struktur-der-anteilseigner/> [Abgerufen am 4. Januar 2019]
- TenneT (2017)** Preise für Bilanzkreisabweichung ab 01.08.2011, heruntergeladen am 21.7.2017 unter <https://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/bilanzkreise/preise-ausgleichsenergie/bilanzkreisabweichung-ab-01.08.2011>. Der Link ist nicht mehr verfügbar; Daten können auf Nachfrage von der Hauptautorin bereitgestellt werden.

- TenneT (2019)** Organisation [Online] <https://www.tennet.eu/de/unternehmen/profil/organisation/> [Abgerufen 3. Januar 2019]
- Thüga (2019)** Daten und Fakten [Online] <https://www.thuega.de/die-thuega/daten-und-fakten/> [Abgerufen am 7. Januar 2019]
- TransnetBW (2012)** Pressemitteilung: Aus EnBW Transportnetze AG wird TransnetBW GmbH. [online]<https://www.transnetbw.de/uploads/2013-04-26-10-38-48.pdf> [Abgerufen am 4. Januar 2019]
- Vattenfall (2019)** Investoren. [Online] <https://corporate.vattenfall.de/uber-uns/investoren/> [Abgerufen 3. Januar 2019]
- vzbv (2016)** Netzbetreibern winkt Traumrendite – Verbraucher sollen zahlen. Pressemitteilung vom 9.8.2016. [Online] <https://www.vzbv.de/meldung/netzbetreibern-winkt-traumrendite-verbraucher-sollen-zahlen> [Abgerufen am 4. Januar 2019]
- vzbv (2018)** Grundpreisanstieg am Netzentgelt stoppen. Private Verbraucher beim Netzentgelt für Strom entlasten. Positionspapier vom 29.6.2018. [Online] https://www.vzbv.de/sites/default/files/downloads/2018/07/06/2018_06_29_positionspapier-vzbv_grundpreis_netzentgelt_final.pdf [Abgerufen am 10. Januar 2019]
- WEMAG (2018)** Geschäftsbericht 2017 [Online] <https://www.wemag.com/sites/default/files/wemag-geschaeftsbericht-2017.pdf> [Abgerufen am 7. Januar 2019]
- wesernetz (2018)** Geschäftsbericht 2018 [Online] <https://www.wesernetz.de/unternehmen/geschaeftsbericht> [Abgerufen am 4. Januar 2019]
- Westfalen Weser Energie (2019)** Gesellschafter [Online] <https://www-energie.com/gesellschafter.html> [Abgerufen am 4. Januar 2019]
- Westfalen Weser Netz (2019)** Gesellschafter [Online] <https://www-netz.com/gesellschafter-wwn.html> [Abgerufen am 4. Januar 2019]
- Westnetz (2019)** Westnetz - Ein Verteilnetzbetreiber im Zeichen des Wandels [Online] <https://iam.westnetz.de/ueber-westnetz/unsere-unternehmen/wir-ueber-uns> [Abgerufen am 4. Januar 2019]

Sie fanden diese Publikation interessant?

Wir stellen unsere Veröffentlichungen zum Selbstkostenpreis zur Verfügung, zum Teil auch unentgeltlich. Für unsere weitere Arbeit sind wir jedoch auf Spenden und Mitgliedsbeiträge angewiesen.

Spendenkonto: BIC/Swift: BFSWDE33BER, IBAN: DE33 1002 0500 0003 212300

Spenden per SMS: Stichwort „Weitblick“ an 8 11 90 senden und 5 Euro spenden.

Mitgliedschaft: Werden Sie Fördermitglied (Mindestbeitrag 60 Euro/Jahr) oder stimmberechtigtes Mitglied (ab 150 Euro/Jahr, Studierende ab 120 Euro/Jahr) bei Germanwatch. Weitere Informationen und das Anmeldeformular finden Sie auf unserer Website unter:

www.germanwatch.org/de/mitglied-werden

Wir schicken Ihnen das Anmeldeformular auf Anfrage auch gern postalisch zu:
Telefon: 0228/604920, E-Mail: info@germanwatch.org

Germanwatch

„Hinsehen, Analysieren, Einmischen“ – unter diesem Motto engagiert sich Germanwatch für globale Gerechtigkeit und den Erhalt der Lebensgrundlagen und konzentriert sich dabei auf die Politik und Wirtschaft des Nordens mit ihren weltweiten Auswirkungen. Die Lage der besonders benachteiligten Menschen im Süden bildet den Ausgangspunkt unseres Einsatzes für eine nachhaltige Entwicklung.

Unsere Arbeitsschwerpunkte sind Klimaschutz & Anpassung, Welternährung, Unternehmensverantwortung, Bildung für Nachhaltige Entwicklung sowie Finanzierung für Klima & Entwicklung/Ernährung. Zentrale Elemente unserer Arbeitsweise sind der gezielte Dialog mit Politik und Wirtschaft, wissenschaftsbasierte Analysen, Bildungs- und Öffentlichkeitsarbeit sowie Kampagnen.

Germanwatch finanziert sich aus Mitgliedsbeiträgen, Spenden und Zuschüssen der Stiftung Zukunftsfähigkeit sowie aus Projektmitteln öffentlicher und privater Zuschussgeber.

Möchten Sie die Arbeit von Germanwatch unterstützen? Wir sind hierfür auf Spenden und Beiträge von Mitgliedern und Förderern angewiesen. Spenden und Mitgliedsbeiträge sind steuerlich absetzbar.

Bankverbindung / Spendenkonto:

Bank für Sozialwirtschaft AG,
IBAN: DE33 1002 0500 0003 2123 00,
BIC/Swift: BFSWDE33BER

Weitere Informationen erhalten Sie unter **www.germanwatch.org** oder bei einem unserer beiden Büros:

Germanwatch – Büro Bonn

Dr. Werner-Schuster-Haus
Kaiserstr. 201, D-53113 Bonn
Telefon +49 (0)228 / 60492-0, Fax -19

Germanwatch – Büro Berlin

Stresemannstr. 72, D-10963 Berlin
Telefon +49 (0)30 / 2888 356-0, Fax -1

E-Mail: info@germanwatch.org

Internet: www.germanwatch.org



Hinsehen. Analysieren. Einmischen.

Für globale Gerechtigkeit und den Erhalt der Lebensgrundlagen.