

Teilbericht Basisdaten

Projekt MONA 2030: Grundlage für die Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die Verantwortung für den Inhalt dieser
Veröffentlichung liegt beim Autor.

Förderkennzeichen: 03ET4015

Teilbericht Basisdaten

Projekt MONA 2030: Grundlage für die Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen

Auftraggeber:	BMW
FfE-Auftragsnummer:	BMW-30
Koordination:	Dipl.-Ing. Simon Köppl
Bearbeitung:	Andreas Bruckmeier, M.Sc. Felix Böing, M.Sc. Michael Hinterstocker M.Sc. Britta Kleinertz, M.Sc. Claudia Konetschny, M.Sc. Mathias Müller, M.Sc. Dipl.-Ing. Florian Samweber Dipl.-Phys. Tobias Schmid Andreas Zeiselmaier, M.Sc.
Stand:	August 2017 Teilbericht

ISBN 978-3-941802-36-0

Impressum:

Bericht
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE)

zum Projekt:

Teilbericht Basisdaten

Projekt MONA 2030: Grundlage für die Bewertung
von Netzoptimierenden Maßnahmen

Förderung durch:

Bundesregierung im Rahmen der Förderinitiative
Zukunftsfähige Stromnetze in Form des
Bundesministerium für Wirtschaft und
Technologie (BMWi) - Förderkennzeichen:
03ET4015

Sowie den folgenden Industriepartnern:

Amprion GmbH
BMW Bayerische Motorenwerke GmbH
bnNETZE GmbH
EWE Aktiengesellschaft
Harz Energie Netz GmbH
inetz GmbH
Main-Donau Netzgesellschaft mbH
Netzgesellschaft Düsseldorf mbH
Österreichs E-Wirtschaft
Stadtwerke Augsburg Energie GmbH
Stadtwerke Energie Jena-Pößneck GmbH
SWM Infrastruktur GmbH
Stadtwerke Wiesbaden Netz GmbH
TenneT TSO GmbH
Thüga AG
TINETZ-Stromnetz Tirol AG

Kontakt:

Am Blütenanger 71
80995 München
Tel.: +49 (0) 89 158121-0
Fax: +49 (0) 89 158121-10
E-Mail: info@ffe.de
Internet: www.ffe.de

Wissenschaftlicher Leiter:

Prof. Dr.-Ing. U. Wagner

Geschäftsführer:

Prof. Dr.-Ing. W. Mauch

Projekt-Manager:

Dr.-Ing. Dipl.-Phys. R. Corradini

Inhalt

1	Einleitung.....	1
2	Regionalisiertes Energiesystemmodell (FREM).....	3
2.1	Anforderungen	4
2.2	Methodischer Ansatz.....	5
2.2.1	Struktureller Aufbau.....	5
2.2.2	Primärdaten	6
2.2.3	Datenaufbereitung.....	7
2.2.4	Thematische Modellierung	12
2.2.5	Datenbereitstellung	12
2.3	Sekundärdaten.....	13
2.3.1	Erwerbstätige	13
2.3.2	Wohngebäudemodell	14
2.3.3	Demographische Entwicklung	15
2.4	Erneuerbare Energien	17
2.4.1	Windkraft.....	18
2.4.2	Photovoltaik	22
2.4.3	Biomasse	30
2.4.4	Erzeugungsgänge	32
2.5	Stromverbrauch.....	37
2.5.1	Vorbemerkungen zur elektrischen Last	38
2.5.2	Private Haushalte	41
2.5.3	Industrie	50
2.5.4	Landwirtschaft und Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistung	50
2.5.5	Verkehr	51
2.5.6	Elektrische Speicherheizungen	51
2.5.7	Wärmepumpen.....	51
2.5.8	Stromverbrauch in Österreich.....	51
2.5.9	Entwicklung.....	52
2.5.10	Lastgang	52
2.6	Wärmeverbrauch.....	55
2.6.1	Private Haushalte.....	55
2.6.2	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	56
2.6.3	Industrie	57
2.6.4	Entwicklung.....	59
2.6.5	Fernwärmenetze	59

3	Modellumgebung ISAaR - Übertragungsnetz	63
3.1	Anforderungen an das Modell und die Eingangsdaten	64
3.1.1	Zeitliche Auflösung	64
3.1.2	Räumliche Auflösung	64
3.1.3	Repräsentation des Lastflusses	65
3.1.4	Sequenzierung der Berechnungsläufe	65
3.2	Optimierungsmodell	65
3.2.1	Nomenklatur und Aufbau.....	65
3.2.2	Energiesystemelemente.....	67
3.2.3	Lastflussberechnung im Übertragungsnetz	68
3.2.3.1	Theoretische Grundlagen.....	69
3.2.3.2	Anforderungen an die Netzdarstellung	74
3.2.3.3	Implementierung im Simulationsmodell	75
3.2.4	Methodik zur Durchführung von Berechnungen.....	79
3.2.4.1	Modellgleichungen zur Umsetzung des Redispatchverhaltens	80
3.2.4.2	Auswertung eines Simulationslaufes	83
3.3	Eingangsdaten	84
3.3.1	Übertragungsnetz.....	84
3.3.1.1	Deutsch-österreichisches Netzmodell	85
3.3.1.2	Europäisches Netzmodell.....	98
3.3.1.3	Zusammenführung der Netzmodelle	105
3.3.2	Konventionelle Kraftwerke.....	105
3.3.2.1	Deutschland und Österreich	106
3.3.2.2	Europa	106
3.3.3	Erneuerbare Energien	109
3.3.3.1	Deutschland und Österreich	109
3.3.3.2	Europa	110
3.3.3.3	Sonstige Erneuerbare Energien, Speicherwasser-, Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerke	118
3.3.4	Elektrische Last.....	119
3.3.4.1	Deutschland und Österreich	119
3.3.4.2	Europa	119
3.3.5	Netzoptimierende Maßnahmen	119
3.3.5.1	Freileitungsmonitoring (FLM).....	120
3.3.5.2	Konventioneller Netzausbau im Übertragungsnetz.....	122
3.3.5.3	Demand Response (DR) in der Industrie.....	122
3.3.5.4	Power2Heat-Ausbau in der Fernwärme	123

3.3.6	Zuweisung von Netzknoten zu geographischen Regionen	125
3.3.6.1	Deutschland und Österreich	125
3.3.6.2	Europa	128
3.4	Validierung	129
3.4.1	Rahmenbedingungen und Kriterien der Validierung	129
3.4.2	Historische Exporte als Randbedingung.....	131
3.4.3	Bewertung der Validierungskriterien.....	133
3.4.3.1	Kraftwerkseinsatz und Strompreis	133
3.4.3.2	Typische Netzengpässe	133
3.4.3.3	Redispatch und Abregelung Erneuerbarer Energien	136
4	Modellumgebung GridSim	139
4.1	Anforderungen an die Simulationsumgebung.....	139
4.2	Eingangsdaten	140
4.2.1	Netzdaten.....	141
4.2.1.1	Basisnetztopologien	141
4.2.1.2	Siedlungsmodell.....	148
4.2.1.3	Kombination von Basisnetztopologien mit Siedlungsclustern	153
4.2.2	Erzeugungsanlagen	160
4.2.2.1	Photovoltaik Aufdachanlagen in der Niederspannung	160
4.2.2.2	Erzeugungsgänge der Photovoltaik-Anlagen.....	163
4.2.3	Erzeugung von Haushaltslastgängen	164
4.2.3.1	Typische Bewohnerstrukturen und Aktivitätsprofile	164
4.2.3.2	Stromlastgänge	166
4.2.3.3	Trinkwarmwasserlastgänge.....	167
4.2.3.4	Raumwärmelastgänge	168
4.2.4	Sonderverbraucher auf Haushaltsebene	169
4.2.4.1	Power2Heat	169
4.2.4.2	Elektrofahrzeuge	175
4.2.4.3	Hausspeichersysteme.....	178
4.2.5	Referenzspannung aus der überlagerten Netzebene	179
4.3	Simulationsmodell GridSim	181
4.3.1	Aufbau und Implementierung des Simulationsmodells	181
4.3.2	Auflösung der Simulationen.....	184
4.3.3	Modellierung der Netzgebiete.....	184
4.3.3.1	Modellierung der Elektrofahrzeuge.....	185
4.3.3.2	Modellierung der Hausspeichersysteme.....	186

4.3.3.3	Modellierung der Power2Heat-Anlagen (Wärmepumpen und Elektrische Speicherheizungen)	187
4.3.4	Abbildung der Netzoptimierenden Maßnahmen in GridSim	192
4.3.4.1	Konventioneller Netzausbau im Verteilnetz	192
4.3.4.2	Regelbarer Ortsnetztransformator	194
4.3.4.3	Längsregler	195
4.3.4.4	Quartierspeicher.....	197
4.3.4.5	Blindleistungsmanagement	198
4.3.4.6	Engpassmanagement – Spitzenkappung der PV-Anlagen	203
4.3.4.7	Spannungsgeführte Ladung von Elektrofahrzeugen	203
4.3.4.8	Eigenverbrauchsoptimierte Ladung von Elektrofahrzeugen.....	204
4.3.4.9	Hybridnetze Power2Heat: spannungsgeführte Flexibilisierung WP/ESH	205
4.3.4.10	Hybridnetze Power2Heat: eigenverbrauchsoptimierte Flexibilisierung WP/ESH	206
4.3.4.11	Topologische Schalthandlung	207
4.4	Auswertungsmethodik und Ergebnisverwaltung	207
4.4.1	Stufenmodell	207
4.4.2	Auswertungsmöglichkeiten.....	208
4.4.2.1	Technische Auswertung	208
4.4.2.2	Ökologische Auswertung.....	210
5	Zusammenfassung und Ausblick	215
6	Anhang.....	219
6.1	Default-Parameter für das Simulationsmodell GridSim	219
6.2	Strompreisentwicklung	227
	Abkürzungsverzeichnis	228
	Abbildungsverzeichnis	230
	Tabellenverzeichnis.....	235
	Literaturverzeichnis.....	237

1 Einleitung

Um die Stromnetzinfrasturuktur zukunftssicher für die Integration Erneuerbarer Energien vorzubereiten, ist es notwendig, alle zur Verfügung stehenden sogenannten Netzoptimierenden Maßnahmen unter ganzheitlichen Kriterien zu priorisieren. Eine Methodik für eine solche Priorisierung in Form sogenannter Einsatzreihenfolgen wird im Rahmen des Projekts Merit Order Netz-Ausbau 2030 (kurz MONA) entwickelt und angewendet. Dieser Prozess wird im Rahmen des Projekts in die vier essentiellen Teilschritte Szenario-Analyse/Erstellung, Basisdaten-Aggregation/Aufbereitung, Maßnahmen-Klassifizierung/Bewertung sowie Einsatzreihenfolgenerstellung gegliedert.

Die hier vorgestellte Basisdaten-Aggregation und Aufbereitung dient im Gesamtprojekt der transparenten Bewertung der Netzoptimierenden Maßnahmen. Durch die Vorstellung der entwickelten Methoden zur Aufbereitung und Regionalisierung der MONA-Szenarien kann der Vergleich prinzipiell nachvollzogen werden. Die Vorstellung der Simulationsmodelle für Verteil- und Übertragungsnetz dient insbesondere dazu, mögliche Stärken und Schwächen des techno-ökonomischen Maßnahmenvergleichs identifizieren zu können. Dies gibt dem Leser die Möglichkeit, die Ergebnisse insbesondere in Bezug auf zum Teil ähnliche Studien einordnen zu können.

Auf der Basis eines transparenten und konsistenten Szenario-Prozesses konnten in MONA 2030 fünf MONA-Szenarien abgeleitet werden. Diese finden Eingang in die darauffolgende Bewertung der Netzoptimierenden Maßnahmen auf Übertragungs- und Verteilnetzebene, indem die durch die Szenarien vorgegebenen Randbedingungen und Entwicklungspfade für die Simulationen und Netzberechnungen aufbereitet und regionalisiert werden (vgl. Mantelzahlen aus /FFE-10 17/). Die Mantelzahlen mit den dahinter liegenden Datensätzen und Lastgängen stellen die Grundlage der Netzuntersuchungen im Forschungsvorhaben MONA 2030 dar. Hierfür werden die Modellumgebungen ISAaR und GridSim genutzt, die im folgenden Bericht detailliert beschrieben werden. Das „integrierte Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und -ausbauplanung mit Regionalisierung“ (kurz: ISAaR) wird dabei für die Untersuchungen im Übertragungsnetz genutzt. Bzgl. der Szenarien wird das Referenzszenario mit den Varianten „Klimaschutz“ und „Standard“ und das Szenario „Konservativ“ unterschieden. Zur Simulation und Analyse von Verteilnetzen auf Basis von Lastflussberechnungen wird das Simulationsmodell GridSim verwendet. Da sich die entwickelten Szenarien für die Verwendung als Eingangsdaten in GridSim nur in bestimmten Bereichen unterscheiden, werden für die Simulation die Szenarien „Konservativ“ (entsprechend GridSim Szenario A), „Zentral“ (GridSim Szenario B in der Variante Standard) und „Verteilnetz“ (GridSim Szenario C in der Variante Klimaschutz) ausgewählt.

Beide Modellumgebungen haben darüber hinaus spezifische Anforderungen an die verwendeten Basisdaten. Der Bericht ist daher so strukturiert, dass in Kapitel 2 das regionalisierte Energiesystemmodell beschrieben wird, welches für beide Modellumgebungen die Grundlage der Basisdaten darstellt. In diesem Kapitel sind somit die Gemeinsamkeiten beschrieben. In Kapitel 3 und 4 werden anschließend die Modellumgebungen erläutert und spezielle Anforderungen bzw. Datensätze detailliert aufgeschlüsselt.

2 Regionalisiertes Energiesystemmodell (FREM)

Hinweis

Das folgende Kapitel entstammt zum Teil dem Endbericht des FfE-Projekts Merit Order der Energiespeicherung 2030 /FFE-04 16/. Zur besseren Verständlichkeit werden die dortigen Beschreibungen der Basisdaten, die auch in MONA 2030 verwendet werden, an dieser Stelle aufgeführt und ggf. aktualisiert.

An der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. wurde ab 2009 ein regionalisiertes Energiemodell, das Regionenmodell der FfE (FREM), erarbeitet und seitdem kontinuierlich weiterentwickelt /FFE-21 10/, /FFE-22 10/, /FFE-10 13/, /FFE-12 13/, /FFE-14 13/, /FFE-39 14/, /FFE-32 15/. Viele Inhalte wurden in dem vom BMWi geförderten Forschungsvorhaben „EnEff:Stadt – Chancen und Risiken von KWK im politischen Umfeld“ erarbeitet. Die Abschlussberichte hierzu stehen zum Download bereit /FFE-01 12/, /FFE-02 12/. Weitere Informationen können auch der Dissertation von Herrn Beer /BEER-01 12/ entnommen werden. Der Aufbau und die Struktur der Datenablage sowie die im Rahmen von MONA 2030 verwendeten Modelle zu Verbrauch und Erzeugung basieren auf Vorarbeiten aus dem Forschungsvorhaben „Merit Order der Energiespeicherung 2030“ (MOS 2030) /FFE-04 16/. Da die Szenarien aus MONA 2030 von den Szenarien aus MOS 2030 abweichen, resultieren unterschiedliche Mantelzahlen und somit unterschiedliche Ergebnisse in der Regionalisierung und der Generierung von Erzeugungs- sowie Lastgängen. Hinzu kommt durch die Anforderung, kleinräumige, hochaufgelöste Eingangsdaten zur Durchführung von Netzberechnungen bereitzustellen, ein erheblicher Erweiterungsbedarf in den Regionalisierungsalgorithmen. Während einige Datensätze und Aufbereitungsmodelle aus dem Vorgängerprojekt MOS 2030 übernommen werden können, ergeben sich wesentliche Unterschiede in einzelnen thematischen Bereichen. Beispielfhaft seien hier die demographische Entwicklung, die Modellierung des Ladelastgangs der Elektrostraßenfahrzeuge, die räumliche Abbildung des europäischen Umlands oder die Bereitstellung von Netzdaten zu nennen. Die Beschreibung der Erweiterungen, die sowohl auf der Verteilnetzebene (GridSim) als auch auf Übertragungsnetzebene (ISAaR) eine Rolle spielen, findet sich in diesem Kapitel. Die modell-spezifischen Anpassungen an der Aufbereitung und Bereitstellung von Eingangsdaten werden an entsprechender Stelle in Kapitel 3 (ISAaR) und 4 (GridSim) erläutert. Die Struktur des FREM hat dabei eine effiziente Aktualisierung der Datenbasis auf Basis der bestehenden Modelle ermöglicht.

Im FREM werden verschiedenste energiewirtschaftlich relevante Daten mit ihrem Raum- und Zeitbezug gespeichert. Die zeitliche Auflösung ist meist die Stundenauflösung (Lastgänge, Erzeugungszeitreihen, ...), teilweise liegen auch Viertelstundenwerte (Reserveleistung, ausgewählte Erzeugungszeitreihen, ...) vor. Die räumliche Auflösung ist die Gemeindeebene (statistische Daten, Kraftwerke, Demographische Entwicklung, ...), teilweise erfolgt auch eine kleinräumigere Verortung (Windkraftanlagen und Wasserkraftwerke mit ihrem exaktem Standort, ...). Die hohe räumliche Auflösung Gemeindeebene kann auf eine für die jeweilige Fragestellung

geeignete, allgemeinere Größe (Netzregionen, Landkreise, Bundesländer, Netzknoten, ...) aggregiert werden. Dies ermöglicht die Bearbeitung einer Vielzahl von Fragestellungen – zum Beispiel im Übertragungsnetz und in der Niederspannung – mit einem einheitlichen Datensatz. Bei der Betrachtung von kleineren Gebieten als Gemeinden (zum Beispiel Netzknoten oder einzelne Niederspannungsnetze) kann auf Basis der gemeindespezifischen Struktur von Verbrauchern und Erzeugern eine Synthese dieser Teilgebiete erfolgen. Dieses Vorgehen ist Bestandteil des Kapitels zur Modellumgebung GridSim in Kapitel 4.

Im Rahmen dieses Projekts sind Bestand und Entwicklung der Bereiche Erneuerbare Energien, Stromverbrauch und konventioneller Stromerzeuger von übergeordnetem Interesse. Aber auch der bereits bekannte Ausbau der Stromnetze, die Markteinführung von Elektrostraßenfahrzeugen und die Entwicklung des Wärmeverbrauchs sind für die Fragestellungen aus MONA 2030 relevant.

In diesem Kapitel werden die wichtigsten Komponenten und Modelle des FREM vorgestellt. Zu diesen zählen die EEG-Datenbank, Ausbauszenarien für die Erneuerbaren Energien Wind und Photovoltaik, Kraftwerke, Wärme- und Stromnetze, die demographische Entwicklung und die Entwicklung des Strom- und Wärmeverbrauchs.

2.1 Anforderungen

Die Anforderungen an das FREM sind zu Beginn eines jeden Forschungsvorhabens bzw. Projekts zu definieren. Die Anforderungen können in folgende Kategorien eingeteilt werden:

- **Räumlicher Umfang:**
Bundesland, Deutschland oder Europa.
- **Zeitlicher Umfang:**
Historische Daten, aktuelles Jahr oder Prognose bis zu einem bestimmten Jahr
- **Thematischer Umfang:**
Verbraucher: Strom, Wärme, Gas, Elektromobilität
Erzeugung und Verteilung: Kraftwerke, Speicher, Netze
- **Zeitliche Auflösung:**
Jahresenergieverbrauch, Typtage, Stundenwerte, Viertelstundenwerte
- **Räumliche Auflösung:** Länder, Bundesländer, Landkreise, Gemeinden, Netzregionen, PLZ-Gebiete oder Netzknoten

Bei der Wahl der Anforderungen ist die für die spezielle Fragestellung notwendige Detaillierungsstufe zu identifizieren. Die Wahl einer zu hohen räumlichen Auflösung vergrößert die resultierenden Datensätze und verlängert den Rechenbedarf z.B. bei der Optimierung des Kraftwerkseinsatzes, eine zu geringe zeitliche Auflösung (zum Beispiel Typtage) ist nicht geeignet, Speicher abzubilden. Eine zu grobe räumliche Auflösung bildet Netzengpässe und die daraus resultierenden Anforderungen an Speicher und Kraftwerke nicht ab.

Die verfügbaren Datensätze umfassen die Jahre 2012, 2015 und 2030. Die zeitliche Auflösung sind Stundenwerte für das Wetterjahr 2012.

2.2 Methodischer Ansatz

Die Ablage der Daten, die thematische Aufbereitung und die Definition von Szenarien erfolgt im FREM mit standardisierten und wiederkehrenden Abläufen. Dies erhöht nicht nur die Transparenz der Datenherkunft, sondern auch die Reproduzierbarkeit und Aktualisierbarkeit der Daten. Nachfolgend werden der strukturelle Aufbau, einige der eingesetzten Quellen und allgemeine Datenaufbereitungsschritte vorgestellt.

2.2.1 Struktureller Aufbau

Die Aufbereitung, Ablage und Definition von Szenarien erfolgt weitestgehend im FREM. Der strukturelle Aufbau kann in die drei Ebenen nach **Abbildung 2-1** eingeteilt werden. In der ersten Ebene liegen die „Primärdaten“, somit überwiegend Rohdaten bzw. Daten mit formellen, aber nicht inhaltlichen Aufbereitungsschritten.

In der zweiten Ebene befinden sich nach Themen gruppierte, aufbereitete Daten. Diese werden als „thematische Schemata“ bezeichnet und können in zwei Untergruppen eingeteilt werden:

„Sekundärdaten“ sind aufbereitete „Primärdaten“ und beschreiben zum Beispiel die Entwicklung der Erwerbstätigenzahlen nach Wirtschaftszweig je Gemeinde. Sie gehen wiederum als Quelle zur Aufbereitung von „Modelldaten“ ein. Ein Beispiel hierfür ist in **Abbildung 2-1** dargestellt. Der Gebäudebestand wird aus statistischen Daten bestimmt und geht in die Lastberechnung ein.

„Modelldaten“ beschreiben energiewirtschaftliche Größen wie Leistung der PV-Anlagen je Gemeinde. Sie werden in thematische Schemata strukturiert. Ein Beispiel ist die FfE-EEG-Datenbank: eine Zusammenfassung und Validierung der Anlagenregister der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB).

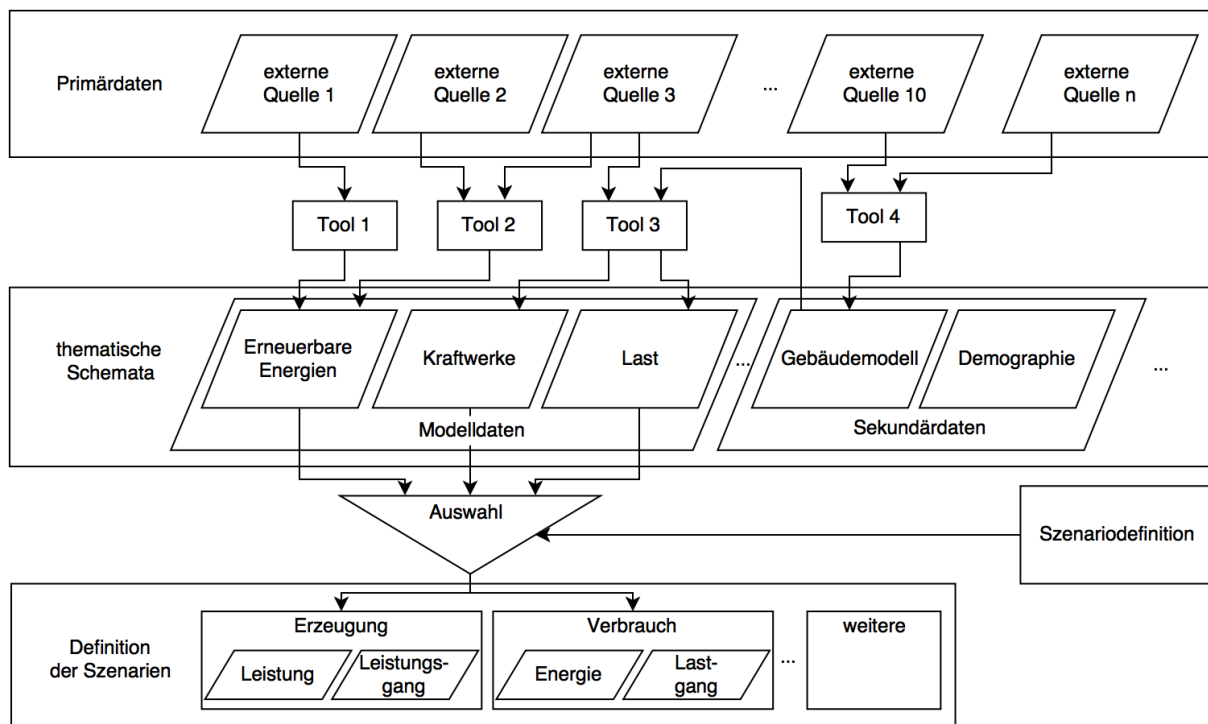


Abbildung 2-1: Struktureller Aufbau und Definition von Szenarien

Die Definition von globalen Szenarien ist kein Bestandteil des FREM, sondern ein externer Prozess. Beispiele hierfür sind der Szenariorahmen aus dem Forschungsverbund und der Netzentwicklungsplan (NEP). Die Mantelzahlen für MONA 2030 sind in Kapitel 1 aufgezählt und wurden im Berichtsteil zum MONA-Szenarioprozess hergeleitet /FFE-10 17/. Die Umsetzung der Szenarien im FREM erfolgt durch die Vorgabe eines globalen Szenarios und der Disaggregation basierend auf Daten der thematischen Schemata und Ablage als Szenario innerhalb des FREM. Die einzelnen Szenarien werden nach Themen wie zum Beispiel „Erzeugung“ und „Verbrauch“ gruppiert. Um im Weiteren eine hohe Variabilität im Umgang mit den Daten zu erhalten, wird die Leistung bzw. der Verbrauch als skalare Größe, der Leistungsgang bzw. Lastgang als normierter Vektor abgelegt. Dies ermöglicht zum Beispiel den schnellen Wechsel des Wetterjahrs oder die parallele Umsetzung von unterschiedlichen Verbrauchsentwicklungen. Auch die Übernahme der in MOS 2030 generierten Erzeugungsgänge auf die in MONA 2030 generierten Szenarien zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien konnte so problemlos gewährleistet werden.

2.2.2 Primärdaten

Das FREM basiert auf einer Vielzahl von unterschiedlichen Quellen. Eine umfassende Beschreibung aller Datenquellen ist an dieser Stelle nicht möglich. Sehr detaillierte Beschreibungen können mit Fokus auf einzelne funktionelle Speicher dem Bericht zu MOS 2030 entnommen werden. An dieser Stelle werden die primären Datenquellen vorgestellt. Diese Primärdaten werden wiederholt für die Regionalisierung der verschiedenen Elemente des Energieversorgungssystems verwendet. Ein Beispiel für Primärdaten sind die Einwohnerzahlen je Gemeinde. Abhängig hiervon werden Strom- und Wärmeverbrauch, aber auch die Entwicklung der Elektrostraßenfahrzeuge modelliert.

Ergänzend zu den Primärdaten werden Sekundärdaten eingeführt. Diese Daten können in der benötigten Form nicht aus öffentlich zugänglichen Quellen abgeleitet werden.

Zu den wichtigsten Quellen für Primärdaten im FREM zählen:

- Die Verwaltungsgrenzen in Deutschland nach /BKG-04 09/, lfd. Aktualisierung
- Digitales Landschaftsmodell /BKG-01 13/
- Regionaldatenbank /DESTATIS-08 14/, lfd. Aktualisierung
- OpenStreetMap /OSM-01 17/, lfd. Aktualisierung
- CORINE Land Cover /CLC-01 09/
- Anlagenregister (Erneuerbare Energien) der Bundesnetzagentur /BNETZA-09 15/ bzw. bis August 2014 nach ÜNB
- AGFW-Hauptberichte zu den Fernwärmenetzen /AGFW-01 15/, lfd. Aktualisierung
- Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur /BNETZA-04 13/, lfd. Aktualisierung
- Wetterdaten der Modelle COSMO-EU und COSMO-DE /DWD-01 14/
- Energiedaten Deutschland /BMWI-02 15/, lfd. Aktualisierung
- Energiebilanzen der Bundesländer in Österreich /STATAT-06 13/, lfd. Aktualisierung
- Statistische Daten in regionaler Auflösung für Österreich /STATAT-03 13/, lfd. Aktualisierung

2.2.3 Datenaufbereitung

Im Rahmen der Datenaufbereitung werden bestimmte wiederkehrende Verfahren genutzt, um einen geographisch aufgelösten Datenbestand zu erhalten. Ausgewählte Verfahren werden nachfolgend allgemeingültig erläutert, so dass im Rahmen des weiteren Berichts eine kompakte Darstellung gewährleistet werden kann. Im konkreten Fall werden die vorgestellten Verfahren häufig iterativ und in Kombination eingesetzt.

(a) Aggregation von punktuellen Daten

Einige Datensätze sind exakt auf einen Punkt verortet (zum Beispiel Standorte von Windenergieanlagen – kurz: WEA). Die Sachdaten werden über ihre Geodaten den Regionen zugewiesen und – zum Beispiel – summiert, siehe hierzu **Abbildung 2-2**.

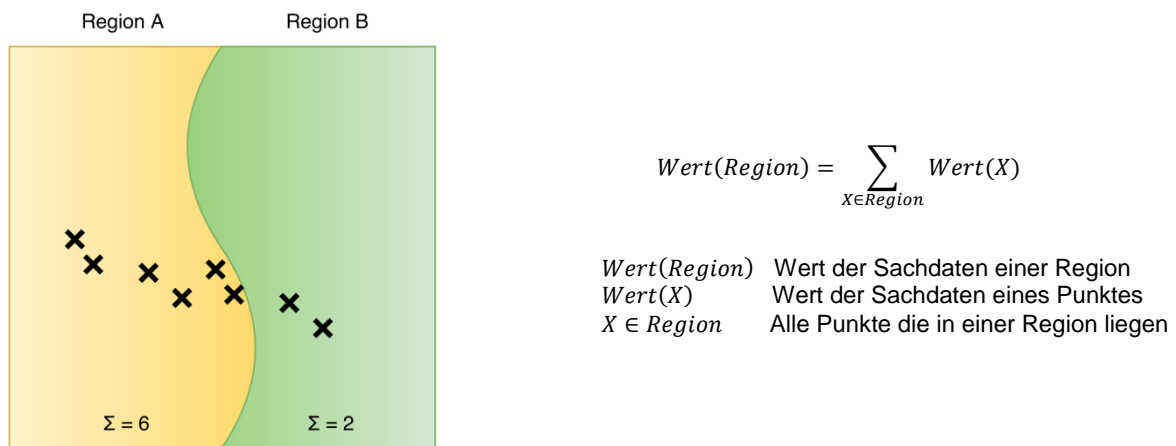


Abbildung 2-2: Aggregation von punktuellen Daten

(b) Aggregation von räumlich ausgedehnten Daten, Fall 1

Die Aggregation von räumlich ausgedehnten Daten kann im einfachsten Fall analog zu den punktuellen Daten erfolgen. Dieser Fall trifft zu, wenn die räumlich ausgedehnten Daten eindeutig in einer Region liegen. Die Sachdaten werden über ihre Geodaten den Regionen zugewiesen und – zum Beispiel – summiert, siehe hierzu **Abbildung 2-3**.

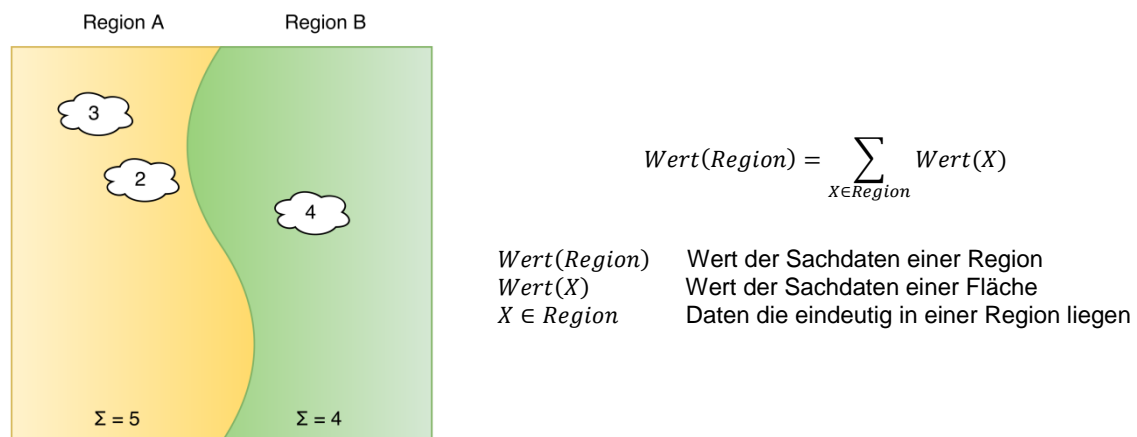
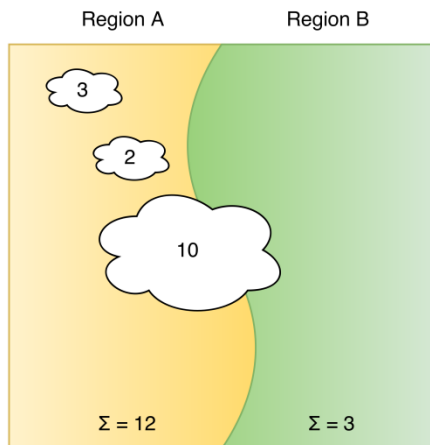


Abbildung 2-3: Aggregation von räumlich ausgedehnten Daten, Fall 1

(c) Aggregation von räumlich ausgedehnten Daten, Fall 2

Die Aggregation von räumlich ausgedehnten Daten ist nicht mehr eindeutig möglich, wenn die Daten in verschiedenen Regionen liegen. Dies ist zum Beispiel bei Windparks und Gemeinden häufig der Fall. Wenn keine weiteren Informationen vorliegen, erfolgt zunächst eine flächenproportionale Disaggregation der Daten auf mehrere Regionen, gefolgt von einer Aggregation je Region, siehe **Abbildung 2-4**.



$$\text{Wert}(\text{Region}) = \sum_{X \cap \text{Region} \neq \{\}} \text{Wert}(X) \frac{(X \cap \text{Region}).\text{Fläche}}{X.\text{Fläche}}$$

$\text{Wert}(\text{Region})$	Wert der Sachdaten einer Region
$\text{Wert}(X)$	Wert der Sachdaten einer Fläche
$X \cap \text{Region}$	Schnittfläche Daten X und Region
$X.\text{Fläche}$	Fläche der Daten X
$\{\}$	Leere Menge

Abbildung 2-4: Aggregation von räumlich ausgedehnten Daten, Fall 2

Soweit verfügbar kann die flächenproportionale Aggregation um eine Gewichtung erweitert werden (vgl. **Formel (1)**).

$$\text{Wert}(\text{Region}) = \sum_{X \cap \text{Region} \neq \{\}} \text{Wert}(X) \frac{\int_{(X \cap \text{Region})} \rho \, dA}{\int X \cdot \rho \, dA} \quad (1)$$

$X \cdot \rho$	Dichtefunktion der Eingangsdaten
$\int \dots dA$	Integral über die Fläche
$\text{Wert}(\text{Region})$	Wert der Sachdaten einer Region
$\text{Wert}(X)$	Wert der Sachdaten einer Fläche
$X \cap \text{Region}$	Schnittfläche Daten X und Region
$\{\}$	Leere Menge

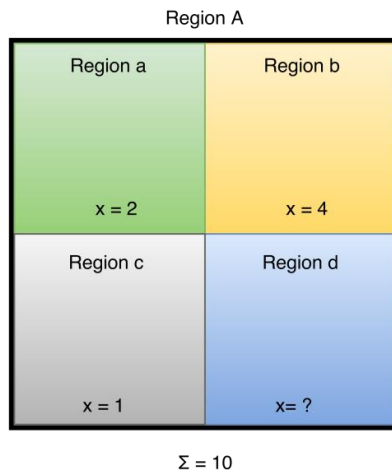
(d) Synthese kleinerer räumlicher Auflösungen, Fall 1

Nicht alle Datenbestände werden vollständig für alle räumlichen Auflösungen veröffentlicht. Insbesondere kleine räumliche Auflösungen werden aus Gründen des Datenschutzes häufig in der Statistik anonymisiert. Da für die weitere Bearbeitung im FREM ein flächendeckender Datenbestand benötigt wird, müssen kleinere räumliche Auflösungen häufig synthetisiert werden.

Im Allgemeinen liegen die Informationen vollständig für ein höheres Aggregat vor. Unter Umständen muss iterativ nach einem geeigneten höheren Aggregat gesucht werden. In der Regel sind mindestens auf der Bundeslandebene die Daten vollständig.

Im ersten betrachteten Fall fehlen nur einzelne Informationen der kleineren Aggregatsebene bzw. der kleineren räumlichen Auflösung. Dies ist ein Sonderfall und

tritt nur selten auf. Durch Differenzbildung kann der fehlende Wert exakt bestimmt werden, siehe **Abbildung 2-5**.



$$x'(Region) = \sum_{\substack{Subregion \in Region \\ x(Subregion) \neq \{\}}} x(Subregion)$$

$$\Delta x(Region) = x(Region) - x'(Region)$$

$Subregion \in Region$ Menge der Subregionen einer Region

$\{\}$ Wert anonymisiert

$x'(Region A)$ Wert der bekannten Sachdaten

$\Delta x(Region)$ Höhe der anonymisierten Daten

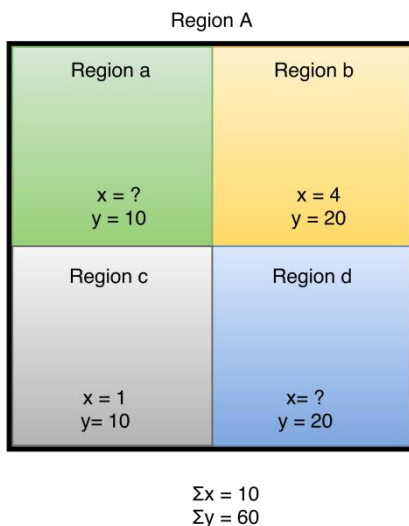
Sonderfall:

$$x(Subregion) = \Delta x(Region)$$

Abbildung 2-5: *Synthese kleinerer räumlicher Auflösungen, Fall 1*

(e) Synthese kleinerer räumlicher Auflösungen, Fall 2

Sobald in der Subregionenebene mehr als ein Wert anonymisiert wurde, ist eine exakte Lösung nicht mehr möglich. Das Syntheseverfahren muss geeignete Werte für die Subregionen bestimmen. Das Problem ist in **Abbildung 2-6** dargestellt. Region a und Region d wurden anonymisiert, es liegen keine Werte für x vor. In der gesamten Region A beträgt der Wert für x 10. Die Höhe der anonymisierten Daten ist 5. Für die Synthese wurde der Parameter y als geeignete Größe identifiziert.



$$x'(Region) = \sum_{\substack{Subregion \in Region \\ x(Subregion) \neq \{\}}} x(Subregion)$$

$$y'(Region) = \sum_{\substack{Subregion \in Region \\ x(Subregion) \neq \{\}}} y(Subregion)$$

$$\Delta x(Region) = x(Region) - x'(Region)$$

$$\Delta y(Region) = y(Region) - y'(Region)$$

$$x(Subregion) = y(Subregion) \frac{\Delta x(Region)}{\Delta y(Region)}$$

$Subregion \in Region$ Menge der Subregionen einer Region

$\{\}$ Wert anonymisiert

$x'(Region)$ Wert der bekannten Sachdaten

$\Delta x(Region)$ Höhe der anonymisierten Daten

y Zur Synthetisierung von x geeignete Größe

Abbildung 2-6: *Synthese kleinerer räumlicher Auflösungen, Fall 2*

(f) Synthese kleinerer räumlicher Auflösungen, Fall 3

Wenn für alle Subregionen keine Daten vorliegen, vereinfacht sich das Verfahren (e) auf das in Abbildung 2-7 dargestellte Disaggregationsverfahren. Die Verteilung erfolgt somit über eine vollständig bekannte und geeignete Hilfsgröße y .

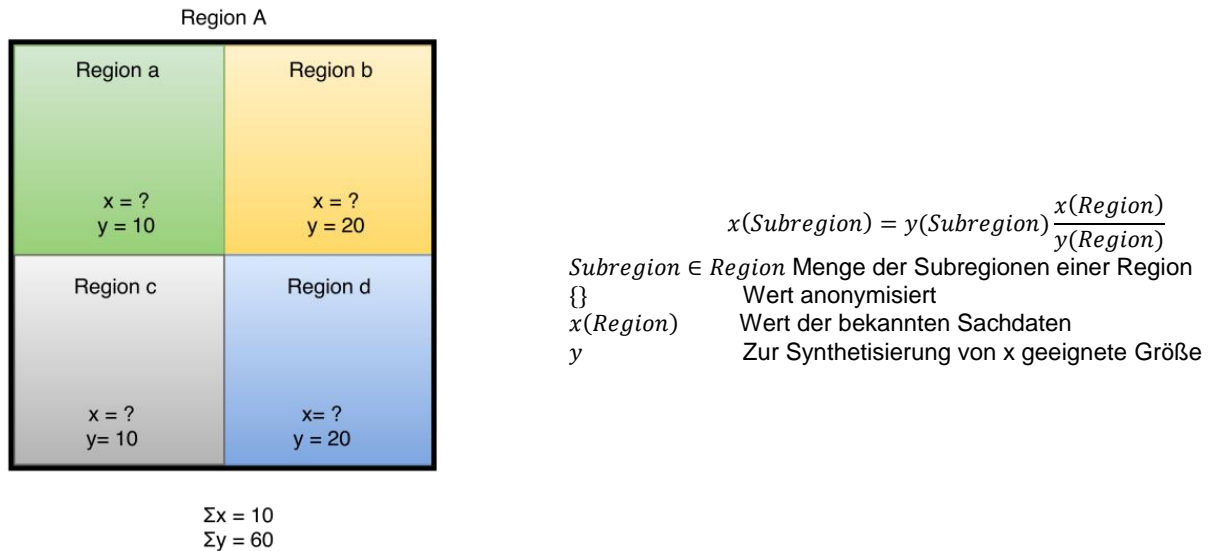


Abbildung 2-7: *Synthese kleinerer räumlicher Auflösungen, Fall 3*

Die Auswahl geeigneter Syntheseverfahren zur Berücksichtigung von Gebietsreformen ist beim Umgang mit statistischen Daten von besonderer Relevanz. Zu den kleinsten Gebietsreformen zählen die Ein- und Ausgemeindungen einzelner Ortsteile und Gemeinden, zu den größten Gebietsreformen der letzten Jahre die Kreisreformen in den neuen Bundesländern. Bei der Arbeit mit Datensätzen zu unterschiedlichen Ständen, zum Beispiel verschiedene Erfassungsjahre oder auch Erfassungszeitpunkte im Jahresverlauf, müssen Daten zu verschiedenen Verwaltungsgrenzen geeignet aufbereitet werden. Nachfolgend werden verschiedene Verfahren zum Umgang mit Gebietsreformen vorgestellt.

(g) Synthese nach Gebietsreformen, Fall 1

Im ersten Fall, siehe **Abbildung 2-8**, erfolgt die Eingliederung der Region B in die Region A. Die neuentstandene Region wird nachfolgend mit A' bezeichnet. In der Praxis kann die Region A' sowohl den gleichen wie Region A, aber auch einen neuen amtlichen Gemeindegchlüssel (AGS) erhalten. Die Synthese von Sachdaten zur Region A' aus historischen Daten der Regionen A und B ist trivial. Im umgekehrten Fall ist eine geeignete Hilfsvariable zu wählen. Dies kann unter Umständen ein Datensatz zu einem älteren Zeitpunkt sein.

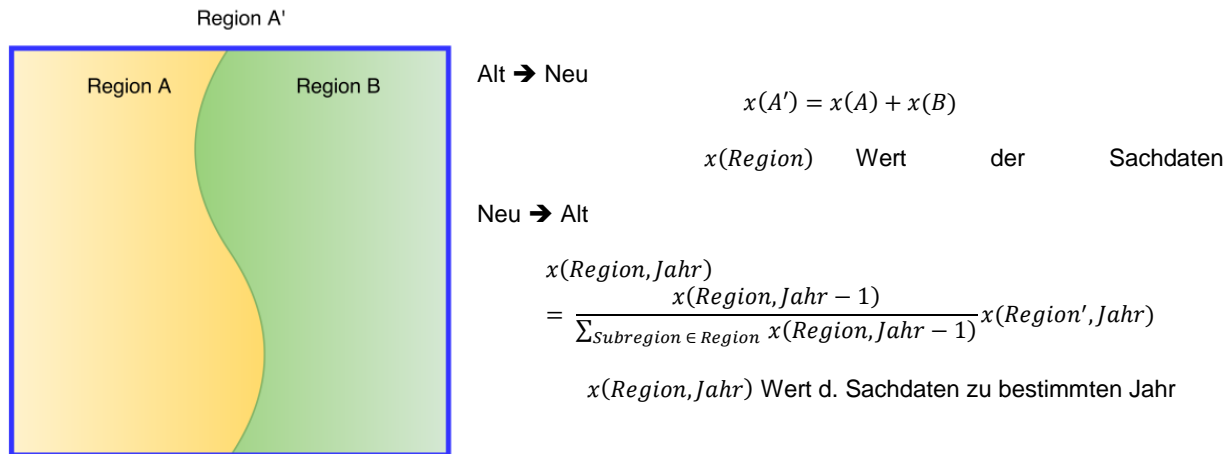


Abbildung 2-8: *Synthese nach Gebietsreformen, Fall 1*

(h) Synthese nach Gebietsreformen, Fall 2

Im zweiten Fall, siehe **Abbildung 2-9**, erfolgt die Aufteilung der Region A in die Regionen A' und A*. Die Synthese von Sachdaten zu den Regionen A' und A* aus historischen Daten der Region A erfolgt analog zum Fall 1. Im umgekehrten Fall ist die Synthese trivial.

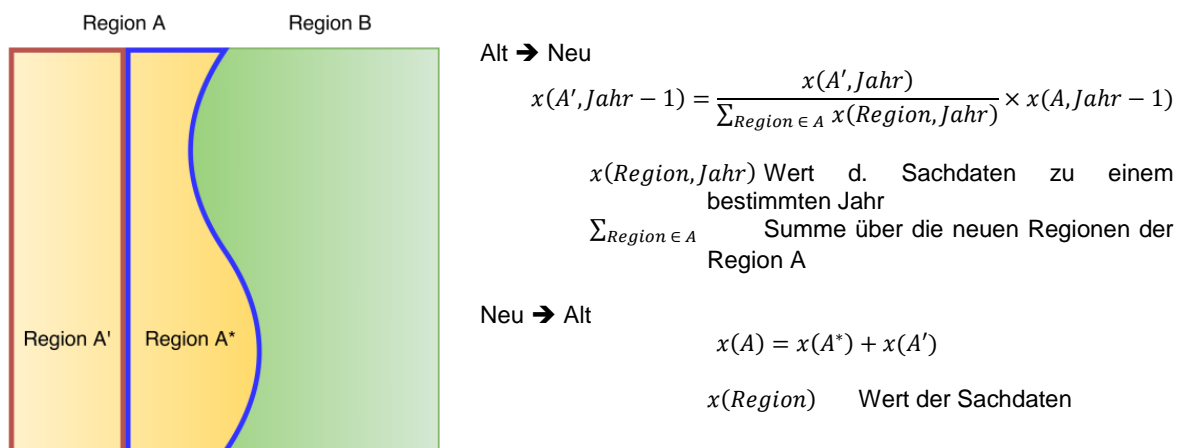


Abbildung 2-9: *Synthese nach Gebietsreformen, Fall 2*

(i) Synthese nach Gebietsreformen, Fall 3

Im dritten Fall, siehe **Abbildung 2-10**, erfolgt die Aufteilung einer Region B in die benachbarten Regionen A und C. Die neuen Regionen werden nachfolgend mit A' und C' bezeichnet. Für die Umrechnungen ist es notwendig, an verschiedenen Stellen flächenspezifische Verteilungen anzusetzen.

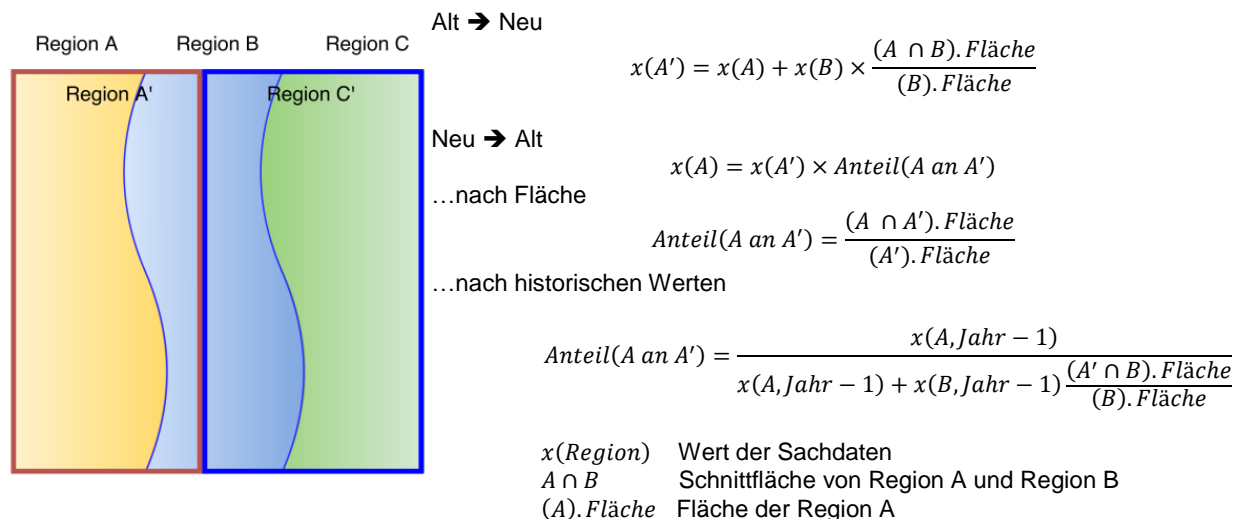


Abbildung 2-10: *Synthese nach Gebietsreformen, Fall 3*

Mit den neun vorgestellten Verfahren können die häufigsten Aufbereitungsschritte beschrieben werden. Für die vollständige Aufbereitung eines Datensatzes sind häufig eine Kombination der vorgestellten Verfahren und/oder eine iterative Ausführung notwendig. Zum Beispiel kann im Rahmen der ersten Phase eine Synthese nach Verfahren (e) von fehlenden Bundeslandwerten erfolgen, gefolgt von iterativer Bearbeitung der Landkreis- und Gemeindeebene.

2.2.4 Thematische Modellierung

Im vorangegangenen Kapitel erfolgte eine allgemeingültige Darstellung typischer Aufbereitungsschritte von Primärdaten. Basierend auf den aufbereiteten Daten erfolgt eine thematische Modellierung von Sekundär- bzw. Modelldaten. In FREM, vgl. Abbildung 2-1, erfolgt dies in thematischen Schemata. Die thematischen Schemata gruppieren verwandte Datensätze. Zum Beispiel den elektrischen Verbrauch verschiedener Verbrauchergruppen und Standardlastprofile, oder die Standorte von WEA, Kennlinie verschiedener WEA und Leistungsgänge. Die Berechnungen in den Szenarienschemata sind dynamisch und basieren auf den jeweils aktuellsten Primär- bzw. Sekundärdaten. Dies ermöglichte unter anderem die Modelle aus dem Forschungsvorhaben MOS 2030 auf Basis aktueller Eingangsdaten neu anzuwenden. Die Modelldaten der thematischen Schemata sind somit stets aktuell. Teilweise werden historische Datenstände geloggt, um Modelldaten zu verschiedenen Datenständen der Primär- und Sekundärdaten reproduzieren zu können.

2.2.5 Datenbereitstellung

Im Rahmen des Forschungsvorhabens wird nur eine kleine Auswahl an Modelldaten des FREM benötigt. Dieser Vorgang entspricht einer Filterung der Modelldaten basierend auf den Anforderungen der jeweiligen Untersuchung. Die Filterung und Ablage dieser Daten wird in Abbildung 2-1 als „Szenariodefinition“ bezeichnet und bildet die extern definierten Szenarien, vgl. Kapitel 1, ab. Der Stand der Daten entspricht somit dem Zeitpunkt der Szenariodefinition, eine Aktualisierung auf einen neueren Erkenntnisstand ist weiterhin möglich.

2.3 Sekundärdaten

Im Folgenden werden verschiedene Modelldaten (Erneuerbare Energien, Stromverbrauch, Wärmeverbrauch, Kraftwerke, etc.) vorgestellt. Diese basieren teilweise auf Primärdaten (siehe Kapitel 2.2.2). Teilweise basieren die Modelldaten aber auch auf aufwendig aufbereiteten Primärdaten. Zum Beispiel wird der Stromverbrauch der Industrie aus den Erwerbstätigenzahlen je Sektor und Gemeinde abgeleitet. Diese Erwerbstätigenzahlen liegen nicht als Primärdaten vor, sondern müssen aus Primärdaten und Modellen abgeleitet werden. Da die Erwerbstätigenzahlen selber keine energiewirtschaftlichen Daten sind, werden sie nicht als Modelldaten bezeichnet. Aus Primärdaten abgeleitete, nicht direkt energiewirtschaftliche Datensätze, werden nachfolgend als Sekundärdaten bezeichnet.

Sekundärdaten beschreiben Bezugsgrößen wie Erwerbstätige und Wohnflächen sowie deren Entwicklung für den gesamten Prognosezeitraum. In diesem Kapitel erfolgt eine kompakte Darstellung der wichtigsten drei Sekundärdaten.

2.3.1 Erwerbstätige

Die nach Wirtschaftszweig differenzierte Anzahl der Erwerbstätigen je Region ist ein wichtiger Indikator zur Modellierung des räumlich aufgelösten Energieverbrauchs. Für eine vollständige Abbildung ist eine Reihe von Arbeitsschritten mit verschiedenen Syntheseverfahren notwendig. In diesem Abschnitt werden zunächst die Quellen vor- und anschließend die Zusammenführung im Modell dargestellt.

Die Anzahl der Betriebe und Beschäftigten des verarbeitenden Gewerbes wird auf Landkreis- und Gemeindeebene in /DESTATIS-08 14/, Tabelle 001 veröffentlicht. Nachfolgend wird diese Quelle mit $Beschäftigte_{BC}(GE)$ bezeichnet. Es erfolgt keine Angabe der Wirtschaftszweige. Teilweise wird die Anzahl der Beschäftigten nicht ausgewiesen. Über das Verfahren nach Kapitel 2.2.3 (f) (basierend auf der Anzahl der Betriebe) erfolgt eine Synthese fehlender Gemeindedaten.

Mit Tabelle 254 nach /DESTATIS-08 14/ wird die Anzahl der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten je Arbeitsort bestimmt, nachfolgend mit $Beschäftigte(GE)$ bezeichnet. Auch hier erfolgt bei Bedarf eine Synthese mit dem Verfahren nach Kapitel 2.2.3 (f) auf Basis der Einwohnerzahl.

Auf Anfrage wird von der Bundesagentur für Arbeit die Anzahl der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten je Wirtschaftszweig und Landkreis zur Verfügung gestellt /BFA-01 13/. Da die Daten häufig der Geheimhaltung nach § 16 BstatG unterliegen, erfolgt eine Aufbereitung nach /FFE-01 12/. Diese Aufbereitung basiert zum einen auf Recherchen der größten Arbeitgeber je Landkreis (zum Beispiel VW in Wolfsburg) sowie einem Synthesalgorithmus, basierend auf den Summen der Erwerbstätigen je Landkreis und der Summe der Erwerbstätigen je Wirtschaftszweig.

Bei der Zusammenführung der Daten werden den Tabellen „ $Beschäftigte_{BC}$ “ und „ $Beschäftigte$ “ die Beschäftigten je Gemeinde differenziert nach produzierendem Gewerbe und weiteren Wirtschaftssektoren. Für jede Gemeinde wird nun der Anteil der Beschäftigten am Landkreiswert bestimmt. Mit diesen Anteilen werden die Erwerbstätigenzahlen mit differenzierter Abbildung der Wirtschaftszweige (WZ)

„Erwerbstätige“ auf die Gemeinden verteilt. Der Ablauf ist in **Abbildung 2-11** dargestellt.

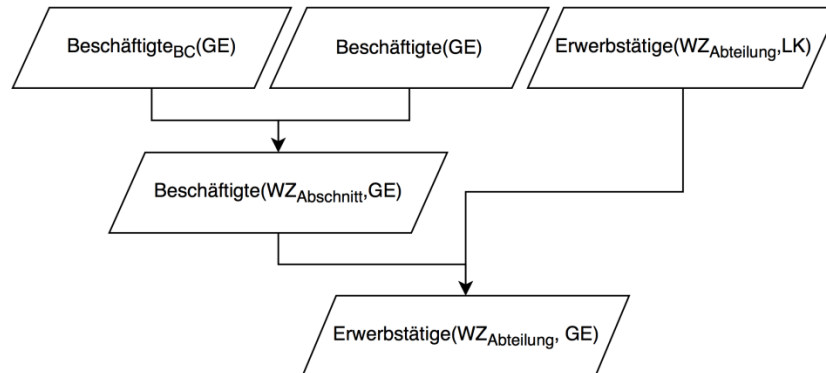


Abbildung 2-11: Zusammenführung der statistischen Quellen zum Arbeitsmarkt.

Nach dieser Aufbereitung liegt ein synthetischer Datensatz vor, der je Gemeinde die Anzahl der Erwerbstätigen nach WZ-Abteilung ausweist.

2.3.2 Wohngebäudemodell

Der Energieverbrauch der Wohngebäude wird in Deutschland und Österreich mit unterschiedlichen Ansätzen modelliert. In Deutschland liegen keine regional aufgelösten Verbrauchsdaten vor, somit erfolgt zunächst eine sehr differenzierte Analyse des Wohngebäudebestands. In Österreich kann basierend auf den Energiebilanzen der Bundesländer und statistischen Daten der Bezirke eine geeignete räumliche Auflösung abgebildet werden.

Der Bestand an Wohngebäuden wird in Deutschland nach Gebäudeclustern, einer Kombination aus Baualtersklasse und Gebäudetyp, differenziert und regional verteilt. Die Datenbasis wird unter anderem zur Bestimmung des Potenzials für PV-Anlagen auf Dachflächen und dem Verbrauch von Raumwärme und Trinkwarmwasser benötigt.

Das Wohngebäudemodell im FREM wurde im Rahmen von /FFE-01 12/ erstmalig erstellt und unter anderem in /FFE-04 12/ vorgestellt. Es stellte auch die Basis für weiterführende Auswertungen in verschiedenen Projekten dar (/CORR-01 13/, /FFE-02 12/, /FFE-01 15/, /FFE-41 15/, /FFE-04 16/). Im Rahmen des Forschungsvorhabens erfolgt eine Aktualisierung basierend auf aktuellen Daten /DESTATIS-08 14/. Das PV-Potenzial wurde basierend auf /JET-01 15/ überarbeitet. Weitere statistische Eingangsdaten sind /DESTATIS-08 14/, /DIN-01 07/, /DIN-01 03/, /REC-01 01/, /FFE-05 02/. Die Verbrauchsdaten wurden im Rahmen von verschiedenen Studien validiert /FFE-71 10/, /FFE-11 09/, /FFE-71 09/, /FFE-17 11/, /FFE-08 07/, /FFE-83 11/.

Aktuell weist das Gebäudemodell für jede Kombination aus Gemeinde, Siedlungstyp (siehe **Tabelle 2-1**), Gebäudetyp (EFH, ZFH, MFH 3-6 WE, MFH 7-12 WE, MFH > 12 WE) und Baualtersklasse (10 Klassen von vor 1900 bis heute) folgende Parameter aus: Anzahl der Gebäude, Anzahl der Wohneinheiten, Wohnfläche, Bruttogeschossfläche, Grundfläche, Raum- und Trinkwarmwasserverbrauch und –bedarf sowie Dachfläche für Photovoltaikanlagen. Das Modell orientiert sich an /AGFW-01 04/ und strebt eine Abbildung der Gebäudetypen konsistent zu /IWU-01 07/ an.

Tabelle 2-1: *Definition der einzelnen Siedlungstypen, angelehnt an /BMBAU-01 80/, /AGFW-03 01/, /AGFW-01 04/*

Nummerierung Siedlungstyp	Name Siedlungstyp	Beschreibung
1	Streusiedlung	Lockere Gebäudeverteilung vorwiegend mit EFH und ZFH
2	Einfamilienhaussiedlung	Durch dichte Straßenstruktur verbundene Siedlungen von EFH und ZFH
3	Dorfkern	Mischsiedlungen mit verschiedenen Gebäudetypen, welche sehr nah beieinander liegen und über Straßen und Wege miteinander verbunden sind
4	Reihenhaussiedlung	Siedlungen in Vororten mit zumeist paralleler Straßenstruktur und Reihenhäusern
5	Zeilenbebauung	In Vororten vorhandene parallel gebaute Wohnblocks mit drei bis fünf Etagen
6	Hochhäuser	Einzelne Hochhäuser in städtischen Randbezirken
7	Blockrandbebauung	In Innenstädten befindliche Gebäudeblocks mit mehreren Etagen und meist freier Innenfläche
8	City-Bebauung	Hochhäuser in Innenstädten mit sowohl privater als auch gewerblicher Nutzung
9	Altstadt	Stadtzentren bestehend aus Gebäuden aus dem Mittelalter mit bis zu drei Etagen

Für Österreich liegen aus /STATAT-03 13/ die Anzahl der Wohnungen nach Haushaltsgröße je Bezirk vor. Der spezifische Energieverbrauch liegt für die verschiedenen Haushaltsgrößen und Anwendungen (Raumheizung, Trinkwarmwasser, Kochen, Kühlen und Gefrieren, etc.) vor. Unter Berücksichtigung der Energiebilanz der Länder /STATAT-02 14/ kann für jeden Bezirk der Energieverbrauch der Wohngebäude bestimmt werden.

2.3.3 Demographische Entwicklung

Die demographische Entwicklung stellt über verschiedene Pfade Anforderungen an die Energieversorgung. Eine relativ direkte Kopplung besteht zwischen einer steigenden bzw. abnehmenden Bevölkerungszahl und dem Stromverbrauch im Sektor private Haushalte. Eine indirekte Kopplung besteht zwischen einer sich verändernden Altersstruktur, daraus resultierend der Anzahl an erwerbstätigen Personen und daraus abgeleitet dem Energieverbrauch in den Sektoren GHD und Industrie. Neben dem Einfluss aus demographischen Parametern sind auch Energieeffizienz und ein sich veränderndes Nutzerverhalten zu berücksichtigen. Das Nutzerverhalten wiederum kann auch durch die Altersstruktur geprägt werden.

Bevölkerungsentwicklung

In **Abbildung 2-12** ist die Alterspyramide für Deutschland für den Zeitraum 1970 bis 2010 dargestellt. Die Fortschreibung für das Jahr 2030 erfolgt – wie auch im Netzentwicklungsplan 2030 /BNETZA-16 16/ – über die 13. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung, (Variante 2: Kontinuität bei stärkerer Zuwanderung) des statistischen Bundesamts.

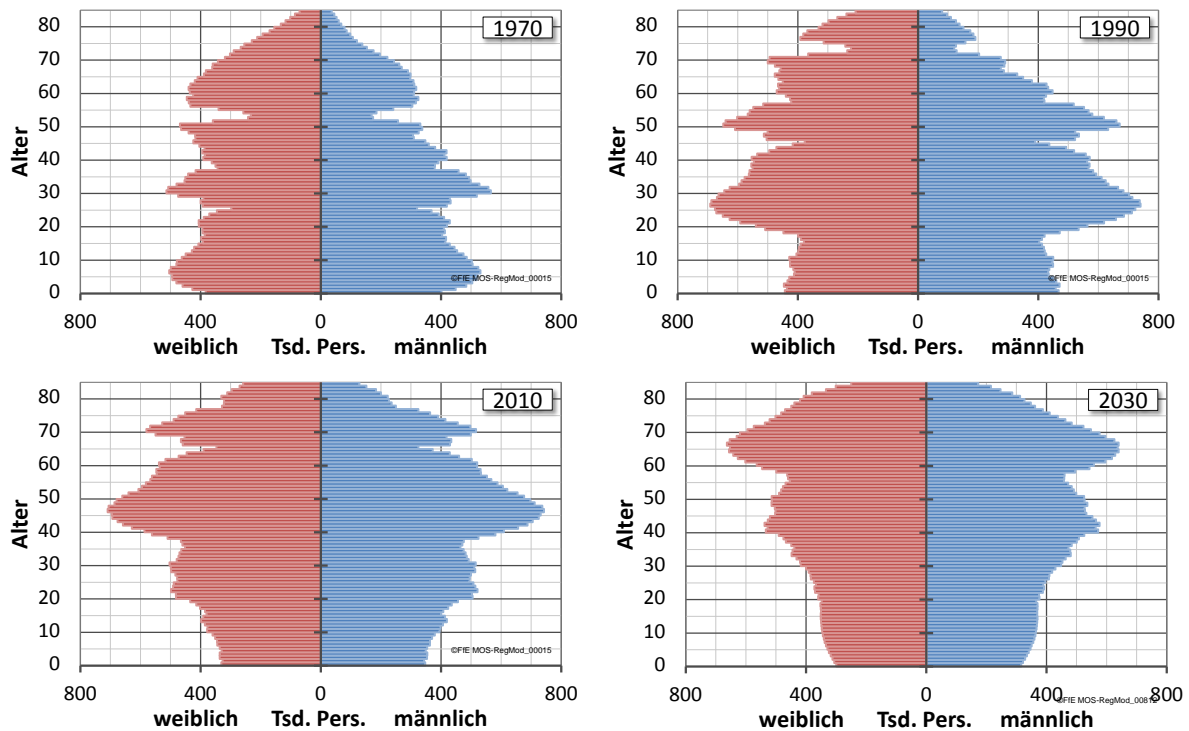


Abbildung 2-12: Alterspyramiden für die Jahre 1970, 1990, 2010 /BBR-01 12/ und 2030 /DESTATIS-07 15/

In Deutschland sinkt die Einwohnerzahl von 81,1 Mio. in 2014 auf 79,2 Mio. in 2030, im gleichen Zeitraum steigt die Einwohnerzahl in Österreich von 8,5 Mio. auf 9,0 Mio. (/STATAT-03 13/, Hauptszenario). Für die Modellierung der Energienachfrage ist auch die räumliche Verteilung relevant. Diese ist in **Abbildung 2-13** dargestellt.

In /DESTATIS-07 15/ werden keine Aussagen zu regionalen Entwicklungstendenzen gemacht. Eine regional aufgelöste Entwicklung der Einwohnerzahl bis 2030 wird in Anlehnung an MOS 2030 /FFE-04 16/ auf Basis der Raumordnungsprognose /BBR-01 12/ erstellt. Die Datenaufbereitung von /BBR-01 12/ basiert auf den absoluten Einwohnerzahlen je Landkreis und der Karte der Veränderungsklassen je Gemeinde sowie dem Verfahren nach Kapitel 2.2.3 Absatz (f). Die resultierende Entwicklung je Gemeinde wird mit einem Faktor skaliert, um eine in Summe zu /DESTATIS-07 15/ konsistente Entwicklung zu erreichen.

Einige Netzregionen (DE83, DE84) sind von einer durchgehend negativen Entwicklung der Einwohnerzahl geprägt. In diesen Regionen wird auch der Stromverbrauch sinken. In anderen Regionen (AT08, DE41) bleibt die Einwohnerzahl konstant, bzw. steigt an (DE29, AT08).

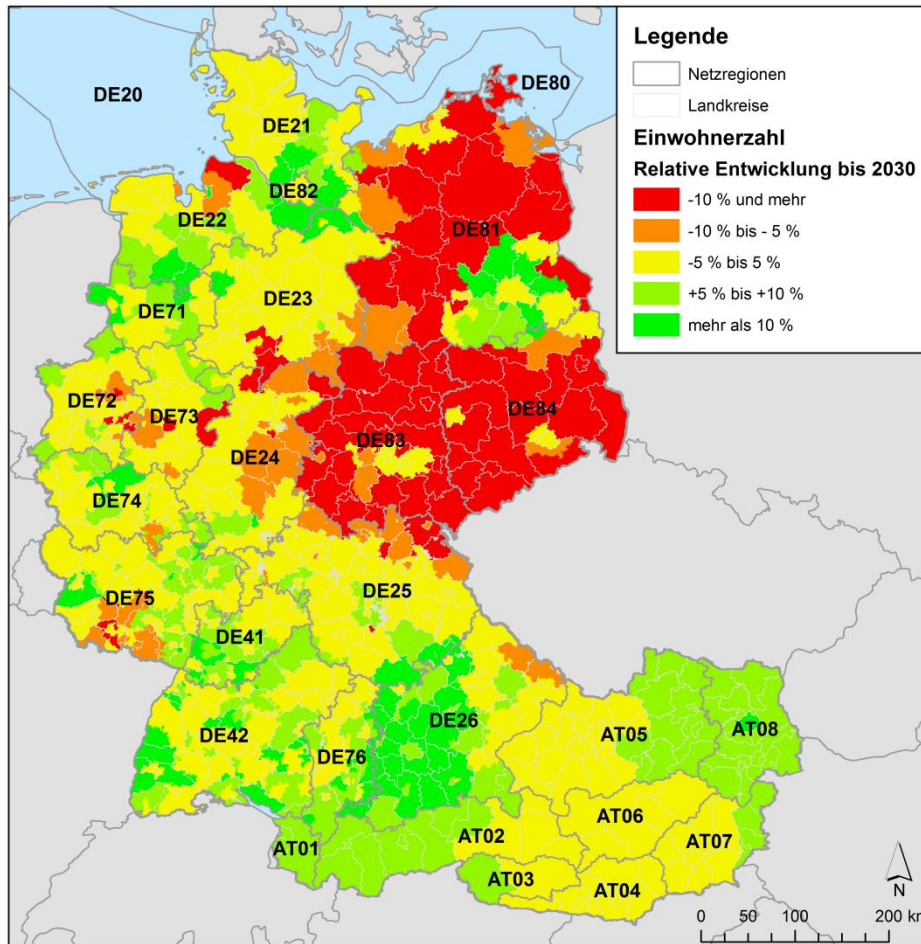


Abbildung 2-13: *Relative Entwicklung der Einwohnerzahl von 2014 bis 2030.*
 /DESTATIS-07 15/, /STATAT-03 13/, /BBR-01 12/

Mit den vorliegenden Daten ist die Entwicklung der Einwohnerzahl je Netzregion für Deutschland und Österreich bestimmt. Somit existiert ein Indikator für die räumliche Verteilung des Stromverbrauchs für Deutschland und Österreich. Die europäischen Nachbarn werden im Rahmen des Forschungsvorhabens gesondert abgebildet. Eine genaue Beschreibung der berücksichtigten Einflüsse ist in Kapitel 3.3.4.2 zu finden.

2.4 Erneuerbare Energien

Die zunehmende Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien verändert kontinuierlich die Anforderungen an das Energieversorgungssystem. Der resultierende Netzausbaubedarf wird unter anderem in /NEP-01 15/ thematisiert. Aber auch der Einsatz von Speichern (siehe /FFE-04 16/) wird zunehmend diskutiert und ist ebenfalls Bestandteil dieses Forschungsvorhabens.

Der Bestand der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wird in Deutschland weitestgehend für die FFE-EEG-Datenbank abgebildet, in Österreich über die Energiebilanzen der Bundesländer und im restlichen Europa aus einer Zusammenführung unterschiedlicher Quellen – siehe Kapitel 3.3.3 – mit Fokus auf /SOAF-01 14/ und eigenen Recherchen.

In den nachfolgenden Kapiteln werden die verschiedenen regenerativen Energieträger diskutiert. Ausgehend vom Bestand und dem verfügbaren Potenzial wird aufgezeigt wie die Mantelzahlen nach Kapitel 1 in eine regional aufgelöste Entwicklung der installierten Leistung umgesetzt werden.

2.4.1 Windkraft

Die Nutzung der Windkraft zur Stromerzeugung erfolgt über Windkraftanlagen (auch Windenergieanlagen, WEA). Sie wandeln mit ihrem Rotor und einem Generator die Energie des Windes in elektrischen Strom um. In Deutschland werden die WEA nach dem EEG vergütet. Im FREM werden sowohl der aktuelle Bestand, das technische Potenzial als auch mögliche zukünftige Entwicklungen für WEA erfasst und beschrieben.

Bestand in Deutschland

Der Bestand an Windkraftanlagen für Deutschland kann aus der EEG-Datenbank abgefragt werden und ist konsistent mit anderen Quellen (/DWG-01 17/) siehe **Tabelle 2-2**. Die Daten liegen in der FfE-EEG-Datenbank auf Gemeindeebene vor, räumlich differenziertere Auswertungen als in Tabelle 2-2 sind somit möglich.

Tabelle 2-2: *Bestand an Windkraftanlagen nach FfE-EEG-Datenbank (1.4.2017) und Deutschen Windguard /DWG-01 17/*

Bundesland	in Betrieb		genehmigt, nicht in Betrieb		DWG, Stand 31.12.2016	
	Leistung in MW	Anzahl	Leistung in MW	Anzahl	Leistung	Anzahl
SH	6.483	3.285	785	266	6449	3581
HH	68	53	52	21	72	51
NI	9.093	5.696	2.443	793	9324	5857
HB	187	87	23	6	174	85
NW	4.722	3.398	1.364	468	4604	3345
HE	1.706	989	548	180	1703	998
RP	3.278	1.726	531	185	3159	1612
BW	992	611	645	207	1041	572
BY	2.250	1.098	408	146	2233	1061
SL	422	191	176	60	310	152
BE	14	7	0	0	12	5
BB	6.536	3.731	888	292	6337	3630
MV	3.258	1.920	315	108	3091	1844
SN	1.215	934	110	40	1156	880
ST	4.948	2.871	282	97	4914	2804
TH	1.424	817	310	101	1333	793
DE	46.594	27.414	8.882	2.970	45.911	27.270

Für viele Fragestellungen ist aber der exakte Standort von WEA von Interesse. Dieser kann nach einer Prüfung aus den teilweise vorliegenden Koordinaten der ÜNB und BNetzA ermittelt werden. Ergänzend werden die WEA-Standorte nach OSM

/OSM-01 17/ und aus den Veröffentlichungen verschiedener Landesämter /STMWI-01 15/, /LUBW-01 14/, /LUGV-01 14/ mit den WEA nach EEG-Datenbank abgeglichen. Der in **Abbildung 2-14** dargestellte Datensatz nach OSM umfasst rund 90 % der in Deutschland errichteten WEA. Die Verortung der WEA ist exakt. Teilweise liegen zusätzlich Informationen zu den WEA (Hersteller, Anlagentyp, elektrische Leistung) vor. Mit diesen Informationen ist eine Zusammenführung der beiden Quellen möglich.

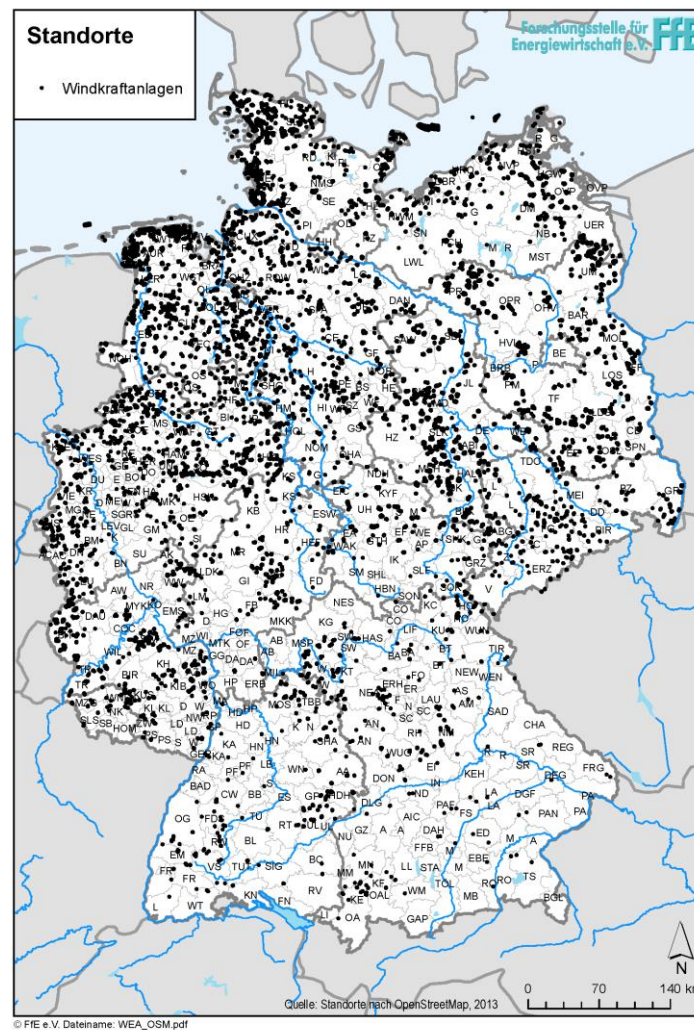


Abbildung 2-14: Standorte von WEA nach OSM/OSM-01 17/, laufende Aktualisierungen

Bestand in Österreich

Die gesamte installierte Leistung der WEA in Österreich kann dem jeweils aktuellen Marktbericht /ECON-09 13/, /ECON-02 15/ entnommen werden. Exakte Standorte der WEA liegen in /OSM-01 17/ vor. Zu den Standorten liegen vereinzelt Leistungen vor. Mit dem Verfahren nach Kapitel 2.2.3 (e) wird den Standorten mit unbekannter Leistung eine Leistung zugeordnet. In **Abbildung 2-15** sind die Standorte der WEA und die Leistung je Bezirk dargestellt. Deutlich zu erkennen ist die Fokussierung der WEA im äußersten Osten Österreichs.

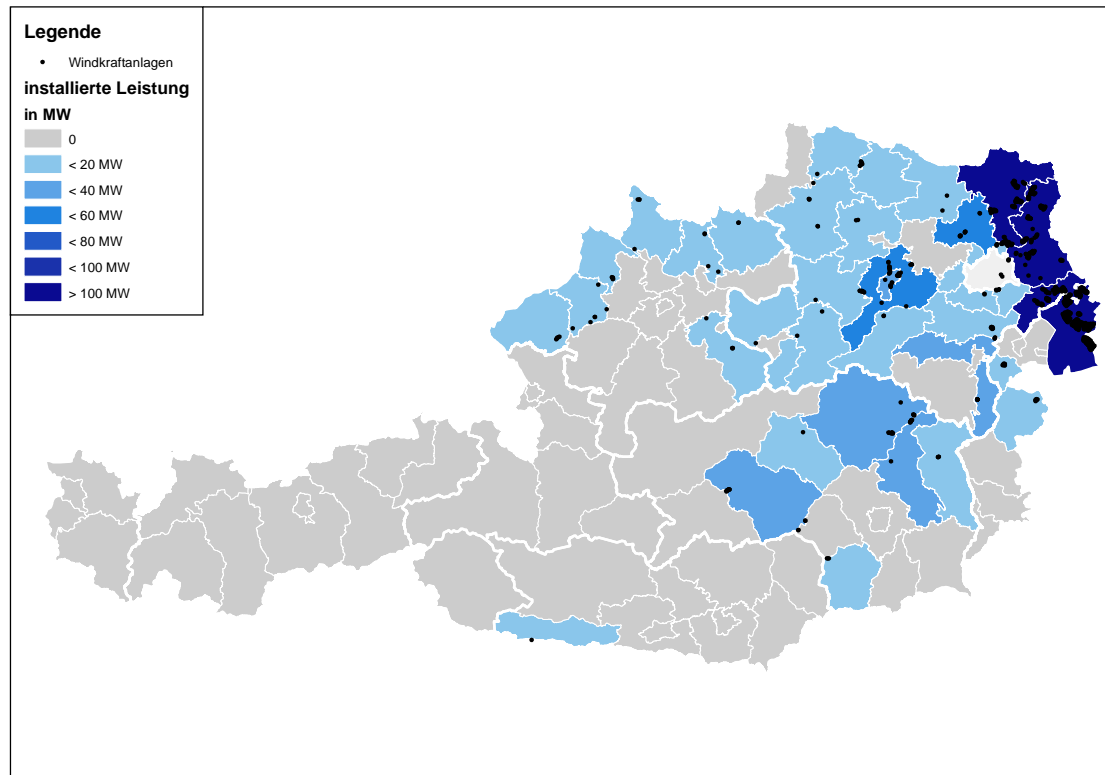


Abbildung 2-15: *Standorte und Leistung von WEA in Österreich. Datenbasis /OSM-01 17/, laufende Aktualisierung;/ECON-02 15/; /eigene Berechnungen/*

Potenzial in Deutschland

Das Potenzial für WEA setzt sich aus den verfügbaren Flächen und den zu erwartenden Volllaststunden zusammen. Es ist somit vom rechtlichen Rahmen (Abstände und Ausschlussflächen) und weiteren politischen Vorgaben abhängig. Im Rahmen der Potenzialanalyse sind zunächst die Ausschlussflächen, also Flächen, die unter keinen Umständen als Standort für WEA zur Verfügung stehen, zu identifizieren (Beispiel: Naturschutzgebiete). Zusätzlich sind Standorte mit geringerer Eignung (Beispiel: Landschaftsschutzgebiete) zu berücksichtigen. Für die möglichen Standorte sind dann noch die potenziellen Volllaststunden zu bestimmen. Das Modell entspricht weitestgehend /ÜNB-03 14/ und wurde in /BNETZA-13 14/ bestätigt.

Ergebnisse

Die Entwicklung der installierten Leistung an Windkraftanlagen ist für die Region Deutschland und Österreich auf Ebene der Netzregionen in **Abbildung 2-16** dargestellt. In Regionen mit einem hohen WEA-Bestand (Niederösterreich, Burgenland, Nord-Deutschland) ergibt sich ein nahezu lineares Wachstum. Basierend auf den Werten des NEP kommt es in Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen zu einem stärkeren Zubau als in der Vergangenheit. In Sachsen steigt der Bestand kaum an.

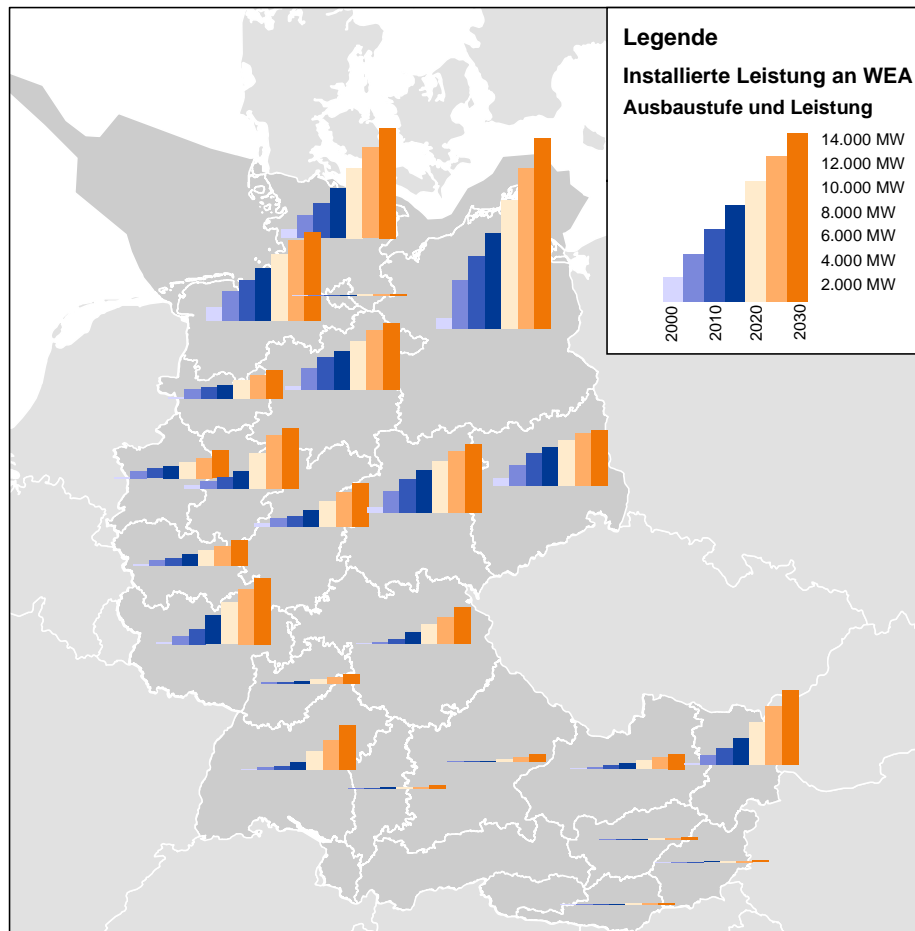


Abbildung 2-16: *Entwicklung der installierten WEA-Leistung je Netzregion für Deutschland und Österreich*

Potenzial und Entwicklung in Österreich

Im Rahmen von REGIO Energy /ÖIR-01 10/ wurde das regionale Potenzial in Österreich für verschiedene Erneuerbare Energien auf Bezirksebene bilanziert. Es erfolgt eine differenzierte Ausweisung des technischen und des mittelfristig realisierbaren Potenzials. Folgende Annahmen wurden für die Flächenanalyse gewählt:

- 1.000 m-Puffer um Siedlungen und Luftfahrt-Ausschlusszonen
- 200 m-Puffer um naturschutzrechtliche Festlegungen und hochrangiges Verkehrsnetz
- Maximal 2.000 m Seehöhe
- Maximal 20 % Hangneigung
- Mittlere Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe mindestens 4 m/s

In /EWS-01 14/ wird das realisierbare Potenzial bis 2030 fortgeschrieben. Dieses Szenario basierte noch auf Prognosen für die Jahre 2013 und 2014. Basierend auf den historischen Bestandswerten für die Jahre 2013 und 2014 wurde das Szenario geringfügig nach unten angepasst und erreicht im Jahr 2030 eine installierte Leistung von 6,4 GW anstelle von 6,6 GW nach /EWS-01 14/. Die Darstellung des Szenarios erfolgt bereits in Abbildung 2-16.

2.4.2 Photovoltaik

Die Photovoltaik nutzt den photoelektrischen Effekt für die direkte Umwandlung von Sonnenlicht in elektrische Energie. PV-Anlagen werden in Deutschland seit dem Jahr 1990 im Rahmen der 1.000-Dächer- bzw. 100.000-Dächer Programme gefördert /DGS-01 08/. Seit dem Jahr 2000 erfolgt die Förderung über das EEG /EEG-04 12/, /EEG-02 14/. Im FREM werden sowohl der aktuelle Bestand, das technische Potenzial auf Gebäuden und Freiflächen als auch mögliche zukünftige Entwicklungen für die PV erfasst und beschrieben.

Bestand in Deutschland

Der Bestand an PV-Anlagen kann aus den Veröffentlichungen der ÜNB und den aktuellen Zahlen zum Zubau der Bundesnetzagentur entnommen werden. Beide Quellen werden in der EEG-Datenbank der FfE zusammengeführt und können monatsaktuell ausgewertet werden. Im April 2017 waren rund 1,6 Mio. Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 40,8 GW gemeldet. **Tabelle 2-3** gibt einen Überblick über die je Bundesland installierte Anlagenanzahl und –leistung.

Tabelle 2-3: Bestand an PV-Anlagen nach FfE-EEG-Datenbank (1.4.2017)

Bundesland	Anzahl in Tausend	Leistung in MW
Baden-Württemberg	300	5.245
Bayern	523	11.692
Berlin	6	86
Brandenburg	32	3.111
Bremen	2	42
Hamburg	3	39
Hessen	107	1.889
Mecklenburg-Vorpommern	15	1.488
Niedersachsen	151	3.648
Nordrhein-Westfalen	244	4.493
Rheinland-Pfalz	94	2.009
Saarland	22	418
Sachsen	38	1.639
Sachsen-Anhalt	28	2.104
Schleswig-Holstein	47	1.647
Thüringen	27	1.251
Summe	1.640	40.801

Potenzial in Deutschland

Das Potenzial für PV-Anlagen ist nach Gebäuden und Freiflächen differenziert zu erheben. Es sind entweder Datenquellen zu verwenden, die flächendeckend in gleicher Genauigkeit vorliegen, oder lokale Erkenntnisse so zu verallgemeinern, dass diese auf alle Gemeinden in Deutschland übertragen werden können.

Potenzial auf Gebäuden

Das PV-Potenzial auf Gebäuden wird primär über statistische Daten zum Gebäudebestand und zur Flächennutzung abgeleitet. Lokale Analysen wie

Solardachkataster /SDK-01 10/, /SDK-01 12/ werden zunächst nach Siedlungstyp und Gebäudetyp verallgemeinert und dann auf den statistischen Datenbestand übertragen (Ansatz nach /JET-01 15/).

Für landwirtschaftliche Gebäude liegen allerdings keine geeigneten statistischen Daten vor. Basierend auf den Daten zur Tierhaltung und Ackerflächen wurde in Zusammenarbeit mit dem Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL) ein Gebäudemodell für die landwirtschaftlichen Gebäude erstellt. Dieses Modell liefert je Gemeinde Zahlen zum PV-Potenzial auf landwirtschaftlichen Gebäuden.

In **Tabelle 2-4** ist das PV-Potenzial für die verschiedenen Gebäudetypen dargestellt. Das gesamte Potenzial in Deutschland beträgt 228 GW. Eine Aufschlüsselung des Potenzials nach Bundesländern ist in **Tabelle 2-5** dargestellt.

Tabelle 2-4: *PV-Potenzial nach Gebäudetyp*

Gebäudetyp	Potenzial in GW
Wohnen	134,5
EFH	71,5
ZFH	27,1
MFH(3-6)	12,8
MFH(7-12)	12,8
MFH(>12)	3,9
Garagen	6,5
Gewerbliche Gebäude	61,1
Büro- und Verwaltungsgebäude	14,7
Gewerbegebiete	39,7
sonstige Gebäude	6,7
Landwirtschaftliche Gebäude	32,2
Tierhaltung	19,5
Lagerhallen	2,6
Maschinenhallen	10,1
Summe	227,9

Tabelle 2-5: *PV-Potenzial nach Bundesland*

Bundesland	Potenzial in GW
Baden-Württemberg	29,4
Bayern	40
Berlin	4,4
Brandenburg	9,2
Bremen	1,5
Hamburg	3
Hessen	15,5
Mecklenburg-Vorpommern	5,4
Niedersachsen	29,1
Nordrhein-Westfalen	43
Rheinland-Pfalz	12,4
Saarland	3,2
Sachsen	9,4
Sachsen-Anhalt	7,2
Schleswig-Holstein	9,5
Thüringen	5,6
Summe	227,9

Potenzial für Freiflächenanlagen

Das Flächenpotenzial für Freiflächen wird unter Berücksichtigung gesetzlicher Rahmenbedingungen basierend auf der Freiflächenausschreibungsverordnung /FFAV-01 15/ und anhand von räumlichen Analysen für jede Gemeinde ermittelt. Aufgrund der vergleichsweise geringen Relevanz von Ackerflächen in benachteiligten Gebieten sowie fehlenden Informationen über den Bestand an Konversionsflächen werden für die Potenzialanalyse nur Flächen entlang von Verkehrswegen berücksichtigt.

Die potenziell nutzbaren Flächen für Freiflächenanlagen bilden Flächen im 110 m-Radius um die Fahrwegachse von Autobahnen, Bundesstraßen und Schienenwegen abzüglich Verkehrsflächen, Siedlungsflächen und bewaldeten Flächen. In **Abbildung 2-17** sind die Potenzialflächen in der Region zwischen Augsburg und München dargestellt. Es ist erkennbar, dass auch in Städten wie München große Potenzialflächen vorhanden sind, wohingegen einige Gemeinden kein Potenzial für FFA aufweisen, zumal durch diese keine Autobahnen, Bundesstraßen oder Schienenwege verlaufen.

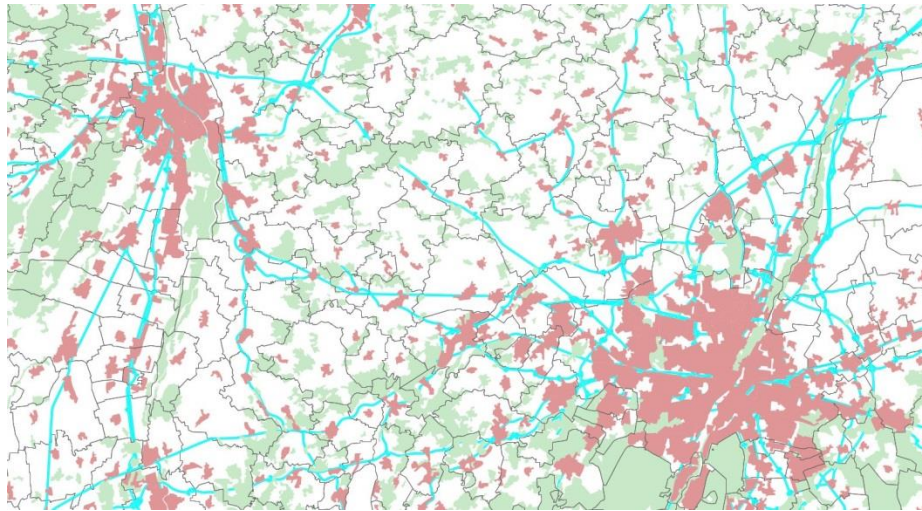


Abbildung 2-17: Flächenpotenzial entlang von Verkehrswegen

Aus der Potenzialflächenanalyse ergibt sich für Deutschland ein technisches Potenzial von ca. 283 GW. Eine Aufschlüsselung des Potenzials nach Bundesländern ist in **Tabelle 2-6** dargestellt.

Tabelle 2-6: PV-Potenzial auf Freiflächen nach Bundesland

Bundesland	Potenzial in GW
Baden-Württemberg	25,4
Bayern	49,8
Berlin	0,4
Brandenburg	20,8
Bremen	0,5
Hamburg	0,7
Hessen	18,3
Mecklenburg-Vorpommern	16,7
Niedersachsen	33,2
Nordrhein-Westfalen	30,4
Rheinland-Pfalz	15,1
Saarland	2
Sachsen	17,9
Sachsen-Anhalt	22,2
Schleswig-Holstein	13,5
Thüringen	16,6
Summe	283,5

Ertragsindex für PVA

Für die Modellierung der Bestandsentwicklung von Freiflächen-PVA wird zusätzlich zum Flächenpotenzial auch der potenzielle Ertrag benötigt. Dieser wird über einen Ertragsindex abgebildet, der auf dem langjährigen Mittel jährlicher Globalstrahlung vom Deutschen Wetterdienst basiert /DWD-02 04/ (siehe **Abbildung 2-18**). Der

Ertragsindex ist definiert durch die mittlere Globalstrahlung der Gemeinde im Verhältnis zur mittleren Globalstrahlung in Deutschland. Die Berechnung erfolgt nach **Formel (2)**.

$$\text{Ertragsindex}(GE) = \frac{\text{Globalstrahlung}(GE)}{\text{Globalstrahlung}(DE)} \quad (2)$$

Globalstrahlung(GE): Mittlere jährliche Globalstrahlung der Gemeinde

Globalstrahlung(DE): Mittlere jährliche Globalstrahlung Deutschlands

Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland
Mittlere Jahressumme, Zeitraum: 1981 - 2000

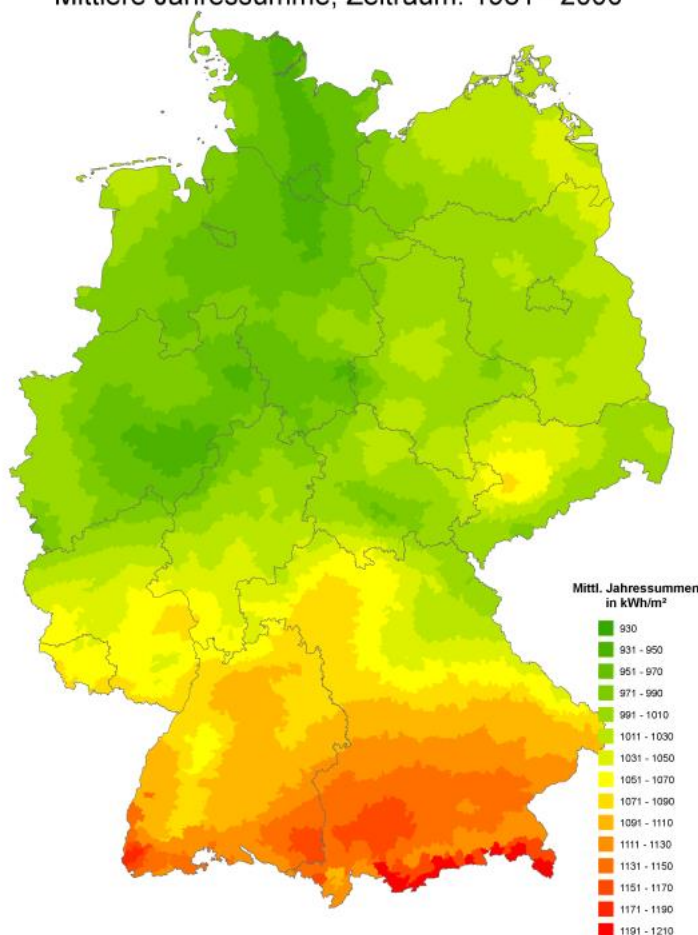


Abbildung 2-18: *Langjähriges Mittel der Jahressummen der Globalstrahlung /DWD-02 04/*

Bestandsentwicklung der Gebäude-PVA in Deutschland

Die Modellierung des zu erwartenden Ausbaus der PV-Anlagen auf Gebäuden erfolgte im FREM bisher über eine asymmetrische Sigmoidfunktion je Gemeinde. Dabei werden die Entwicklung des historischen Ausbaus sowie das Potenzial als Eingangsparameter herangezogen (Bottom-Up Ansatz). **Abbildung 2-19** veranschaulicht beispielhaft die resultierenden Ausbaurkurven ausgewählter Gemeinden.

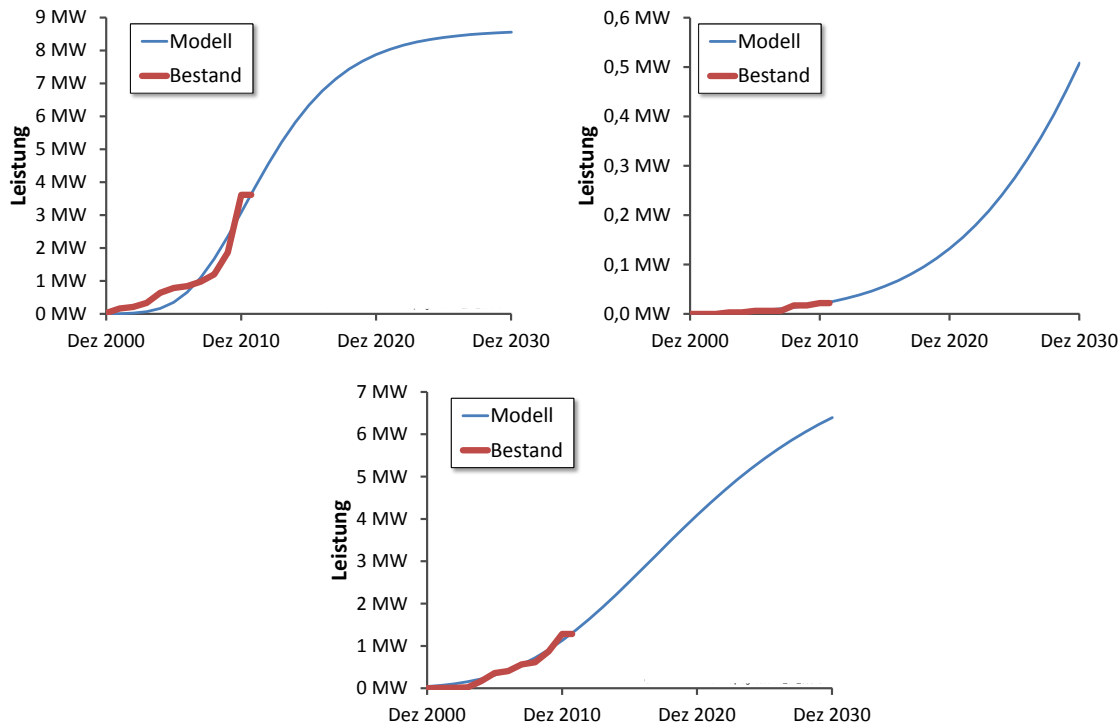


Abbildung 2-19: *Ausbaukurven ausgewählter Gemeinden (Bottom-Up-Ansatz)*

Anschließend erfolgt eine Faltung der resultierenden Ausbaukurven, so dass in Summe die bundesweiten Ausbauziele (Mantelzahlen) erreicht werden.

Im Rahmen einer Überarbeitung und Optimierung des Verfahrens werden nun direkt die gefalteten Kurven berechnet. Somit werden weiterhin die historische Ausbaugeschwindigkeit und das regionale Potenzial berücksichtigt. Der Ausbaugrad ist gegeben durch den Quotienten aus Anlagenbestand und Potenzial. Der Ausbaugrad in Deutschland wird in **Abbildung 2-20** auf der x-Achse aufgetragen. Der Ausbaugrad von drei ausgewählten Gemeinden auf der y-Achse. Die Gemeinden unterscheiden sich deutlich in ihrem aktuellen Ausbau. Um den weiteren Ausbau zu beschreiben, wird für jede Gemeinde ein Parameter α aus dem funktionalen Zusammenhang nach **Formel (3)** bestimmt.

$$\frac{PV(GE)}{Pot(GE)} = \left(\frac{PV(DE)}{Pot(DE)} \right)^{\alpha(GE)} \left(\frac{PV(DE)}{Pot(DE)} \right)^{\alpha(GE)} \quad (3)$$

PV(GE): Leistung der PV-Anlagen auf Gebäuden in der Gemeinde

Pot(GE): Dachflächenpotenzial für PV-Anlagen in der Gemeinde

PV(DE): Leistung der PV-Anlagen auf Gebäuden in Deutschland

Pot(DE): Dachflächenpotenzial für PV-Anlagen in Deutschland

$\alpha(GE)$: Gemeindespezifischer Parameter zur Beschreibung der Ausbaudynamik

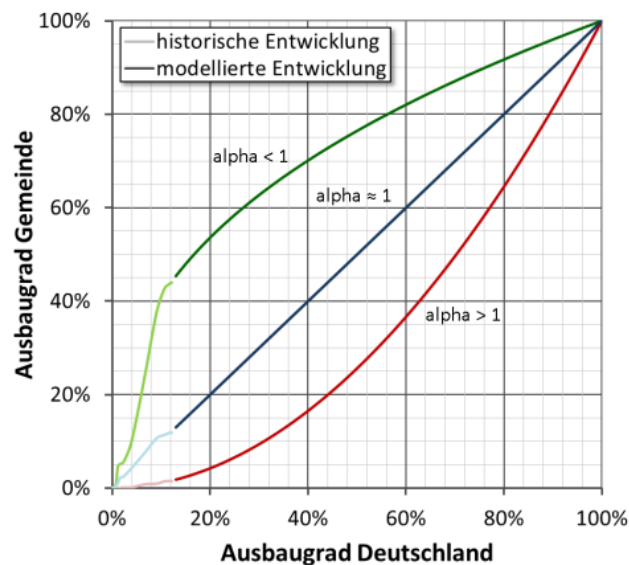


Abbildung 2-20: Bestimmung des Parameters Alpha für drei ausgewählte Gemeinden

Diese Gleichung kann mit den vorliegenden Daten exakt gelöst werden. Mit dem Parameter α und dem Potenzial kann für jede Gemeinde zu jedem Ausbauziel für Deutschland die installierte Leistung direkt abgelesen werden. Basierend auf den extern vorgegebenen Ausbaukurven wurden die beispielhaften Ergebnisse für zwei Gemeinden in **Abbildung 2-21** berechnet. Der Ausbau erfolgt nahezu linear bis 2025 und geht dann mit reduzierter Steigung weiter. Die Linearität und der Knick im Jahr 2025 ergeben sich aus dem im EEG angegebenen Ausbaupfad /EEG-01 14/, der einen gleichmäßigen Ausbau vorgibt, sowie aus dem gewählten externen Szenario nach NEP /BNETZA 13 14/.

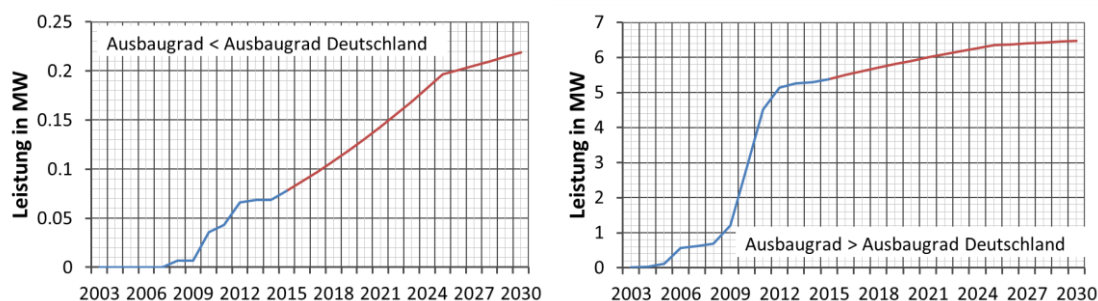


Abbildung 2-21: Ausbaukurven PVA für zwei ausgewählte Gemeinden in Deutschland

Bestandsentwicklung der Freiflächen-PVA in Deutschland

Unter Berücksichtigung der neuen Randbedingung des Ausschreibungsverfahrens /FFAV-01 15/ wird durch Multiplikation von Flächenpotenzial und Ertragspotenzial ein Freiflächenindex gebildet. Dieser ist proportional zum Potenzial für Freiflächenanlagen und wird zur Modellierung des Ausbaus von Freiflächenanlagen verwendet. Der regionale Zubau erfolgt direkt proportional zum Freiflächenindex.

Bestand in Österreich

Die gesamte installierte Leistung der PVA in Österreich kann dem jeweils aktuellen Marktbericht /ECON-09 13/, /ECON-02 15/ entnommen werden. Für die weitere regionale Verteilung der Bestandsanlagen liegen keine weiteren Quellen zur Anlagenverteilung oder auch flächendeckende und geeignete Indikatoren vor. Die

gesamte Leistung wird nach dem Dachflächenpotenzial verteilt. In **Abbildung 2-22** ist die Leistung je Bezirk dargestellt.

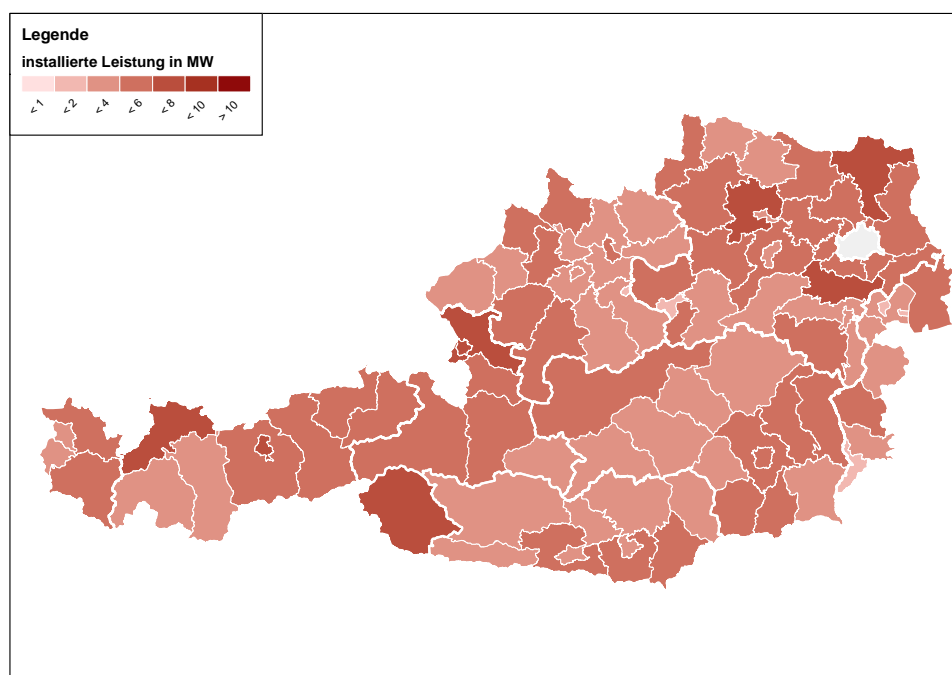


Abbildung 2-22: Leistung von PVA in Österreich. Datenbasis /ECON-02 15/, eigene Berechnungen

Potenzial und Bestandsentwicklung der PVA in Österreich

Das Potenzial je Bundesland wird aus der Studie REGIO Energy /ÖIR-01 10/ übernommen. Die kleinräumige Verteilung auf die Bezirke erfolgt über den Gebäudebestand nach /STATAT-03 13/. Jedem Gebäudetyp wird basierend auf der detaillierten Betrachtung für Deutschland eine mittlere PV-Anlagengröße zugewiesen, siehe **Tabelle 2-7**.

Tabelle 2-7: Typische PV-Anlagengrößen, Datenbasis für die nachfolgende kleinräumige Verteilung von /ÖIR-01 10/

Gebäudetyp	Mittlere Größe in kW
Wohngebäude mit einer Wohnung	5
Wohngebäude mit zwei Wohnungen	5
Wohngebäude mit drei und mehr Wohnungen	30
Gebäude für Gemeinschaften	5
Hotels und ähnliche Gebäude	100
Bürogebäude	30
Groß- und Einzelhandelsgebäude	30
Gebäude des Verkehrs- und Nachrichtenwesens	100
Industrie- und Lagergebäude	30
Gebäude für Kultur- und Freizeitzwecke sowie ...	100

Basierend auf Tabelle 2-7 kann über einfache Multiplikation und Addition das PV-Potenzial je Bezirk und Bundesland bestimmt werden. Dieses wird auf die

Bundeslandwerte der detaillierten Untersuchung nach /ÖIR-01 10/ skaliert. Das Ergebnis ist eine kleinräumige und mit /ÖIR-01 10/ konsistente Verteilung des PV-Potenzials. Der regionale Zubau erfolgt im Modell direkt proportional zum Restpotenzial.

Die Entwicklung der gesamten Leistung der PVA je Netzregion ist für Deutschland und Österreich in **Abbildung 2-23** dargestellt.

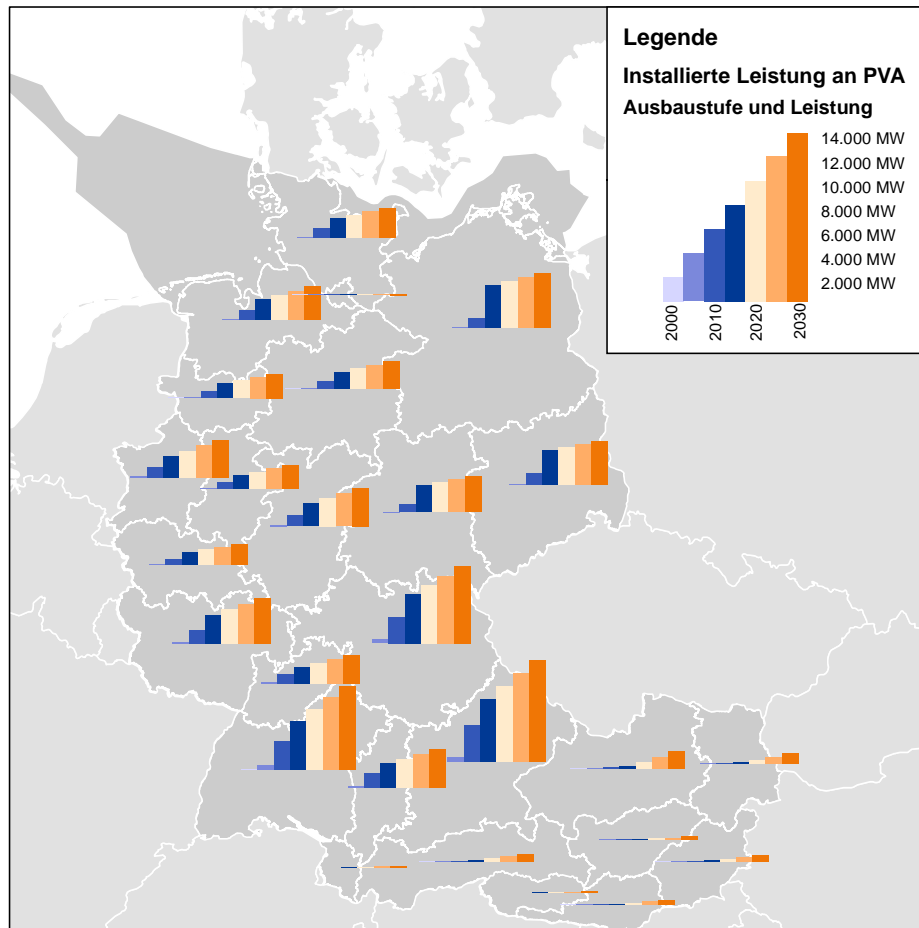


Abbildung 2-23: *Entwicklung der installierten PVA-Leistung je Netzregion für Deutschland und Österreich*

2.4.3 Biomasse

Anlagenbestand in Deutschland

Der aktuelle Anlagenbestand in Deutschland wird der EEG-Datenbank entnommen. Eine differenzierte Betrachtung nach Art des eingesetzten Energieträgers erfolgt nicht.

Potenzialanalyse in Deutschland

Das Potenzial für die energetische Nutzung von Biomasse wird vereinfacht über ein Flächenpotenzial abgeschätzt. Dabei werden potenziell geeignete Flächen mit landwirtschaftlicher Nutzung (exklusive Moore und Heiden) aus der Regionalstatistik als Bezugsgröße gewählt.

Bestandsentwicklung in Deutschland

Die Regionalisierung des zukünftigen Ausbaus der energetischen Nutzung von Biomasse erfolgt vereinfacht zu 50 % über den Anlagenbestand sowie zu 50 % über das Flächenpotenzial.

Anlagenbestand in Österreich

Die gesamte installierte Leistung der Biomasseanlagen in Österreich kann dem jeweils aktuellen Marktbericht /ECON-09 13/, /ECON-02 15/ entnommen werden. Für die weitere regionale Verteilung der Bestandsanlagen liegen keine weiteren Quellen vor. Die gesamte Leistung wird nach dem Potenzial für Biomasseanlagen verteilt. In **Abbildung 2-24** ist die Leistung je Bezirk dargestellt. Trotz des einfachen Regionalisierungsverfahrens ist ein Schwerpunkt der Biomasseanlagen in der Steiermark zu erkennen. Diese Region bezeichnet sich selbst als „Grüne Herz Österreichs“, die Flächennutzung weist hohe Anteile an Wald und Landwirtschaft aus.

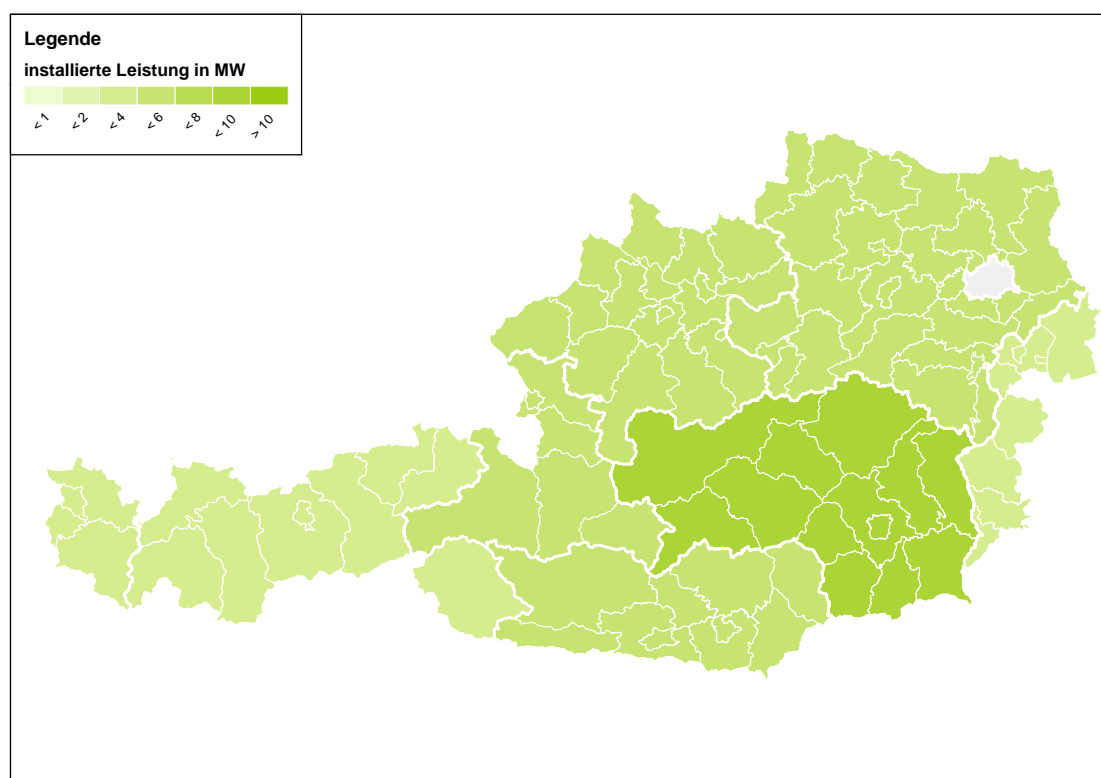


Abbildung 2-24: Leistung von Biomasseanlagen in Österreich. Datenbasis /ECON-02 15/, /eigene Berechnungen/

Potenzial und Bestandsentwicklung der Biomasse in Österreich

Das Potenzial je Bundesland wird nach der Studie REGIO Energy /ÖIR-01 10/ übernommen. Die kleinteilige Verteilung auf die Bezirke erfolgt über die Anzahl der Gemeinden /STATAT-03 13/. Der regionale Zubau erfolgt im Modell direkt proportional zum Restpotenzial. Die Entwicklung der gesamten Leistung an Biomasseanlagen je Netzregion ist für Deutschland und Österreich in **Abbildung 2-25** dargestellt. Die Skalierung von Abbildung 2-16 und Abbildung 2-23 wurde beibehalten, um eine bessere Vergleichbarkeit zu gewährleisten.

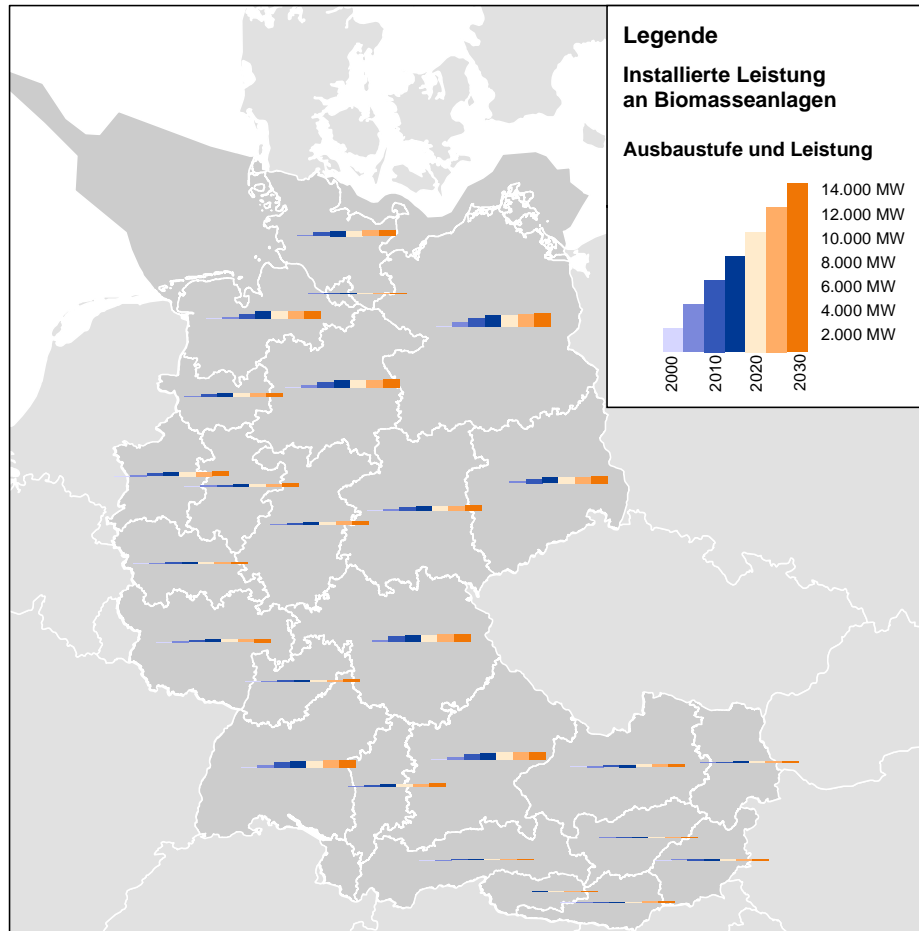


Abbildung 2-25: *Entwicklung der installierten Leistung an Biomasseanlagen je Netzregion für Deutschland und Österreich*

Bestandsentwicklung der Biomasseanlagen in Europa

Die Entwicklung der installierten Leistung je Netzregion erfolgt in Anlehnung an /SOAF-01 14/ (Szenario B bis 2025, Extrapolation bis 2030). Die Angaben für Großbritannien und Dänemark werden über den Stromverbrauch in jeweils zwei Netzregionen aufgeteilt.

2.4.4 Erzeugungsgänge

Im Rahmen der Modellierung werden Erzeugungsgänge für die volatile Erzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen benötigt. Diese müssen vollständig für ein Wetterjahr, regional differenziert und in stündlicher Auflösung vorliegen. Das betrachtete Wetterjahr ist 2012. Die regionale Auflösung sind die Landkreise und Netzregionen, wobei diese nicht uninodal abgebildet werden. Darum erfolgt europaweit eine Modellierung auf der Ebene NUTS3+. Diese bildet jede NUTS3-Region multinodal, basierend auf mindestens fünf Standorten (auch als „Messpunkte“ bezeichnet) ab. In **Abbildung 2-26** ist eine NUTS3-Region mit deren Modellierung über zusätzliche „Messpunkte“ als NUTS3+-Region visualisiert. In diesem Fall wurden zwanzig Messpunkte in der NUTS3-Region realisiert um die für das Modell schwierige Topographie berücksichtigen zu können. Die Wahl der Punkte erfolgt teilweise per

Zufall, teilweise werden bestehende Windparks oder Siedlungen als Standort für die „Messpunkte“ gewählt.

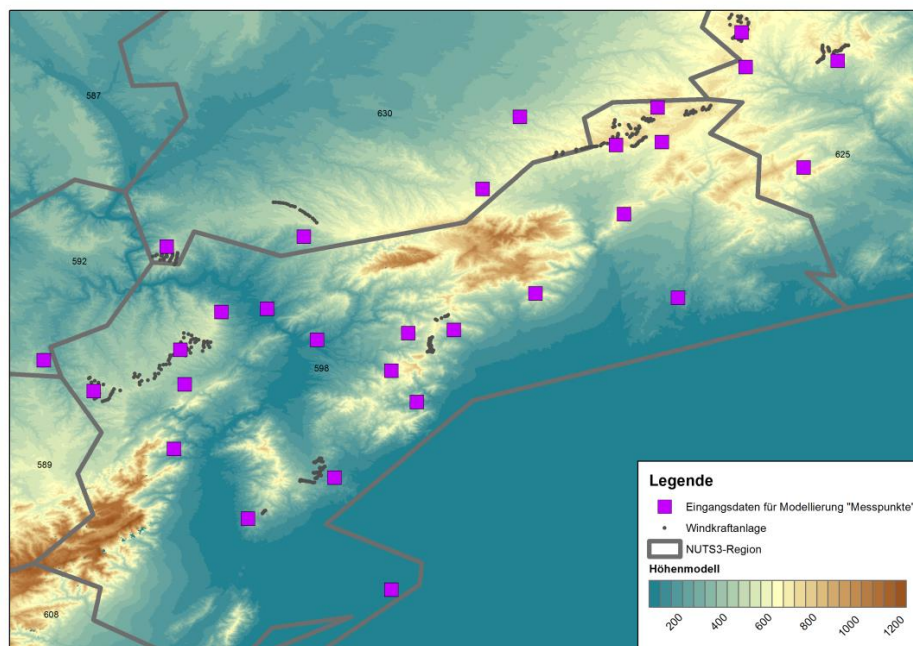


Abbildung 2-26: *Beispiel für die räumliche Auflösung NUTS3+*

Die Erzeugungsgänge an den Standorten der „Messpunkte“ werden mit den Wetterdaten des COSMO-DE- und COSMO-EU-Modells des Deutschen Wetterdienstes (DWD) /DWD-01 14/ und technologiespezifischen, physikalischen Modellen berechnet. Das COSMO-DE Modell bildet Deutschland und die benachbarten Regionen mit einer Gitterweite von ca. 2,8 km ab, das COSMO-EU Modell Europa mit ca. 7 km. Der Modellraum des COSMO-EU Modells ist in **Abbildung 2-27** dargestellt. Die südliche Grenze umfasst weite Teile Nordafrikas, die östliche Grenze reicht bis zum nahen Osten und die nördliche Grenze wird durch Norwegen gebildet. Eine vollständige und einheitliche Abbildung der europäischen Netzregionen ist mit diesem Modell gewährleistet.

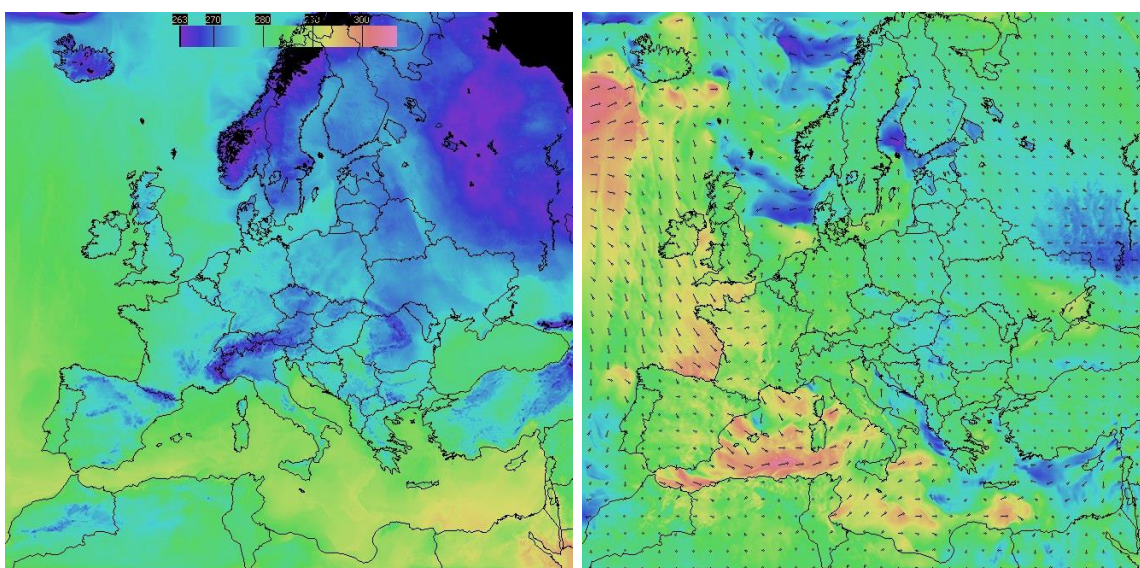


Abbildung 2-27: *Exemplarische Darstellung aus dem COSMO-EU Modell*

Modell Windkraftanlage

Windkraftanlagen unterscheiden sich insbesondere in ihrer elektrischen Leistung, dem Rotordurchmesser und der Nabenhöhe. Der Ertrag einer Windkraftanlage korreliert mit der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe, dieser Zusammenhang wird als Kennlinie einer Windkraftanlage bezeichnet und ist für ausgewählte WEA in **Abbildung 2-28** dargestellt.

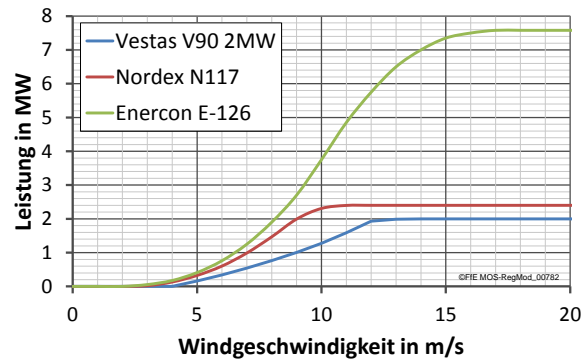


Abbildung 2-28: Verlauf ausgewählter Kennlinien verschiedener WEA

Für jede Modellschicht werden die zonalen und meridionalen Komponenten der Windgeschwindigkeit zum Betrag der Windgeschwindigkeit addiert. Die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe ergibt sich durch Interpolation benachbarter Modellschichten. Über die Kennlinie ergibt sich die elektrische Leistung der WEA in der betrachteten Stunde, der Jahresertrag wird durch Summenbildung bestimmt. Die Aggregation der Messpunkte je NUTS3-Region erfolgt nach Verfahren 2.2.3 (a), die Aggregation der NUTS3-Regionen auf die Netzregionen über Verfahren 2.2.3 (b) mit der installierten Leistung an WEA je NUTS3-Region als Gewichtung.

Für die Wetterjahre 2012 und 2013 können die synthetischen Erzeugungsgänge mit der realen Erzeugung verglichen werden. Hierfür erfolgt ein Abgleich mit dem gehandelten Erzeugungprofil /EEX-01 14/ und den regenerativen Energiemengen nach /BMWI-02 15/. Eine gute Übereinstimmung zwischen synthetisiertem und realem Erzeugungsgang konnte mit der Vestas V80 2 MW erreicht werden (siehe **Abbildung 2-29**). Für die Modellierung zukünftiger WEA muss eine aktuelle WEA mit höherer Leistung und Nabenhöhe gewählt werden. Diese wird in **Abbildung 2-29** mit „Modern“ bezeichnet.

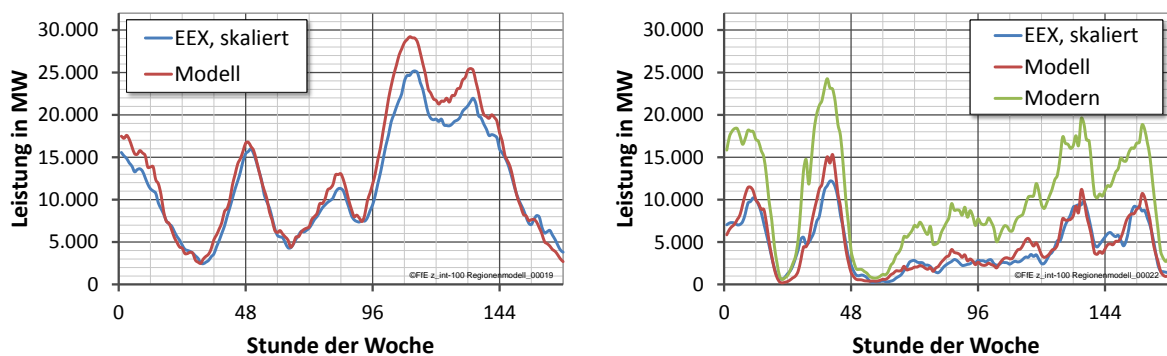


Abbildung 2-29: Vergleich zwischen synthetisiertem und realem Erzeugungsgang für Windkraftanlagen

Die Korrelation für das Wetterjahr 2012 ist in Abbildung 2-30 dargestellt. Die Stromerzeugung aus WEA kann mit dem vorgestellten Modell regional differenziert dargestellt werden. Die Korrelation ist ausreichend hoch, um typische Charakteristika der Windstromerzeugung abzubilden. Die stündlich auftretende Differenz zwischen Modell und Handel kann durch eine Skalierung eliminiert werden.

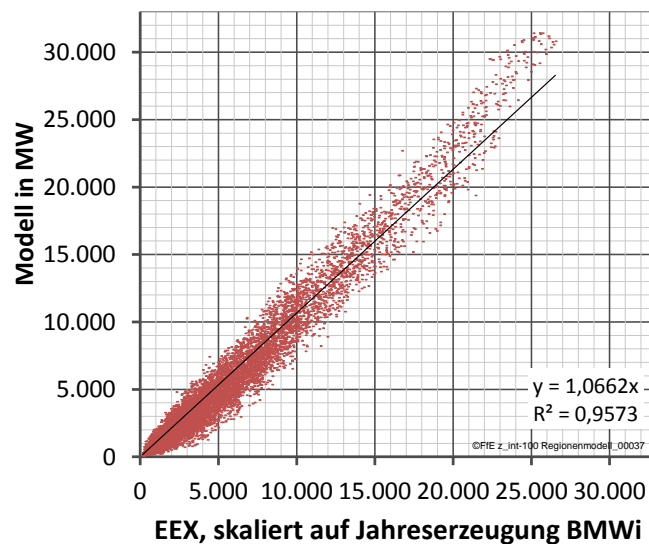


Abbildung 2-30: *Korrelation zwischen realem und synthetisiertem Erzeugungsgang für Windkraftanlagen*

Mit dem vorgestellten Modell können auf Ebene der NUTS3-Regionen für verschiedene WEA typische Erzeugungsgänge modelliert werden. Eine besondere Herausforderung bleibt die Abbildung von besonderen Topographien, hier bedarf es einer exakten Analyse der bestehenden Windparks.

Modell Photovoltaikanlage

Die Erzeugungsgänge für Photovoltaikanlagen werden basierend auf dem in /FFE-01 12/ vorgestellten Modell erstellt. Als Datenbasis für die Globalstrahlung wurde abweichend von /FFE-01 12/ nicht mehr /DWD-01 04/, sondern die Wetterdaten nach /DWD-01 14/ verwendet. Zusätzliche Parameter wie Albedo und Wolkenbedeckung wurden berücksichtigt. Die Orientungsverteilung der Anlagen wurde beibehalten, da hier bis heute keine belastbaren Daten zur Verfügung stehen. In Abbildung 2-31 sind der modellierte und gehandelte PV-Erzeugungsgang für zwei ausgewählte Wochen gegenübergestellt. Das Profil der PV-Erzeugung und die Höhe der Mittagsspitze können an vielen Tagen gut abgebildet werden.

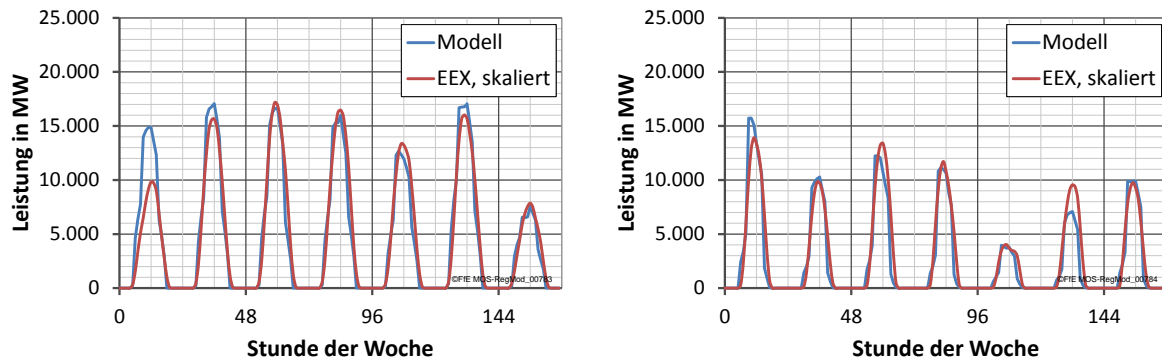


Abbildung 2-31: Vergleich zwischen synthetisiertem und realem Erzeugungsgang für Photovoltaikanlagen

Die gute Korrelation zwischen Modell und EEX wird auch in **Abbildung 2-32** deutlich. Dennoch ist die Korrelation nicht so gut wie in **Abbildung 2-30**. Zu den möglichen Ursachen zählen falsche Kennlinien der Module, eine falsche Orientierungsverteilung, nicht vorhandene Abbildung der individuellen Verschattung einzelner Module und fehlende Berücksichtigung von weiteren wetterabhängigen Größen.

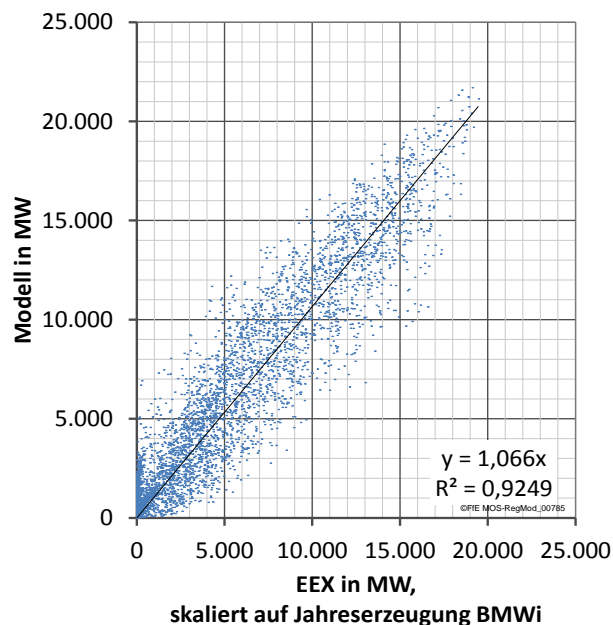


Abbildung 2-32: Korrelation zwischen realem und synthetisiertem Erzeugungsgang für Photovoltaikanlagen

Wie bereits für Windkraftanlagen wird gefolgert, dass mit dem vorgestellten Modell regional differenziert Erzeugungsgänge dargestellt werden können. Die Korrelation ist ausreichend hoch, um typische Charakteristika der Photovoltaikstromerzeugung abzubilden. Die stündlich auftretende Differenz zwischen Modell und Handel wird wiederum durch eine stundenweise Skalierung eliminiert.

Das vorgestellte Modell generiert auf NUTS3-Ebene typische und regional differenzierte Erzeugungsgänge für Photovoltaikanlagen. Nicht alle Einflussfaktoren werden abgebildet, so dass es teilweise zu signifikanten Abweichungen kommt. Diese Effekte werden durch die stundenweise Skalierung auf die gehandelten Energiemengen

weitestgehend korrigiert. Die physikalische Modellierung der PV-Anlage erlaubt es, technische Daten wie Wirkungsgrad, Schwachlichtverhalten oder Orientierung zu variieren und den Effekt auf die gesamte Stromerzeugung aus PV-Anlagen zu bilanzieren. Für den Bestand fehlen detaillierte Daten zur Orientierungsverteilung, es wird mit einer typischen Verteilung gerechnet und mit der gehandelten Stromerzeugung validiert.

Modell Biomasseanlagen

Die Erzeugungsgänge für Biomasseanlagen sind zum einen durch eine hohe Volllaststundenzahl und zum anderen durch eine Temperaturabhängigkeit charakterisiert. Die Temperaturabhängigkeit wird durch das bestehende Modell zur Synthese von Fernwärmelastgängen abgebildet /FFE-29 15/. Die hohen Volllaststunden ergeben sich durch eine Begrenzung der thermischen Leistung der KWK-Anlagen. In **Abbildung 2-33 (a)** sind beispielsweise die Begrenzungen auf 40, 20 und 10 % der Leistung dargestellt. Der resultierende Lastgang in **Abbildung 2-33 (b)** ergibt eine Auslastung von 7.300 Stunden pro Jahr.

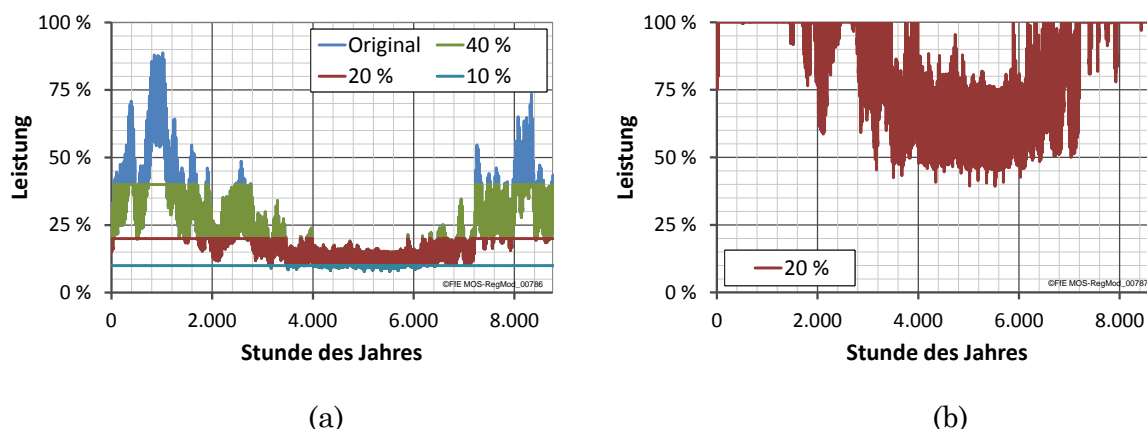


Abbildung 2-33: *Angepasste Fernwärmelastgänge zur Modellierung der Stromerzeugung in Biomasseanlagen*

Mit dem vorgestellten Modell kann die Stromerzeugung aus Biomasseanlagen regional differenziert abgebildet werden. Es wird dabei angenommen, dass die Biomasseanlagen wärmegeführt bei zugleich hoher Volllaststundenzahl betrieben werden. Die Volllaststunden für die Biomasseanlagen können der EEGDB oder den Statistiken der einzelnen Netzregionen entnommen werden.

2.5 Stromverbrauch

Die Berechnung des Stromverbrauchs basiert überwiegend auf drei Faktoren: die Bezugseinheiten (BZE), der spezifische Verbrauch und ein regionaler Anpassungsfaktor. Die Bezugseinheiten können zum Beispiel die Einwohner, die Erwerbstätigen je Wirtschaftszweig, die Fahrzeuge oder die Wasserfläche in Schwimmbädern sein. Der spezifische Verbrauch wird in der Einheit kWh je BZE und Jahr angegeben. Er wird nicht regional, aber unter Umständen nach Anwendung oder Baualter des Gebäudes differenziert. Der regionale Anpassungsfaktor ist optional und einheitenlos. Mit ihm werden Regionen abgebildet, in denen der spezifische Verbrauch höher liegt als der Durchschnitt. Beispiele für Anpassungsfaktoren sind relative Gradtagszahlen (also die

Gradtagszahl der Region im Verhältnis zur mittleren Gradtagszahl von Deutschland) oder lokale Energiestatistiken (vgl. **Formel (4)**).

$$E(\text{Region, Sektor}) = \text{BZE}(\text{Region, Sektor}) \times e(\text{Sektor}) \times \text{Faktor}(\text{Region, Sektor}) \quad (4)$$

$E(\text{Region, Sektor})$: Energieverbrauch für einen Sektor in einer Region
 $\text{BZE}(\text{Region, Sektor})$: Bezugseinheiten für einen Sektor in einer Region
 $e(\text{Sektor})$: spezifischer Energieverbrauch eines Sektors
 $\text{Faktor}(\text{Region, Sektor})$: regionaler Anpassungsfaktor für einen Sektor

Nach einigen Vorbemerkungen zur elektrischen Last werden nachfolgend die BZE, spezifischen Verbrauchswerte und regionale Anpassungsfaktoren für die verschiedenen Sektoren dargestellt.

2.5.1 Vorbemerkungen zur elektrischen Last

Die elektrische Last ist eine wichtige Größe im Rahmen der Modellierung von Energiesystemen. In einer Vielzahl von Statistiken werden unterschiedliche Kenngrößen veröffentlicht. Es ist sinnvoll, zunächst die durch das FREM abzubildende Last zu definieren, bevor im Anschluss eine Regionalisierung und Fortschreibung des Stromverbrauchs der verschiedenen Sektoren erfolgt.

Deutschland

Der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) veröffentlicht stündliche Lastdaten für Deutschland und andere europäische Länder. Die für Deutschland veröffentlichten Daten beschreiben die Last, die in allen Netzebenen anfällt, einschließlich der Verluste /ENTSOE-01 11/.

Diese Last beschreibt somit nur den Verbrauch des öffentlichen Netzes, nicht aber den Verbrauch, der aus Industrieanlagen und den Eigenerzeugungsanlagen der Bahn gedeckt wird. Werden die Lastdaten der ENTSO-E über ein Jahr aufsummiert, und das Ergebnis mit dem Jahresgesamtverbrauch, den das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) veröffentlicht /BMWi-02 15/, verglichen, wird deutlich, dass der Jahresverbrauch nach ENTSO-E unter dem Wert liegt, den das BMWi angibt.

Tabelle 2-8: *Jahresstromverbrauch nach /BMWi-01 17/ und /ENTSOE-01 12/, eigene Berechnungen*

Jahr	Verbrauch BMWi	Verbrauch ENTSO-E	ENTSO-E/BMWi
2006	539,6 TWh	489,0 TWh	90,6 %
2007	541,2 TWh	496,6 TWh	91,8 %
2008	538,4 TWh	495,6 TWh	92,0 %
2009	509,3 TWh	459,7 TWh	90,3 %
2010	540,6 TWh	488,6 TWh	90,4 %
2011	535,5 TWh	484,8 TWh	90,5 %
2012	534,3 TWh	469,6 TWh	87,9 %
2013	535,7 TWh	463,3 TWh	85,5 %
2014	524,0 TWh	456,9 TWh	87,2 %
2015	530,6 TWh	471,7 TWh	88,9 %

Die in **Tabelle 2-8** aufgeführten Werte verwenden unterschiedliche Bilanzierungsgrenzen. Daher müssen einige Anpassungen durchgeführt werden, um eine Vergleichbarkeit der Datensätze zu ermöglichen. Zur Bestimmung des Gesamtenergieverbrauchs des öffentlichen Netzes mit Hilfe des BMWi-Verbrauchs muss die Erzeugung aus industriellen Eigenanlagen (um die 50 TWh) und der Bahn AG subtrahiert werden. Seit dem Jahr 2000 wird die Bahnerzeugung vom BMWi nicht mehr veröffentlicht. Für die nachfolgenden Jahre wird von einer Eigenerzeugung von 9 TWh ausgegangen /FFE-41 12/.

Zur Bildung einer Vergleichsgröße wird der ENTSO-E Lastgang um die Netzverluste bereinigt. Nach /ÜNB-01 12/ betrug die Verlustenergie 2009 27 TWh bei einem Verbrauch von ca. 512 TWh. Somit ergeben sich Verluste in Höhe von ca. 5 %.

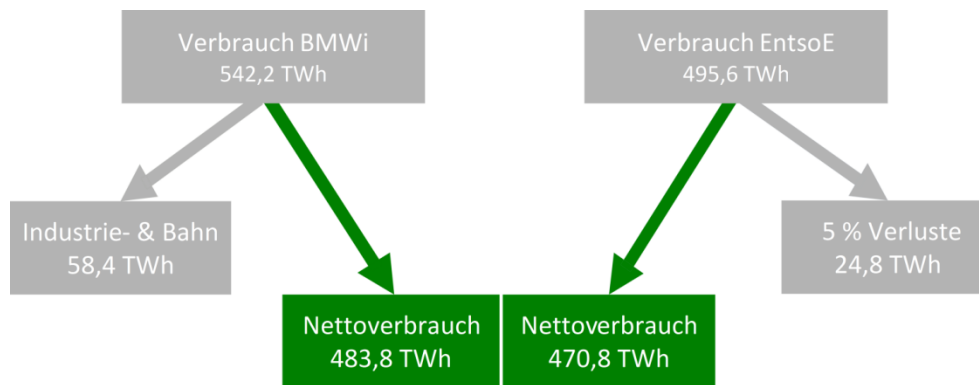


Abbildung 2-34: *Schema zur Definition einer Vergleichsgröße „modifizierter Jahresstromverbrauch“ Deutschland 2008, /BMW-02 13/, /ENTSOE-01 12/, eigene Berechnungen*

Durch die Reduzierung des BMWi-Stromverbrauchs um die Erzeugung aus industriellen Eigenanlagen und der Bahn AG sowie der Reduzierung des ENTSO-E Jahresverbrauchs um die Netzverluste ergibt sich die Vergleichsgröße „modifizierter Jahresstromverbrauch“ in **Abbildung 2-34** (durch die rückwirkende Änderung des Verbrauchswertes nach BMWi für das Jahr 2008 ergeben sich Abweichungen zu **Tabelle 2-8**). Eine Auswertung für verschiedene Jahre ist in **Tabelle 2-9** dargestellt.

Tabelle 2-9: Vergleichsgröße „modifizierter Jahresstromverbrauch“, eigene Berechnungen nach /BMWi-01 17/ und /ENTSOE-01 12/

Jahr	Verbrauch BMWi	Verbrauch ENTSO-E	ENTSO-E /BMWi
2006	479,5 TWh	464,6 TWh	96,9 %
2007	479,0 TWh	471,8 TWh	98,5%
2008	480,0 TWh	470,8 TWh	98,1%
2009	454,3 TWh	436,8 TWh	96,1%
2010	478,6 TWh	464,2 TWh	97,0%
2011	475,9 TWh	460,6 TWh	96,8%
2012	481,2 TWh	446,1 TWh	92,7%
2013	481,8 TWh	440,2 TWh	91,4 %
2014	469,5 TWh	434,0 TWh	92,4 %
2015	471,4 TWh	448,2 TWh	95,1 %

Nach Vergleich der Resultate ergibt sich eine Abweichung von maximal 4 %, bezogen auf den Gesamtenergieverbrauch nach BMWi für die Jahre 2006 bis 2011. Seit 2012 weichen die Werte zunehmend voneinander ab. Im Rahmen der Modellierung werden die Netzverbraucher mit 5 % Netzverlusten behaftet, die industriellen Eigenerzeugungsanlagen ohne Netzverluste. Der für die Modellierung relevante Jahresstromverbrauch enthält die Netzverbraucher inkl. Netzverluste zuzüglich der industriellen Eigenerzeugung ohne Netzverluste und ist in **Tabelle 2-10** für die Jahre 2006 bis 2015 dargestellt.

Tabelle 2-10: Jahresstromverbrauch für die Modellierung

Jahr	Verbrauch
2006	555 TWh
2007	556.6 TWh
2008	553.9 TWh
2009	523.5 TWh
2010	556 TWh
2011	550.7 TWh
2012	549.8 TWh
2013	551.2 TWh
2014	538.9 TWh
2015	545.6 TWh

Österreich

Für Österreich existiert zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine öffentliche Kraftwerkliste. Es existiert nur eine Liste der E-Control /ECON-03 13/, die energieträgerscharf Auskunft über die installierte Leistung und Anzahl aller in Österreich existierenden Anlagen gibt. In Eigenrecherche konnten 88 % der konventionellen Erzeugungsleistung einzelnen Erzeugereinheiten direkt zugewiesen werden.

Die nicht erfassten Erdgas-Anlagen weisen eine mittlere Leistung von insgesamt 85 MW auf, wobei jede einzelne Anlage im Mittel eine Leistung von 2 MW erbringt. Steinkohle konnte zu 100 % zugewiesen werden. Kraftwerke zu den Energieträgern „Derivate“, „Erdöl-derivate“ und „Mischfeuerung“ konnten nicht identifiziert werden. Deren mittlere Leistung liegt über 25 MW.

Last und Erzeugung werden ebenfalls von der E-Control ausgewiesen. Dabei existieren verschiedene Statistiken, die in unterschiedlicher Detailtiefe erhoben werden. So weist der Belastungsablauf die „Abgabe an Endverbraucher inkl. Netzverlusten und Eigenbedarf aus dem Netz“ aus. Er summiert sich für das Jahr 2012 auf 59,5 TWh. Nach Auskunft der E-Control sind darin die Erzeugung aller Anlagen größer 25 MW sowie Wind-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen enthalten. Erzeuger der Industrie und Bahn werden nicht erfasst.

Die Jahresbilanz der Erzeugung weist für das Jahr 2012 72,4 TWh aus. Das Importsaldo betrug 2,8 TWh. Insgesamt summierte sich der Stromverbrauch im Jahr 2012 somit auf 75,2 TWh. Dies ist vermutlich auf industrielle Eigenerzeugung und Bahnstrom zurückzuführen.

ENTSO-E weist ebenfalls stündliche Leistungswerte aus. Diese summieren sich für das Jahr 2012 auf 69 TWh. Allerdings wird in /ENTSOE-01 11/ ausgesagt, dass die stündlichen Lastwerte nicht das gesamte Land repräsentieren. Sie weisen die Last des Landes ohne Berücksichtigung der industriellen Eigenerzeugung aus. Vor diesem Hintergrund erscheint eine exakte und 100 % korrekte Zuordnung von Lastgang und Kraftwerkspark nicht möglich.

Für die weiteren Berechnungen wird eine eigens erhobene detaillierte Kraftwerkliste in Kombination mit den von E-Control ausgewiesenen Energiestatistiken und die „Hourly Load Values“ des ENTSO-E Lastgangs verwendet. Die Jahreshöchstlast wird für Österreich mit 11,6 GW angesetzt. Dies entspricht dem Maximalwert der „hourly load values“ aus dem Jahr 2012 /ENTSOE-01 12/.

2.5.2 Private Haushalte

Die Bezugseinheit für den Stromverbrauch der privaten Haushalte ist die Anzahl der Haushalte nach Haushaltsgröße. Die spezifischen Werte für den Stromverbrauch je Haushaltsgröße und Bundesland werden /BDEW-08 10/ entnommen. Der gesamte Stromverbrauch wird auf den Wert nach /BMWI-02 15/ skaliert.

Der zeitaufgelöste Strombezug einer größeren Anzahl privater Haushalte kann mittels Standardlastprofilen abgebildet werden. Verschiedene Studien der FfE zeigen jedoch, dass das dafür verwendete Profil H0 (vgl. **Abbildung 2-35**) die derzeitige Verbrauchscharakteristik nicht mehr hinreichend gut trifft. Aus diesem Grund werden für belastbare Simulationsergebnisse aktuelle Profile benötigt. Datengrundlage dafür sind Verbrauchsmessungen in den Netzgebieten verschiedener Projektpartner.

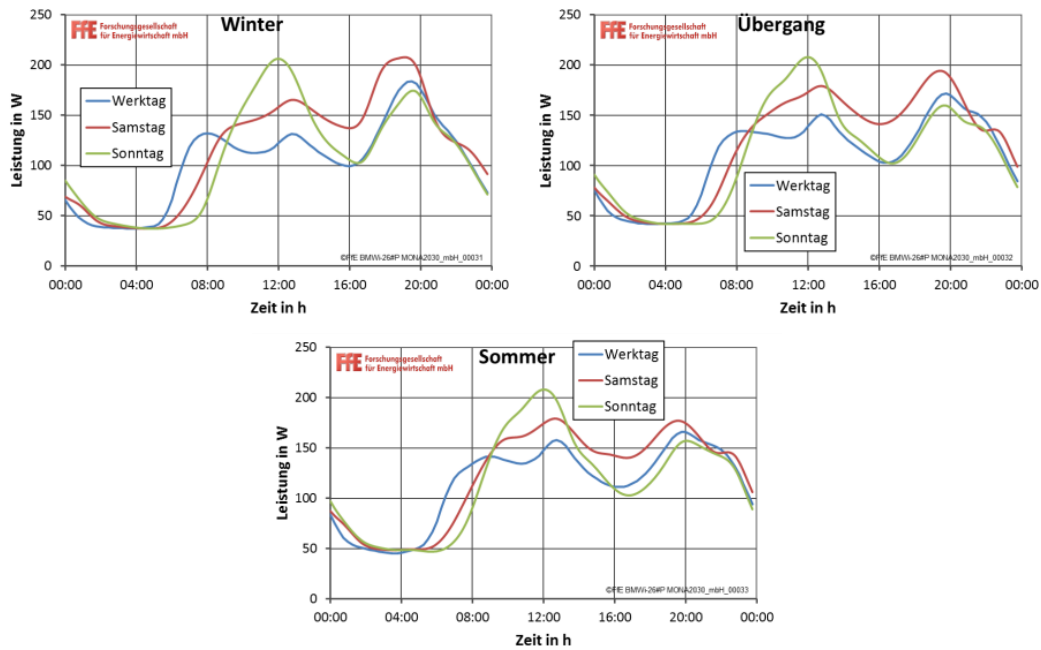


Abbildung 2-35: Standardlastprofil H0 des BDEW

Das Standardlastprofil H0 wird bundesweit angewandt. Der Vergleich des gesamten normierten mittleren Tagesverlaufs im Niederspannungsnetz mehrerer großer deutscher Verteilnetzbetreiber in **Abbildung 2-36** zeigt jedoch, dass hier deutliche regionale Unterschiede auftreten. Aus diesem Grund wurde bei der Planung der Messpunkte eine gewisse regionale Verteilung angestrebt, um diese Unterschiede auch in den resultierenden Profilen abbilden zu können.

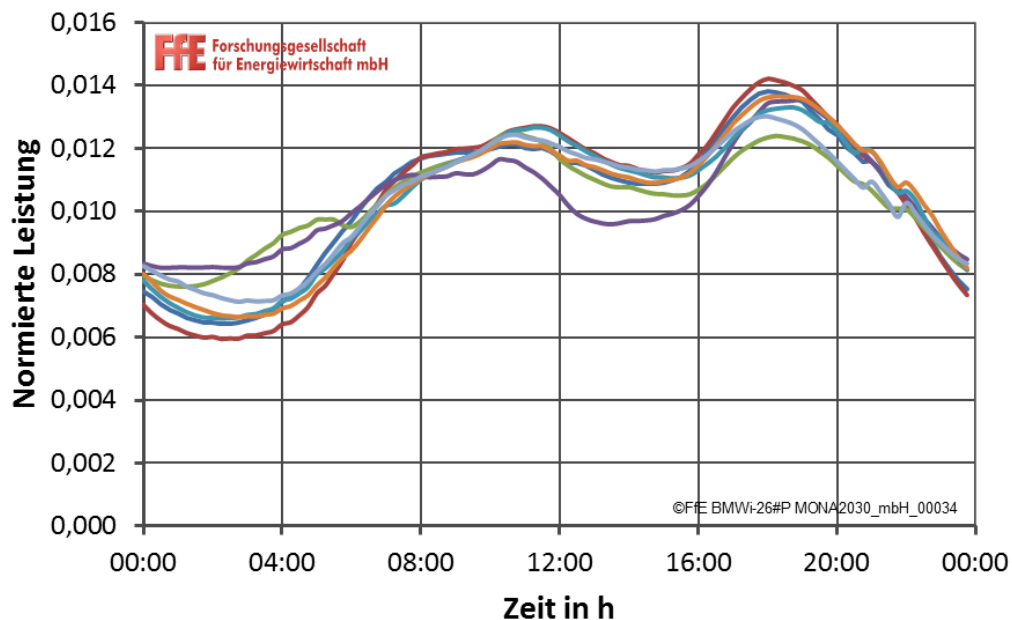


Abbildung 2-36: Mittlere Lastverläufe im Niederspannungsnetz

Messdaten wurden im Niederspannungsnetz von sechs am Projekt beteiligten Verteilnetzbetreibern erhoben. Dazu wurden jeweils Ortsnetzstationen oder Verteilerkästen identifiziert, welche die folgenden Kriterien erfüllen:

- Nur Haushaltsverbraucher
- Keine Einspeiser wie Photovoltaikanlagen oder BHKWs
- Mindestens 30 Hausanschlüsse

Dies ermöglicht, aus den in hoher zeitlicher Auflösung gemessenen Daten Lastprofile nach SLP-Modell zu berechnen. Dabei kommen die Messgeräte PEL103 von Chauvin Arnoux mit entsprechenden Stromzangen zum Einsatz. **Abbildung 2-37** zeigt beispielhaft die Installation dieser Messgeräte. Insgesamt wurden so 15 Messpunkte in den sechs Netzgebieten eingerichtet, für die über verschiedene Zeiträume bis zu etwa 18 Monate Daten vorhanden sind. Die Abdeckung verschiedener Jahreszeiten ist also gewährleistet, so dass auch saisonale Unterschiede in den berechneten Profilen abgebildet werden können.



Abbildung 2-37: *Installation der Messgeräte PEL103*

Die regionale Verteilung der Messpunkte ist in **Abbildung 2-38** dargestellt. Diese zeigt, dass zwar ein Schwerpunkt der Messungen im süddeutschen Raum vorliegt, jedoch auch Aussagen über unterschiedliche Charakteristika der norddeutschen Verbraucher gewonnen werden können.



Abbildung 2-38: Regionale Verteilung der Messpunkte

Durch Anwendung des Standardlastprofilmodells auf die gemessenen Daten (Tiptage Werktag, Samstag und Sonntag für die Jahreszeiten Winter, Übergang und Sommer) sowie entsprechende Mittelung des gemessenen Zeitraums ergibt sich das in **Abbildung 2-39** dargestellte mittlere Lastprofil.

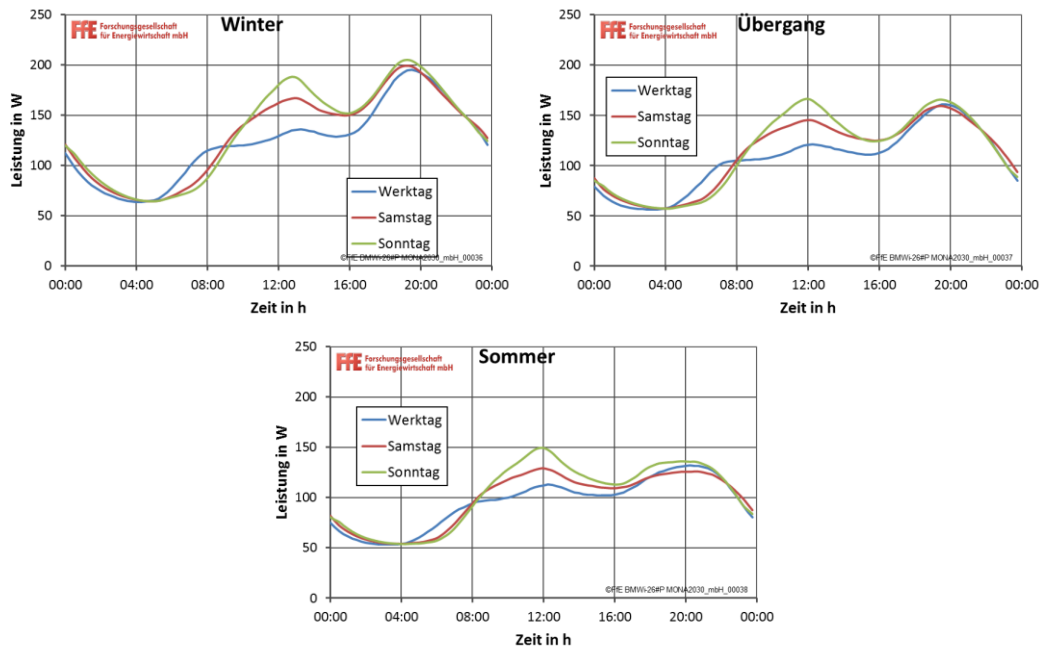


Abbildung 2-39: Berechnetes Lastprofil auf Basis der gemessenen Daten

Hier sind verschiedene Unterschiede zum Standardlastprofil zu erkennen, welche die Berechnung neuer Lastprofile auf Basis aktueller Daten rechtfertigen:

- Weniger ausgeprägter Anstieg in den Morgenstunden an Werktagen
- Deutlich niedrigere Mittagsspitze
- Erhöhte und leicht verschobene Abendspitze
- Erhöhte Grundlast
- Geringere saisonale Unterschiede
- Geringere Unterschiede zwischen den Wochenendtagen Samstag und Sonntag

Abbildung 2-40 zeigt den direkten Vergleich der beiden Profile für den Typtag „Werktag Winter“. Hier sind die meisten genannten Punkte deutlich zu erkennen, lediglich saisonale Unterschiede sowie Wochenendprofile können nicht dargestellt werden. Für die folgenden Profilvergleiche wird deshalb dieser Typtag für die grafische Darstellung herangezogen.

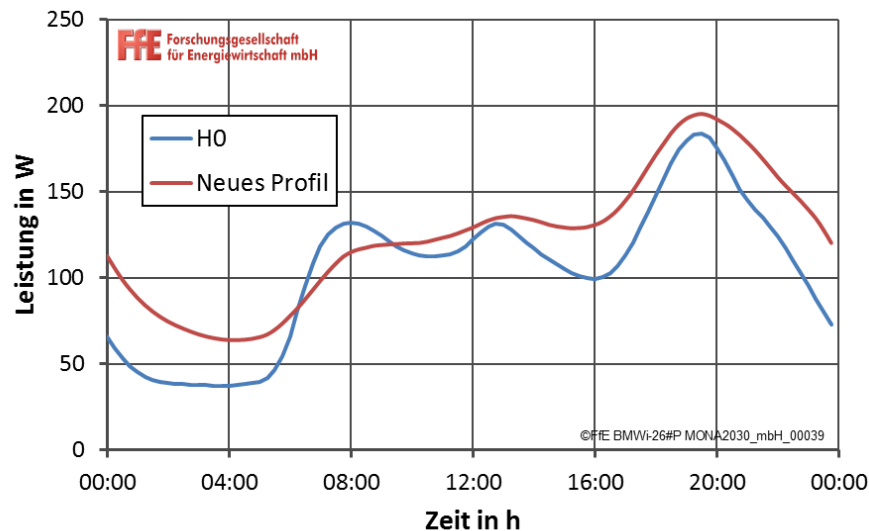


Abbildung 2-40: Vergleich des Standardlastprofils HO mit dem berechneten Profil

Für die Ableitung der neuen Lastprofile aus den gemessenen Verbrauchsdaten wurden verschiedene Einflussfaktoren untersucht, die potenziell Auswirkungen auf das Verbrauchsverhalten haben:

- Einwohnerdichte
- Siedlungsstruktur
- Gebäudetyp
- Gebäudealter
- Geografische Lage
- Mittlere Temperatur

Die Auswertung der Messdaten zeigt, dass aus geografischer Höhe kein wesentlicher Unterschied im Verbrauchsverhalten abgeleitet werden kann. Ebenso ist der Einfluss der mittleren Temperatur in den gemessenen Daten nicht maßgeblich, sodass auch hier keine Abhängigkeit in den Profilen abgebildet werden kann. Auch die Einwohnerdichte der betreffenden Gemeinde und die Siedlungsstruktur (städtisch/ländlich) können für die weitere Betrachtung ausgeschlossen werden. Dies bedeutet nicht, dass sich diese Einflussfaktoren in keiner Weise auf das Verbrauchsverhalten von Haushaltskunden auswirken, sondern, dass diese Auswirkungen (falls vorhanden) in den vorliegenden Messdaten zu gering sind, um für weitere Berechnungen herangezogen zu werden.

Die verbleibenden Faktoren, welche die Verbrauchscharakteristik beeinflussen und auch in den Profilen abgebildet werden, werden im Folgenden wie bereits erläutert am Beispiel des Typtags „Werktag Winter“ dargestellt.

Der erste Faktor ist der Gebäudetyp, welcher in **Abbildung 2-41** unterschieden nach Einfamilienhaus und Mehrfamilienhaus zu sehen ist. Wesentliche Unterschiede sind hier die niedrigere Grundlast in Mehrfamilienhäusern sowie die deutlich ausgeprägte Morgenspitze in Einfamilienhäusern.

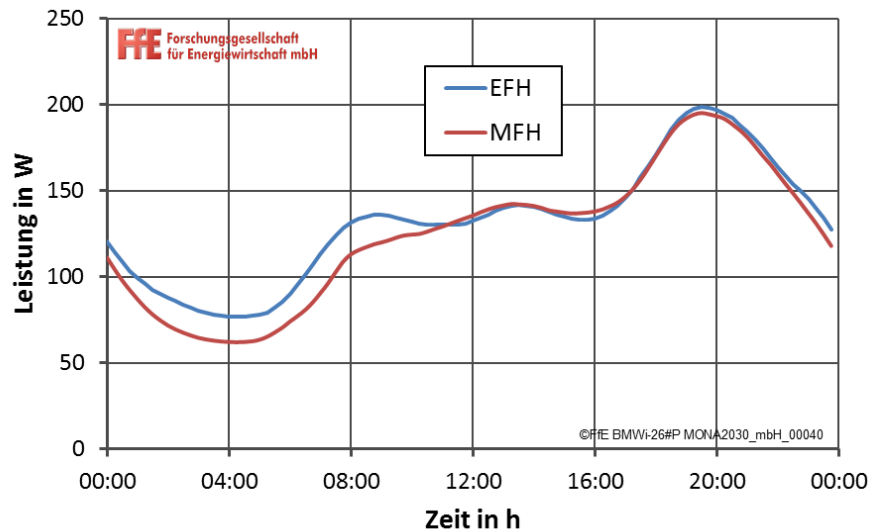


Abbildung 2-41: Vergleich der Gebäudetypen Einfamilienhaus und Mehrfamilienhaus

Beim Alter der Gebäude kann aufgrund der vergleichsweise geringen Datenbasis nur zwischen Neubau und Altbau unterschieden werden. Die jeweiligen Lastkurven sind in **Abbildung 2-42** dargestellt. Hier zeigt sich ein deutlich erhöhter Grundlastbedarf in älterer Bausubstanz.

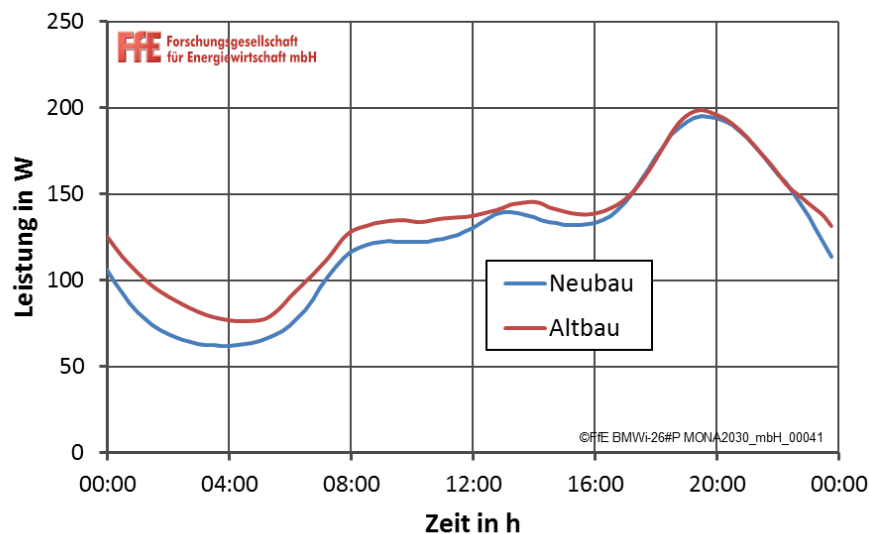


Abbildung 2-42: Vergleich von Altbau und Neubau

Auch die Profile für unterschiedliche geografische Regionen, aufgetragen in **Abbildung 2-43** und **Abbildung 2-44**, weisen abweichende Verläufe auf. Auch diese Faktoren werden also in den finalen Profilen unterschieden, was damit zu 16 Haushaltslastprofilen bestehend aus jeweils 9 Typtagen führt. Diese werden mittels linearer Regression aus den gemessenen Verbrauchsdaten berechnet.

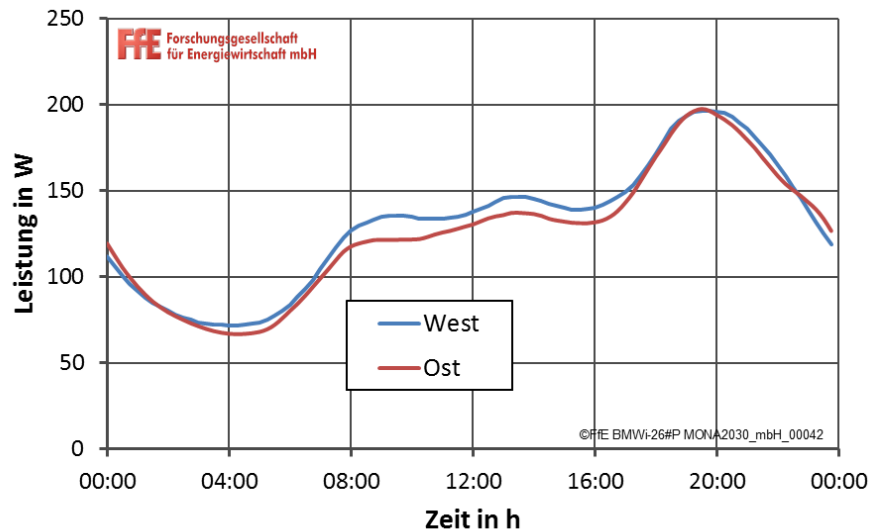


Abbildung 2-43: Vergleich von West und Ost

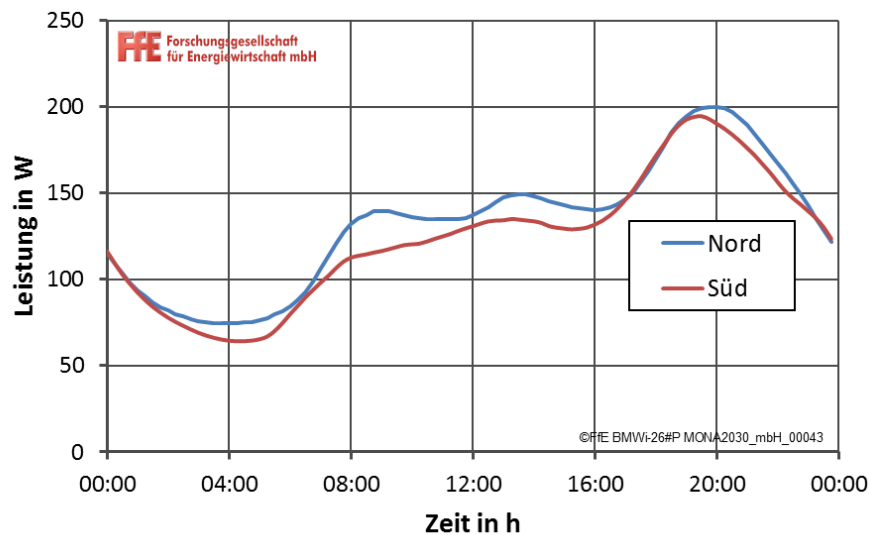


Abbildung 2-44: Vergleich von Nord und Süd

Um zukünftige Profilveränderungen durch Effizienzgewinne und reduzierte Energieverbräuche verschiedener Haushaltsgeräte abbilden zu können, wird das resultierende Lastprofil gemäß erhobener Statistiken zur zeitlichen Verteilung einzelner Gerätetypen aufgeteilt. Dies liefert, wiederum dargestellt für den Typtag „Werktag Winter“, beispielsweise die in abgebildete Zusammensetzung des Haushaltsverbrauchs.

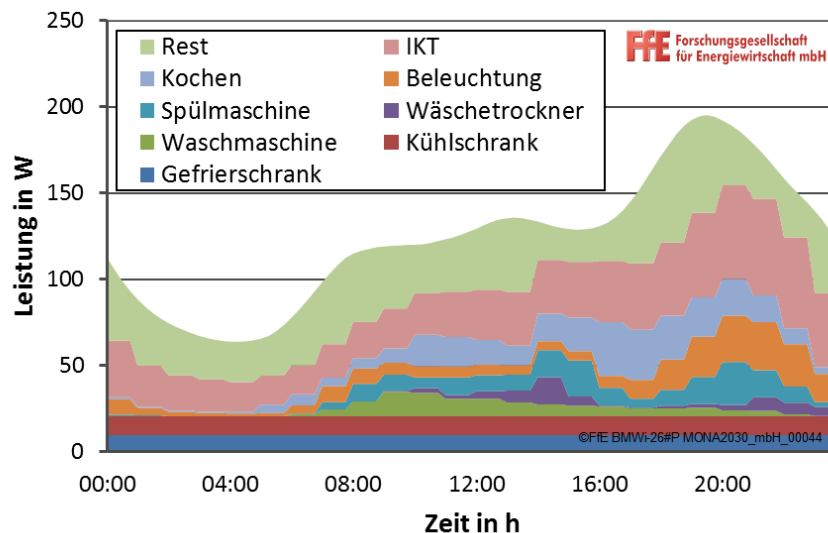


Abbildung 2-45: Zusammensetzung des Lastprofils aus Gerätetypen

Aus verschiedenen Studien liegen zudem Prognosewerte des zukünftigen Energiebedarfs dieser Gerätetypen vor. Dies ermöglicht, mittels Skalierung des entsprechenden Anteils um diese prognostizierten Faktoren, die Veränderungen der Verbrauchscharakteristika zu berechnen. Das resultierende Lastprofil für das Jahr 2030 ist in Abbildung 2-46 dargestellt und zeigt, dass eine relativ gleichmäßige Reduktion des Bedarfs an elektrischer Energie über den ganzen Tag zu erwarten ist. Die auf den gleichen Tagesbedarf skalierte Kurve ermöglicht den genaueren Vergleich des Tagesverlaufs. Auch hier zeigt sich, dass die Veränderungen relativ gering ausfallen.

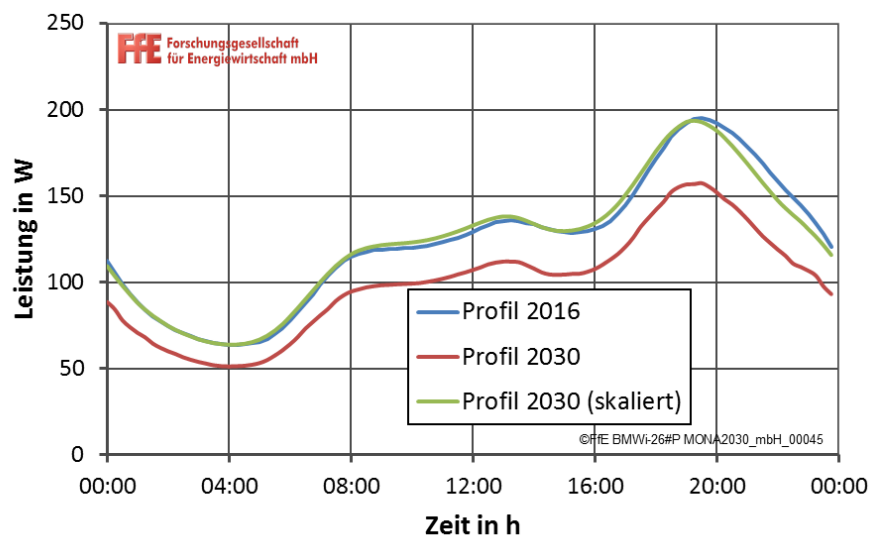


Abbildung 2-46: Prognose des Lastprofils für 2030

Die resultierenden Lastprofile können schließlich nach der Methodik in Abschnitt 2.5.10 angewandt werden, um Jahreslastgänge für den Bereich privater Haushalte zu generieren.

2.5.3 Industrie

Die Eigenerzeugung je Wirtschaftszweig ergibt sich aus /DESTATIS-13 12/ (lfd. Aktualisierung), in Summe resultieren 44,1 TWh (Stand 2012). Der Stromverbrauch je Landkreis nach /DESTATIS-08 14/ (Tabelle 060, lfd. Aktualisierung) beträgt in Summe 240 TWh. Abweichend hiervon werden im Weiteren die 244,6 TWh nach /BMWI-02 15/ angesetzt. Somit resultiert ein Netzbezug von 200,5 TWh (Stand 2012).

Die Bezugseinheit sind die Erwerbstätigen je Region und Wirtschaftszweig. Der absolute Verbrauch je Wirtschaftszweig wird in /DESTATIS-03 14/ erhoben. Eine konsistente Zusammenführung erfolgt wie in **Abbildung 2-47** dargestellt. Mit den Erwerbstätigenzahlen ergibt sich der spezifische Verbrauch.

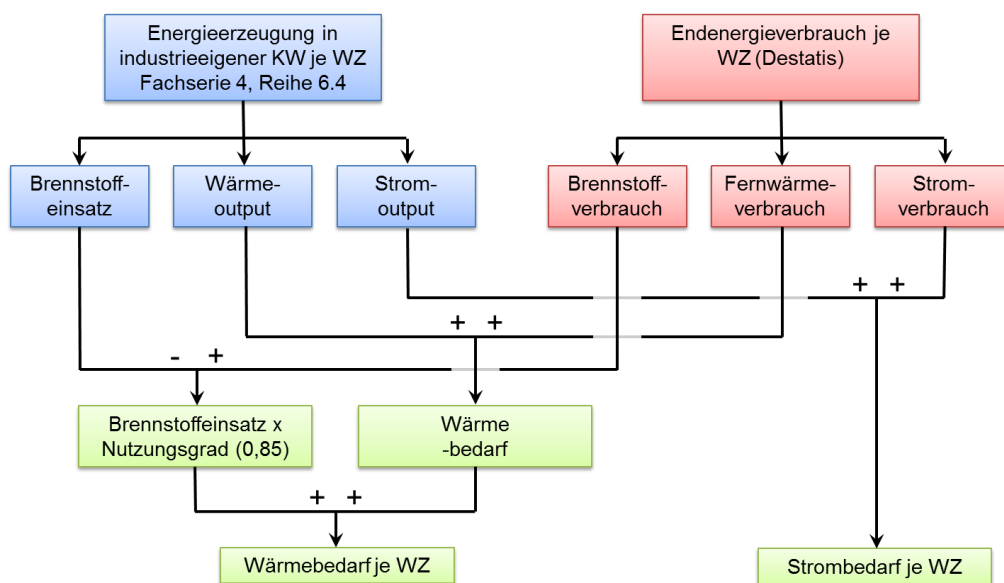


Abbildung 2-47: Zusammenführung von Endenergieverbrauch und Eigenerzeugung

Der regionale Anpassungsfaktor wird so gewählt, dass der gesamte Stromverbrauch je Landkreis mit /DESTATIS-08 14/ konsistent ist. Soweit Daten synthetisiert werden mussten, wurde das Verfahren (e) nach Kapitel 2.2.3 auf Basis der Erwerbstätigenzahlen verwendet.

2.5.4 Landwirtschaft und Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistung

Die Berechnung des Stromverbrauchs für die Sektoren Landwirtschaft und GHD orientiert sich weitestgehend an /ISI-01 11/. Stromverbrauch und Bezugseinheiten sind je Gruppe und Split angegeben. Somit resultiert der spezifische Verbrauch je Gruppe und Split.

Die spezifischen Verbrauchswerte der Splits werden den Wirtschaftszweigen zugeordnet. Zum Beispiel wird die Gruppe 3, Split 4 „Herstellungsbetriebe, Papier- u. Druckgewerbe“ dem Wirtschaftszweig 18 „Druckgewerbe u. Vervielfältigung“ zugeordnet. Gleichzeitig wird diese Gruppe auch dem Wirtschaftszweig 17.2 „Hrst. v. Papier, Pappe u. Waren“ zugeordnet. Es resultieren die spezifischen Verbrauchswerte je Wirtschaftszweig.

Die Bezugseinheit ist meist die Anzahl der Erwerbstätigen je Wirtschaftszweig. Hiervon abweichend werden teilweise die Planbetten oder die Wasserfläche angesetzt. Daten zu den Planbetten werden /DESTATIS-08 14/ entnommen. Wasserflächen werden über die

in /SPMK-01 02/ veröffentlichte Wasserfläche pro 1.000 Einwohner je Bundesland bestimmt. Das Vorgehen entspricht /FFE-01 12/.

Ein regionaler Anpassungsfaktor wird nur für die Wasserflächen wie oben beschrieben angesetzt. Die Summe des Verbrauchs wird skaliert, um eine regionale Verteilung zu erhalten, die in Summe konsistent zu /BMWI-02 15/ ist.

2.5.5 Verkehr

Der Stromverbrauch für den Sektor Verkehr wird /BMWI-02 15/ entnommen. Der aktuelle Wert ergibt sich überwiegend aus Elektrostraßenfahrzeugen. Die regionale Verteilung berücksichtigt Regionen mit einer Einwohnerdichte von mindestens 550 Einwohnern je km². Die Bezugseinheit sind die Einwohner in diesen Regionen. Der spezifische Wert ergibt sich aus /BMWI-02 15/ und der Summe der Einwohner der betrachteten Regionen. Eine regionale Anpassung erfolgt nicht.

Elektrostraßenfahrzeuge

Die Bezugseinheit für die Modellierung von elektrischen Straßenfahrzeugen ist die Anzahl der Fahrzeuge je Region. Die Anzahl der Fahrzeuge je Region und der spezifische Verbrauch ergeben sich aus dem Forschungsvorhaben „Merit Order der Energiespeicherung“, Teilprojekt „Lademanagement von Elektrofahrzeugen“. Die regionale Verteilung berücksichtigt unter anderem die Kriterien Einkommen, Alter und Wohnorttyp. Die Lastgänge berücksichtigen verschiedene Fahrprofile und weisen eine Temperaturabhängigkeit auf. Eine detaillierte Beschreibung der Modellierung der Elektrofahrzeuge im Verteilnetz im Simulationsmodell GridSim befindet sich im Kapitel 4.3.3.1.

2.5.6 Elektrische Speicherheizungen

Aus Konsistenzgründen werden Nachtspeicherheizungen im Folgenden generell als "elektrische Speicherheizungen" (ESH) bezeichnet. Dies dient der besseren Verständlichkeit, da der Betrieb dieser elektrischen Speicherheizungen keinen speziellen Nachtтарif oder ähnliches impliziert. Die Bezugseinheit sind regional differenzierte Daten zu Anzahl der elektrischen Speicherheizungen sowie deren Stromverbrauch. Diese wurden mit dem in /FFE-05 16/ entwickelten Verfahren aus Daten von Verteilnetzbetreibern und des Statistischen Bundesamtes berechnet /DESTATIS-01 12/. Im Referenzszenario sinkt der Stromverbrauch von 10,16 TWh in 2015 auf 5 TWh in 2030.

2.5.7 Wärmepumpen

Analog zu der Ermittlung der Daten für elektrische Speicherheizungen wurde die Verteilung der Wärmepumpen bestimmt, sodass auch hier die Bezugseinheit die Anzahl der Wärmepumpen sowie deren Stromverbrauch ist. Hierfür wurden zusätzlich Daten der Bundesanstalt für Ausfuhrkontrolle /BAFA-03 12/ verwendet. Im Referenzszenario steigt der Stromverbrauch von 3,8 TWh in 2015 auf 7,5 TWh in 2030.

2.5.8 Stromverbrauch in Österreich

Die Energiebilanz von Österreich wird auf Bundeslandebene veröffentlicht /STATAT-03 14/. Die Aufbereitungsschritte im Vergleich zu /BMWI-02 15/ reduzieren

sich deutlich. Zusätzlich wird für die Umschlüsselung auf Netzregionen nur die Bezirksebene, somit keine Gemeindeebene benötigt. Die Disaggregation der Bundeslandwerte auf die Bezirke erfolgt nach Kapitel 2.2.3, Verfahren (f) basierend auf der Einwohnerzahl.

2.5.9 Entwicklung

Die Entwicklung des Stromverbrauchs basiert auf den Mantelzahlen nach Kapitel 1. Das Modell zur Fortschreibung des regional aufgelösten Bestands an Verbrauchern basiert auf der absoluten Entwicklung des Energieverbrauchs und die regional differenzierte Entwicklung der BZE nach **Formel (5)**. Für jeden Sektor ist eine geeignete BZE zu wählen.

$$E(\text{Region}, \text{Ausbaustufe}) = \frac{E(\text{Ausbaustufe}) \cdot BZE(\text{Region}, \text{Ausbaustufe}) \cdot \text{Faktor}(\text{Region})}{\sum_{\text{Regionen}} BZE(\text{Region}, \text{Ausbaustufe}) \cdot \text{Faktor}(\text{Region})} \quad (5)$$

$E(\text{Region}, \text{Ausbaustufe})$:	Energieverbrauch einer Region zu einem Jahr
$BZE(\text{Region}, \text{Ausbaustufe})$:	Bezugseinheiten einer Region zu einem Jahr
$E(\text{Ausbaustufe})$:	Energieverbrauch zu einem Jahr
$\text{Faktor}(\text{Region})$:	regionaler Anpassungsfaktor

2.5.10 Lastgang

Aus den vorangegangenen Analysen sind die Jahresmengen des Stromverbrauchs je Region und Sektor bekannt. Im Folgenden ist das Ziel, einen elektrischen Lastgang je Region zu erzeugen, welcher diese Energie bestmöglich abbildet, der Verteilung auf die Sektoren und deren charakteristischen Lastverläufen entspricht und gleichzeitig in der Summe über alle Regionen in Deutschland das Profil der ENTSO-E-Last /ENTSOE-01 14/ ergibt. Die Lastprofile werden für die Wetterjahre 2012 und 2013 benötigt.

Zunächst wird ein normierter Lastgang je Sektoren generiert. Für private Haushalte, GHD und Landwirtschaft wird dafür das jeweilige Standardlastprofil des BDEW verwendet /BDEW-02 14/. Dieses bildet den Lastverlauf dieser Kundentypen mittels neun Typtagen ab und wird zur Prognose und Abrechnung des Stromverbrauchs nicht leistungsgemessener Kunden verwendet. Die Typtage unterscheiden dabei Werktag, Samstag und Sonn-/Feiertag für die drei „Jahreszeiten“ Winter, Übergang und Sommer. Durch Anwendung auf die Tagesverteilung eines konkreten Jahres unter Berücksichtigung der bundeslandspezifischen Feiertage entsteht so ein Jahreslastgang pro Region, welcher normiert wird.

Für die Sektoren Industrie und Verkehr existieren keine Standardlastprofile. Der Sektor Industrie wird über das in Rahmen von /FFE-01 12/ entwickelte Industrielastprofil abgebildet. Der Sektor Verkehr muss in die Bereiche Elektrostraßenfahrzeuge (EFZ) und übrige Anwendungen differenziert werden. Ladeprofile für die EFZ wurden im Rahmen des Teilprojekts für verschiedene Randbedingungen entwickelt, die übrigen Anwendungen im Sektor Verkehr werden mit einem GHD-Profil belegt.

Zusätzlich werden die elektrischen Heizsysteme betrachtet. Basierend auf Temperaturzeitreihen wurden im Teilprojekt regional aufgelöste Lastgänge für Wärmepumpen und elektrische Speicherheizungen generiert.

Die Quellen für die Lastprofile sind in **Tabelle 2-11** nochmals zusammengefasst.

Tabelle 2-11: *Generierung von sektorenspezifischen Lastgängen*

Sektor	Quelle	Eingangsdaten
Industrie	FfE	Typtag
GHD	BDEW	Typtag
Haushalte	BDEW	Typtag
Verkehr	FfE	Typtag
Landwirtschaft	BDEW	Typtag
Elektrische Speicherheizungen	FfE	Temperatur
Wärmepumpen	FfE	Temperatur

Bei der anschließenden Synthese von regionalen Lastgängen werden die Lastgänge pro Sektor mit den ermittelten Jahresenergieverbräuchen skaliert. Durch Summierung über alle Sektoren ergibt sich so ein Lastgang für jede Region, der die individuelle Aufteilung auf die Sektoren abbildet und in Summe über alle Regionen dem Stromverbrauch nach Kapitel 1 entspricht. In Summe über alle Regionen weicht dieser jedoch noch vom Lastprofil der ENTSO-E-Last für Deutschland ab.

Um dies zu beheben, wird der Summenlastgang über alle Regionen basierend auf der bisherigen Modellierung berechnet. Anschließend kann pro Stunde der Skalierungsfaktor bestimmt werden, welcher den Summenlastgang der ENTSO-E-Last anpasst. Dieser wird auf alle Regionen angewandt, sodass sich entsprechend skalierte regionale Lastgänge ergeben, die sich zum ENTSO-E-Lastgang aufsummieren. **Abbildung 2-48** stellt das gesamte Verfahren zusammengefasst dar.

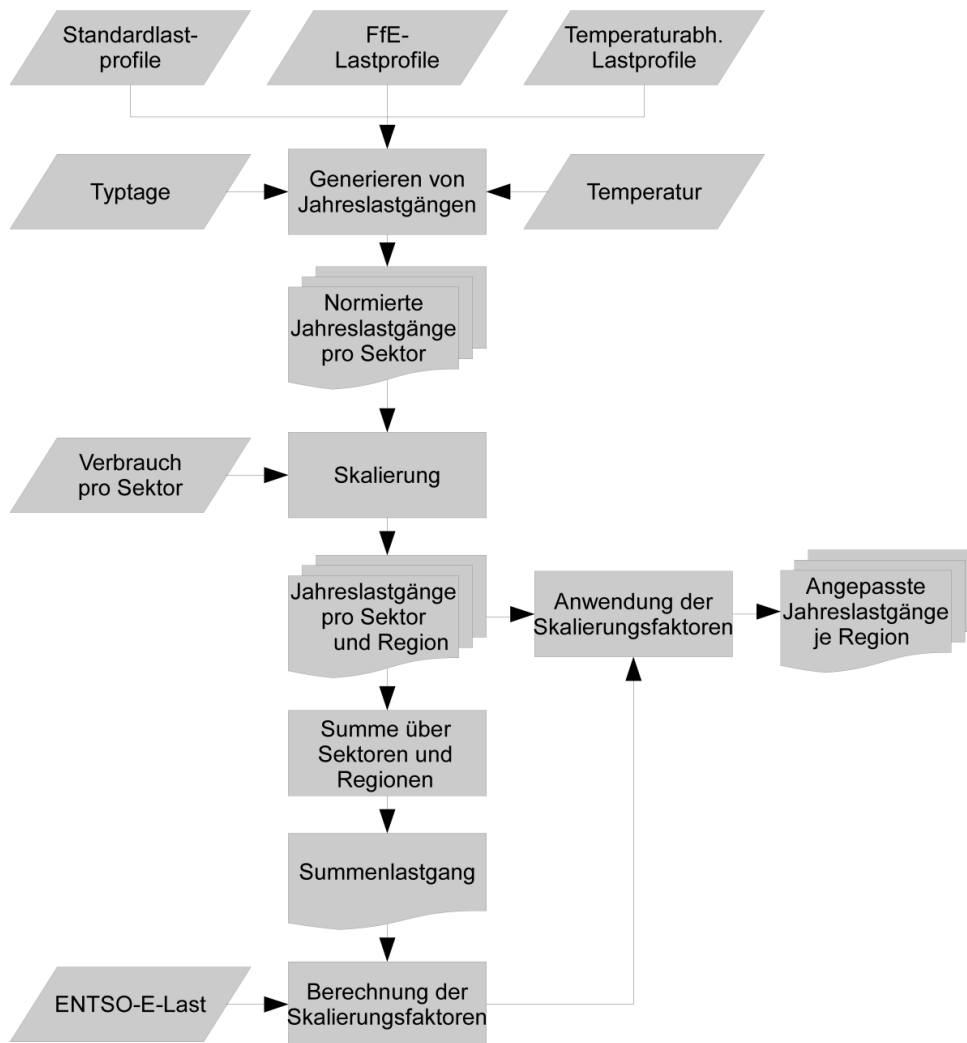


Abbildung 2-48: Vorgehensweise zur Lastgangmodellierung

Das vorgestellte Verfahren wurde sowohl für die Regionen in Deutschland als auch in Österreich eingesetzt. Für die europäischen Netzregionen kann in Folge der uninodalen Modellierungen auf eine Differenzierung verzichtet werden. Hier erfolgt eine Skalierung der normierten Profile nach ENTSO-E.

Elektrostraßenfahrzeuge

Zum Lastgang des Ladevorgangs von ESF liegen weder Standardlastprofile vor, noch ist dieser heute in nennenswertem Umfang Bestandteil der ENTSO-E-Last. Darum erfolgt abweichend von Abbildung 2-48 eine Bottom-Up-Modellierung des Ladelastgangs.

Für eine möglichst reale Abbildung der Fahr- und Ladeverhalten ist eine umfangreiche Datengrundlage notwendig um regionale Unterschiede beim Fahrverhalten ausgleichen zu können. Die notwendigen Daten dafür wurden der Studie „Mobilität in Deutschland 2008“ (MiD 2008) entnommen, in welcher das Mobilitätsverhalten der gesamten deutschen Wohnbevölkerung abgebildet wird /INFAS-01 10/. Im Rahmen der MiD 2008 wurden 25.922 Haushalte über das verkehrsmittelübergreifende Mobilitätsverhalten aller Bewohner des jeweiligen Haushaltes an einem Tag befragt. Die verwendete Methodik sowie das Auswahlverfahren der Haushalte ist im zugehörigen Methodenbericht /DLR-03 10/ beschrieben. Ausgehend von der Datenerhebung ergeben

sich 30.004 Tagesfahrprofile, welche sich in 3 Nutzergruppen unterscheiden lassen. Dabei sind 17.411 Profile der Nutzergruppe „Nicht-Pendler werktags“, 8.438 der Nutzergruppe „Wochenende“ und 4.155 der Gruppe „Pendler“ zugeordnet, wobei letzter basierend auf Fahrstrecke und Uhrzeit in 12 Pendlergruppen (PG) zusammengefasst wurden. Die Tagesprofile werden für eine Erstellung zusammenhängender Wochen- bzw. Jahresprofile genutzt. Mittels der erhobenen Haushaltsbasisdaten, dem Fahrprofil und verkehrsspezifischen Kennwerten erfolgt eine Clusterung in unterschiedliche verhaltenshomogene Nutzergruppen (NG). Durch die eingeteilten NG und PG erfolgt eine Verknüpfung der erhobenen Tagesdaten zu Wochenfahrprofilen, wobei zwischen Pendler- und Nicht-Pendler-Fahrprofilen unterschieden wird. Die Methodik zur Erstellung eines zusammenhängenden Pendler-Wochenfahrprofils ist in **Abbildung 2-49** dargestellt.

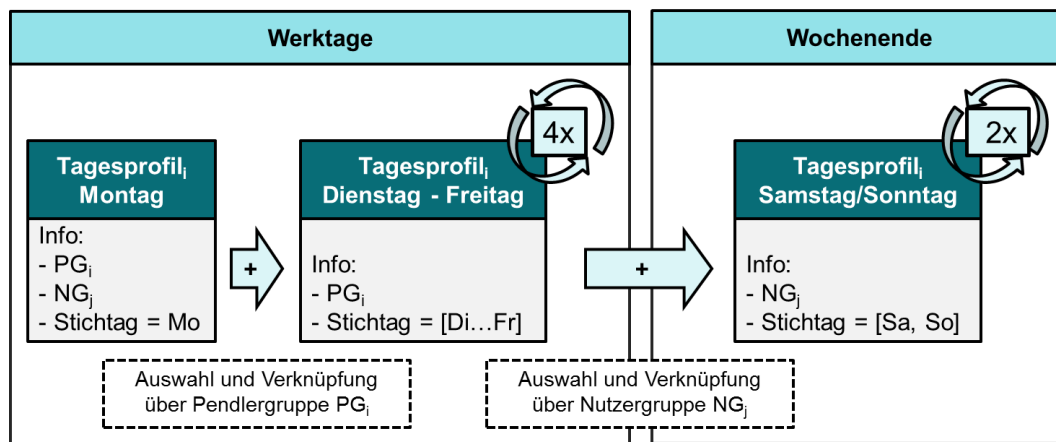


Abbildung 2-49: Methodik zur Verknüpfung von Eintagesfahrprofilen zu Wochenfahrprofilen

Das Jahresfahrprofil wird basierend auf den Wochenfahrprofilen extrapoliert, wobei Feier- und Brückentage in Deutschland berücksichtigt und das Fahrverhalten an diesen Tagen angepasst wird. Des Weiteren erfolgt eine Verknüpfung der Außentemperaturzeitreihe (basierend auf den stündlichen Werten des COSMO-DE Wettermodells des Deutschen Wetterdienstes für das Jahr 2013 /DWD-01 14/), welche für die Verbrauchsberechnungen benötigt werden. Weitere Details zur Datengrundlage und zur Modellierung der Jahresprofile sind im Abschnitt „Maßnahmenbewertung-Elektromobilität zur Netzentlastung“ aufgeführt.

2.6 Wärmeverbrauch

Der Wärmeverbrauch wird für die Sektoren private Haushalte und GHD in die Anwendungen Raumwärme und Trinkwarmwasser für den Sektor Industrie in Raumwärme und Prozesswärme differenziert. Unabhängig hiervon wird die Entwicklung des Fernwärmeabsatzes in Anlehnung an /FFE-02 12/ in Kapitel 2.6.5 berücksichtigt.

2.6.1 Private Haushalte

Der Wärmeverbrauch des Sektors private Haushalte wird mit dem in Kapitel 2.3.2 beschriebenen Wohngebäudemodell abgebildet. Die Struktur im FREM ermöglicht eine

jährliche Anpassung an die aktuelle Energiebilanz /BMWI-02 15/. Für MONA 2030 wird das Jahr 2012 als Referenz festgelegt. In **Tabelle 2-12** sind wesentliche Daten auf Bundeslandebene aggregiert dargestellt.

Tabelle 2-12: *Wohngebäudebestand und Wärmeverbrauch je Bundesland nach Gebäudemodell, Verbrauchsdaten zum Jahr 2012*

AGS	Bundesland	Gebäude in Tsd.	Wohneinheiten in Tsd.	Wohnfläche in Mio. m ²	Raumwärme in TWh	Trinkwarmwasser in TWh
01	SH	784	1.406	120	17	3
02	HH	247	893	64	8	2
03	NI	2.231	3.811	357	48	10
04	HB	139	355	27	3	1
05	NW	3.920	8.587	719	90	22
06	HE	1.448	2.885	259	34	8
07	RP	1.221	1.955	190	27	5
08	BW	2.536	5.006	451	61	14
09	BY	3.167	6.027	550	82	16
10	SL	330	514	49	7	1
11	BE	322	1.899	133	16	4
12	BB	640	1.282	99	13	3
13	MV	388	900	65	8	2
14	SN	819	2.333	159	22	5
15	ST	585	1.311	95	13	3
16	TH	543	1.167	88	13	3
	DE	19.321	40.331	3.426	462	103

2.6.2 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Nach /BMWI-02 15/ beträgt der Endenergieverbrauch für den Sektor GHD im Jahr 2012 exklusive Stromanwendungen 242 TWh. Analog zur Berechnung des regional aufgelösten Stromverbrauchs in Anlehnung an /ISI-01 11/ wird der Brennstoff- und Fernwärmeverbrauch über die Erwerbstätigenzahlen bestimmt. Der resultierende Wert von 244,5 TWh ist in guter Übereinstimmung mit /BMWI-02 15/, die regionale Verteilung ist in **Tabelle 2-13** dargestellt.

Die Datenbasis ermöglicht für jede Gemeinde die Angabe des Brennstoffeinsatzes in den verschiedenen Wirtschaftszweigen. Zum Beispiel für Gastronomie, Abwasserentsorgung, Versicherungen, Informationsdienstleistungen und weitere. Im Rahmen des Forschungsvorhabens erfolgte jedoch keine nach Wirtschaftszweigen differenzierte Untersuchung.

Tabelle 2-13: *Brennstoff- und Fernwärmeinsatz im Sektor GHD je Bundesland, Verbrauchsdaten zum Jahr 2012*

AGS	Bundesland	Brennstoff und Fernwärmeinsatz in TWh
01	SH	9
02	HH	7
03	NI	23
04	HB	2
05	NW	53
06	HE	19
07	RP	11
08	BW	31
09	BY	39
10	SL	3
11	BE	12
12	BB	7
13	MV	5
14	SN	11
15	ST	6
16	TH	6
	DE	244

2.6.3 Industrie

Der Brennstoffeinsatz in der Industrie (inklusive 270 TWh nicht energetischem Verbrauch nach /BMWI-02 15/) kann in regionaler Auflösung aus /DESTATIS-08 14/ bestimmt werden. Im Gegensatz zum Sektor GHD sind bei der Ermittlung des Wärmeverbrauchs die Eigenerzeugungsanlagen nach /DESTATIS-10 13/ zu berücksichtigen. Die regional aufgelösten Daten nach /DESTATIS-08 14/ sind somit geeignet aufzubereiten, um eine zu /BMWI-02 15/ konsistente Abbildung zu gewährleisten. Die verschiedenen Eingangsdaten sind in **Tabelle 2-14** zusammengefasst.

Tabelle 2-14: *Eingangsdaten zur Ermittlung des Wärmeverbrauchs im Sektor Industrie*

Brennstoffeinsatz (inkl. Nicht energetisch)	Fernwärme	Strom	Nichtenergetischer Verbrauch
1.147 TWh	62 TWh	240 TWh	271 TWh
/DESTATIS-08 14/ Tabelle 060	/DESTATIS-08 14/ Tabelle 060	/DESTATIS-08 14/ Tabelle 060	/BMWI-02 15/ Tab 5

Endenergie	Wärme	Brennstoffeinsatz	Stromerzeugung	Wärmeerzeugung
718 TWh	530 TWh	196 TWh	44 TWh	95 TWh
/BMWI-02 15/ Tab 7	/BMWI-02 15/ Tab 7	/DESTATIS-10 13/ Tabelle 1.3	/DESTATIS-10 13/ Tabelle 2.1	/DESTATIS-10 13/ Tabelle 2.1

Aus /DESTATIS-08 14/ kann der Brennstoffeinsatz (inklusive nicht energetischem Einsatz) je Landkreis dargestellt werden. Abzüglich nichtenergetischem Verbrauch, Strom (exklusive Eigenerzeugung), Fernwärme und Eigenstromerzeugung (inkl. anteiliger Umwandlungsverluste) nach /DESTATIS-10 13/ resultiert ein Brennstoffeinsatz zur Bereitstellung von Wärme von rund 560 TWh.

Der Endenergieverbrauch Wärme /BMWI-02 15/ (exklusive Fernwärme) beträgt 468 TWh. Unter Berücksichtigung des Brennstoffeinsatzes von 560 TWh ergibt sich ein plausibler Nutzungsgrad von rund 83,5 %.

Dieser Brennstoff wird in Heizwerken und KWK-Anlagen (anteilig) in Wärme umgewandelt (vgl., /BMWI-02 15/). In **Tabelle 2-15** sind die resultierenden Verbrauchswerte für Brennstoff und Wärme je Bundesland aggregiert dargestellt. Die Zahlen weichen als Folge der Aufbereitungsschritte und der Anreicherung mit weiteren Informationen geringfügig von den ausgewiesenen Bundeslandwerten nach /DESTATIS-08 14/ ab.

Tabelle 2-15: *Wärme- und Brennstoffverbrauch Industrie je Bundesland, Angabe in TWh*

AGS	Bundesland	Brennstoff (inkl. NE)	nicht-energetisch	Strom Netz	Brennstoff KWK Stromanteil	Wärme Netz	Brennstoff für Wärme	Wärme
01	SH	23	6	3	1,1	1,0	12	10
02	HH	24	5	4	2,4	0,7	12	10
03	NI	106	24	21	6,1	3,8	50	42
04	HB	21	6	2	0,5	0,4	12	10
05	NW	438	112	56	20,7	19,3	230	192
06	HE	41	7	9	2,9	6,0	15	13
07	RP	87	22	12	4,4	4,4	45	38
08	BW	86	16	24	6,0	6,9	33	28
09	BY	113	22	29	7,8	6,8	48	40
10	SL	19	4	4	1,0	1,0	9	8
11	BE	5	1	2	0,4	0,3	2	2
12	BB	31	8	5	1,5	0,8	16	14
13	MV	7	1	1	0,4	0,6	3	2
14	SN	46	11	9	2,3	2,0	22	18
15	ST	85	21	10	3,4	6,8	44	37
16	TH	19	4	5	1,2	0,6	8	7
	DE	1.149	270	195	62,1	61,4	560	468

In /STATAT-06 13/ werden detaillierte Daten für die Kraftwerke und Heizwerke von unternehmenseigenen Anlagen (UEA) veröffentlicht. Diese UEA werden überwiegend in der Industrie betrieben. Somit steht eine regional-, nach Brennstoffeinsatz, Anlagentyp und Energieausstoß differenzierte statistische Datenbasis zu den Industrieanlagen zur Verfügung. Der gesamte Energieverbrauch der Industrie wird in gleicher Form, aber differenziert nach Sektoren ausgewiesen. Eine weitere Aufbereitung der Energiedaten ist nicht notwendig. Eine Regionalisierung auf Bezirksebene kann mit dem Verfahren nach Kapitel 2.2.3 (f) basierend auf der Einwohnerzahl erfolgen.

2.6.4 Entwicklung

Die Entwicklung des Wärmeverbrauchs basiert analog zur Entwicklung des Stromverbrauchs auf externen Szenarien. Diese sind für Deutschland die Vorgaben aus dem Forschungsverbund Energiespeicher und für Österreich die Studie „Visionen 2050“. Die BZE für die Fortschreibung werden wie im Stromsektor gewählt.

2.6.5 Fernwärmenetze

Eine regional, zeitlich und nach Sektoren aufgelöste Abbildung der Fernwärmenetze ist notwendig, um Wechselwirkungen zwischen KWK-Anlagen, thermischen Speichern und Power2Heat-Anlagen (P2H) mit den Strompreisen geeignet abbilden zu können. Der Fernwärmeverbrauch wird in die Sektoren öffentliche Versorgung (GHD und private Haushalte) und Industrie differenziert. Die regionale Auflösung im FREM sind die einzelnen Fernwärmenetze. Für viele Fragestellungen werden Aggregate wie zum Beispiel verbundene Fernwärmenetze bzw. Fernwärmeschienen gebildet. Im Rahmen

des Projekts MOS2030 wurden für die Anwendung in der Modellumgebung ISAaR Aggregate je Netzregion gebildet. Weiterhin erhalten bleibt eine Differenzierung nach Sektoren, um die unterschiedlichen Wärmebereitstellungstechnologien abbilden zu können, siehe auch /FFE-29 15/. Diese Informationen werden auch im vorliegenden Projekt MONA 2030 genutzt.

Bestand

Der Bestand an Fernwärmenetzen und typischen maximalen Fernwärmelasten sowie der zugrunde gelegte Anlagenpark an Heizwerken und KWK-Anlagen erfolgt durch eine umfassende Recherche und Auswertung folgender Quellen:

- AGFW-Hauptberichte zu verschiedenen Jahren /AGFW-03 09/, /AGFW-05 09/, /AGFW-03 10/, /AGFW-03 11/, /AGFW-03 12/, /AGFW-01 13/, /AGFW-02 14/, /AGFW-01 15/
- Fernwärmeverbrauch der Industrie je Landkreis /DESTATIS-08 14/
- Ergebnisse und Entwicklung des Fernwärmeabsatzes nach /FFE-02 12/
- Detaillierte Daten zu Österreich nach /STATAT-06 13/
- Recherche von nicht abgebildeten Fernwärmenetzen in Deutschland
- Recherche von Fernwärmenetzen in Österreich

Für die Industrie in Deutschland beträgt der Fernwärmeverbrauch 62 TWh /DESTATIS-08 14/ bzw. 58 TWh Endenergie /BMWI-02 15/. Auf die Sektoren GHD und private Haushalte entfällt für das Jahr 2012 eine Endenergie von 61 TWh /BMWI-02 15/. Der AGFW-Hauptbericht für das Jahr 2012 /AGFW-01 13/ weist eine Wärmenetzeinspeisung von 78 TWh aus. Auf Basis von /AGFW-03 09/ lässt sich abschätzen, dass von diesen 78 TWh mindestens 6 TWh auf die Industrie entfallen. Abzüglich von 11 % Wärmenetzverlusten verbleibt ein Verbrauch von maximal 64 TWh für die Sektoren GHD und private Haushalte. Diese Angaben sind plausibel mit /BMWI-02 15/. Unter Umständen werden kleine Teile der Industriefernwärme – wie zum Beispiel zur Bereitstellung von Raumwärme – nicht eindeutig im AGFW-Hauptbericht erfasst.

Die detaillierten Daten zu einzelnen Fernwärmenetzen müssen teilweise aus verschiedenen Jahren zusammengetragen werden. Zu den aktuelleren Datensätzen liegen keine Informationen zur Wärmeabgabe an andere Fernwärmenetze vor. Diese Wärmeabgabe wird durch Recherchen in älteren Hauptberichten ergänzt. Alle Abgaben sind um die Wärmeabgabe für Produktion zu verringern.

In **Abbildung 2-50** ist die resultierende Fernwärmelast je Netzregion und Sektor dargestellt. Zusätzlich erfolgt in dieser Darstellung eine Abschätzung des Heizwerkeinsatzes in Anlehnung an /FFE-29 15/. In MOS wird abweichend von dieser Darstellung der Einsatz der KWK-Anlagen und Heizwerke im Rahmen von ISAaR geplant. Die Synthese des Fernwärmelastgangs erfolgte mit dem Ansatz zur Modellierung von „KWK mit Wärmespeichern und Nachheizung“, siehe Berichtsteil 2, Kapitel 3.3.1.

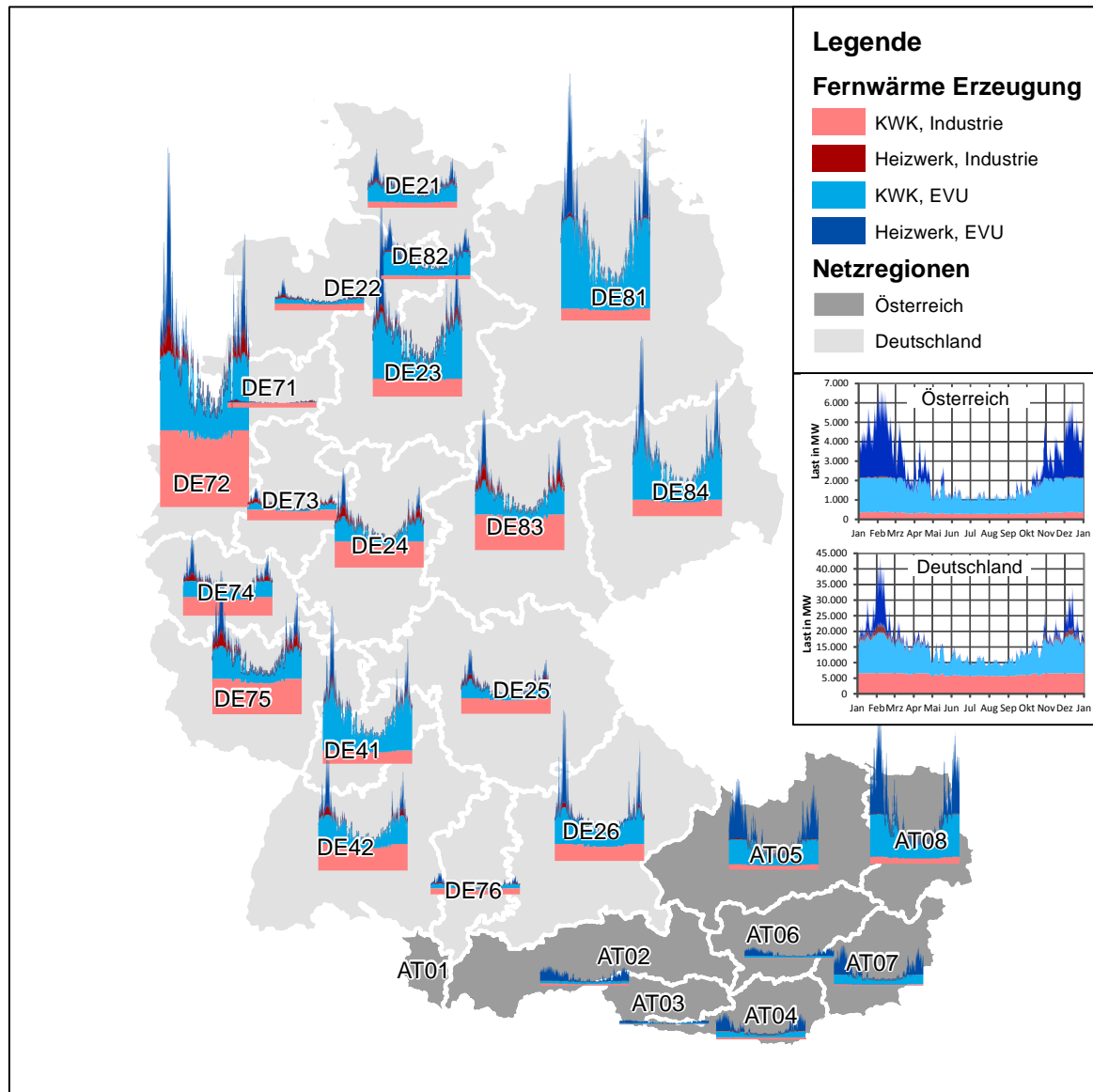


Abbildung 2-50: Fernwärmelast in Deutschland und Österreich /FFE-29 15/

Entwicklung

Die Entwicklung des Fernwärmeverbrauchs erfolgt wie auch der Lastgang basierend auf den in /FFE-01 12/ und /FFE-02 12/ entwickelten Modellen und Ergebnissen. In /FFE-01 12/ wurde die Entwicklung des Fernwärmepotenzials bis 2030 bestimmt. Die Entwicklung des Potenzials und Absatzes von Fernwärme in Deutschland ist in **Abbildung 2-52** dargestellt. Im Rahmen von MOS wird angenommen, dass deutschlandweit der in Folge des sinkenden Wärmebedarfs abnehmende Fernwärmeabsatz durch eine Verdichtung kompensiert wird. Dies führt regional zu einer unterschiedlichen Entwicklung des Fernwärmeverbrauchs.

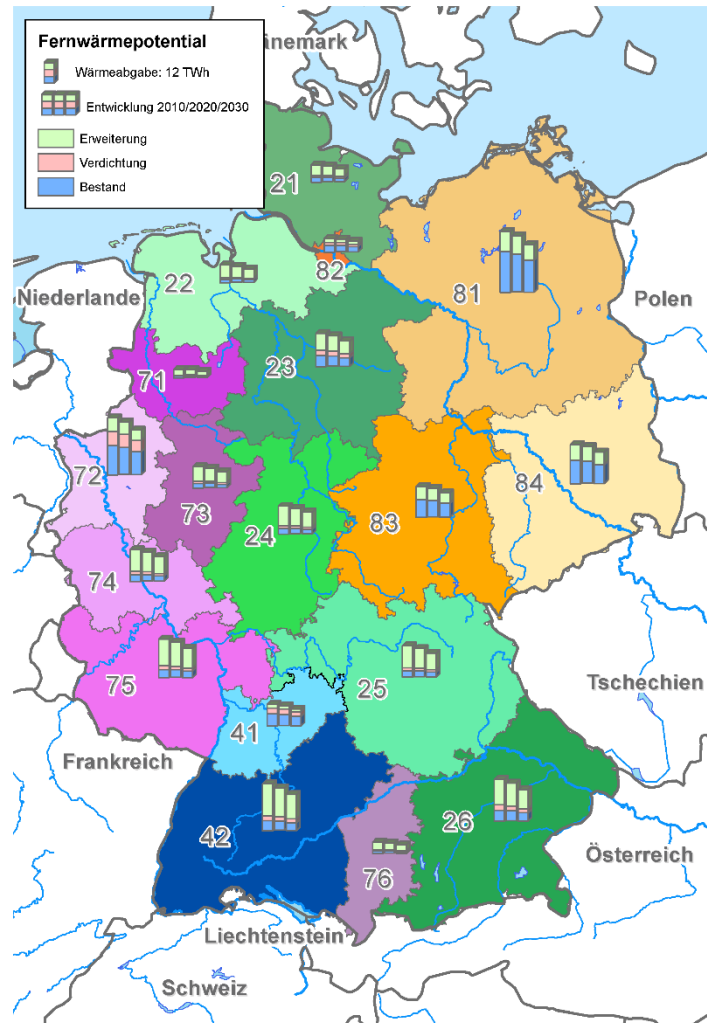


Abbildung 2-51: Entwicklung des Fernwärmepotenzials je Energieregion bis zum Jahr 2030 / FFE-01 12/

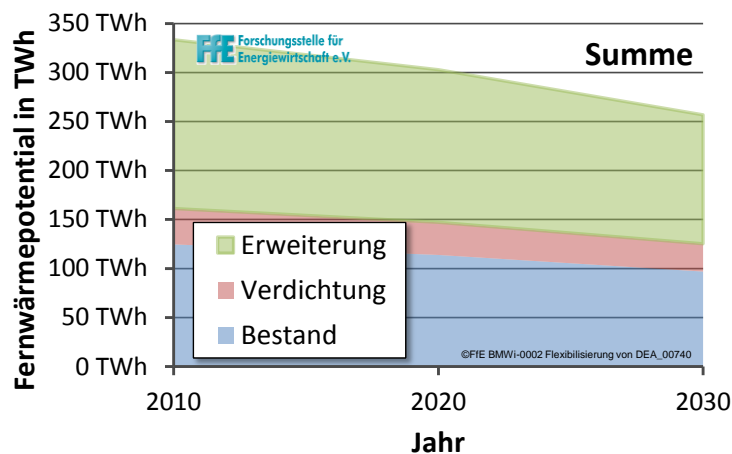


Abbildung 2-52: Entwicklung des gesamten Potenzials und Absatzes von Fernwärme bis zum Jahr 2030

3 Modellumgebung ISAAr - Übertragungsnetz

Für die Erstellung des „integrierten Simulationsmodells zur Anlageneinsatz- und -ausbauplanung mit Regionalisierung“ (kurz: *ISAAr*) wurden die Energiesystemmodelle aus /FFE-01 12/, /FFE-02 12/, /BEER-01 12/, /FFE-06 12/, /STECK-01 12/ weiterentwickelt. Die erstmalige Anwendung des Modells unter dem Namen *ISAAr* erfolgte zur Analyse von Speichertechnologien im Projekt MOS 2030 /FFE-04 16/ und in /PEL-02 16/.

Das entwickelte Modell wird in seinem vollen Umfang mit den Bestandteilen Datenbankstruktur, Optimierungsmodell und Visualisierungsoberfläche als *ISAAr* bezeichnet.



Abbildung 3-1: *ISAAr: Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und -ausbauplanung mit Regionalisierung*

Zunächst werden die grundsätzlichen Anforderungen an *ISAAr* diskutiert, die sich zum einen aus der Nachvollziehbarkeit der Datengrundlage und zum anderen aus den Analysen zu Netzberechnungen ergeben. Daraus leiten sich der Modellaufbau und die Methodik zur Aneinanderreihung von Berechnungsläufen ab. Im Vergleich zu Marktmodellen spielt bei Netzmodellen die Thematik Regionalisierung eine übergeordnete Rolle. Zudem ergibt sich aus der Verortung Deutschlands im Europäischen Höchstspannungs-Verbundnetz die Herausforderung, die europäischen Nachbarn in geeigneter Weise in die Modellierung einzubeziehen, ohne dass die Rechenlaufzeiten und die Komplexität der Eingangsdaten ein vertretbares Maß übersteigen. Darüber hinaus sind für das Optimierungsmodell eine Vielzahl von Eingangsdaten notwendig, die sich je nach Szenario ändern können. Es werden die Quellen dieser Eingangsdaten zusammengestellt und die notwendigen Aufbereitungsschritte für die Verwendung im Übertragungsnetz spezifiziert. Um eine geeignete Grundlage für die nachgelagerten Netzberechnungen darzustellen, ist ein Validierungsprozess des Modells notwendig. Dazu werden die historischen Indikatoren des Netzzustandes, wie Redispatch, Engpassmanagement oder Counter-Trading-Maßnahmen herangezogen und mit den Ergebnissen von Berechnungsläufen verglichen. Neben einer Beschreibung der Bewertungsmethodik für die einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen, ist die Darstellung und Diskussion der Ergebnisse aus den Simulationsläufen im Berichtsteil „Einsatzreihenfolge“ zu finden.

Hinweis

Einige Teile der nachfolgenden Kapitel entstammen dem Endbericht des FfE-Projekts Merit Order der Energiespeicherung 2030 /FFE-04 16/. Zur besseren Verständlichkeit werden die dortigen Beschreibungen des Modells, die auch in MONA 2030 Gültigkeit besitzen, hier zitiert oder aufgeführt.

3.1 Anforderungen an das Modell und die Eingangsdaten

Aufgrund der methodischen Herangehensweise sind sowohl an die Modellierungsumgebung als auch an die für die Berechnung verwendeten Daten Anforderungen zu stellen, die im Nachfolgenden beschrieben werden. Im Kontext von Energiesystemmodellen sind zeitliche und räumliche Auflösung als typische Parameter anzuführen. Dies betrifft in erster Linie die Eingangsdaten. Auf Seiten der Modellierungslogik sind die Themen „Repräsentation des Lastflusses“ und „Sequenzierung der Berechnungsläufe“ relevante Punkte.

3.1.1 Zeitliche Auflösung

Die zeitliche Auflösung wird durch die Zeitkonstanten der abzubildenden technischen Eigenschaften der Anlagen und Wetterbedingungen bestimmt. Aufgrund der Betrachtung des Energiesystems kommt es zu einer Glättung verschiedener Aspekte, wie der Schwankung der Wind- und PV-Einspeisung, und damit zu einer Glättung des Verlaufs der Residuallast. Für Energiesystembetrachtungen wird hierfür in der Regel eine zeitliche Auflösung von einer Stunde verwendet, um auch Leistungsspitzen ausreichend abbilden zu können. Die Verwendung von Typtagen ist nach /GEN-01 12/ nicht geeignet, da sich der Erzeugungsgang von Windkraft kaum typisieren lässt. Hinsichtlich der Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen wie beispielsweise Power2Heat ist zu berücksichtigen, dass eine Jahressimulation in stündlicher Auflösung zur Abbildung saisonaler Charakteristiken essenziell ist. Darüber hinaus können marktbedingte Opportunitäten, die sich aus dem Wechselspiel von Demand Side Management oder Power2Heat mit dem Erzeugungspark ergeben, nur in einer 8.760-Stunden-Simulation bewertet werden.

Des Weiteren ist zu berücksichtigen, dass eine Reduktion der betrachteten Zeitscheiben von einer Stunde auf 15 Minuten oder gar Minuten zur Bewertung der betrachteten Netzoptimierenden Maßnahmen nicht zielführend ist. Maßnahmen zur Kontrolle transienter Netzzustände sind nicht Untersuchungsgegenstand dieser Studie.

3.1.2 Räumliche Auflösung

In keinem anderen Themenfeld der Energiesystemmodellierung ist die regionale Komponente der Eingangsdaten so entscheidend, wie bei der Untersuchung von Netzen. Elektrische Lasten, Erzeugung aus Erneuerbaren Energien oder von konventionellen Kraftwerken können nur bei einer regional hochaufgelösten Abbildung hinsichtlich ihres Einflusses auf die Übertragungsnetzauslastung beurteilt werden. Hinzu kommen die Netzoptimierenden Maßnahmen Power2Heat oder Demand-Side-Management, die ebenfalls regional stark unterschiedliche Potenziale aufweisen und daher ebenfalls eine gesonderte, regionalisierte Aufbereitung erfordern. Im Spannungsfeld zwischen der

Qualität, Konsistenz und Auflösung verfügbarer Daten sowie den annahmebasierten Regionalisierungsalgorithmen gilt es eine Balance zu finden, welche die Erstellung realistischer Netzbelastungsszenarien als Untersuchungsrahmen der Netzoptimierenden Maßnahmen erlaubt.

3.1.3 Repräsentation des Lastflusses

Entgegen den n-1-Bewertungen, die im Rahmen der Netzentwicklungspläne durchgeführt werden und eine sehr exakte Abbildung des Lastflusses erfordern, wird im Rahmen dieser Studie ein linearisiertes Lastflussverfahren angewandt. Dies ist in erster Linie den Anforderungen, die sich aus dem typischen Anwendungsgebiet der Netzoptimierenden Maßnahmen ergeben, geschuldet. Während für die Netzplanung nur wenige „Snapshots“ aus einer vorgelagerten Marktsimulation von Relevanz sind, müssen Netzoptimierende Maßnahmen wie Power2Heat und Demand Side Management im Wechselspiel mit den restlichen Elementen des Energiesystems, wie z.B. dem Erzeugungspark, bewertet werden. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit der Integration der mathematischen Beschreibung des Lastflusses in das Energiesystemmodell.

Als weiteres Auswahlkriterium ist die Rechengeschwindigkeit des Verfahrens zu berücksichtigen. Durch die Betrachtung der europäischen Nachbarländer sind die Systemgrenzen sehr weit gefasst und die Optimierung entsprechend komplex ausgestaltet. Der Kombination der beschriebenen Anforderungen kann nur durch ein linearisiertes Verfahren nachgekommen werden.

3.1.4 Sequenzierung der Berechnungsläufe

Zur Bewertung unterschiedlicher Anwendungscharakteristika der Netzoptimierenden Maßnahmen, wie beispielsweise einem marktgetriebenen und einem netzdienlichen Einsatz, oder der Bewertung des Redispatchbedarfs ist eine Sequenzierung der Berechnungsläufe von Nöten. Dies bedeutet, dass Ergebnisse aus Berechnungsläufen als Ausgangsbasis nachfolgender Läufe dienen können und erfordert eine flexible und einheitliche Vorhaltung der Eingangsdaten. Die dafür entwickelte Datenbankstruktur ist in /PEL-01 16/ dokumentiert.

3.2 Optimierungsmodell

Im Rahmen des Energiesystemmodells ISAaR wird ein lineares Optimierungsproblem für die mathematische Beschreibung des Energiesystems aufgestellt, das mithilfe von IBM-CPLEX gelöst wird. Die lineare Optimierung (LP) ist die Maximierung oder Minimierung einer linearen Zielfunktion unter Berücksichtigung einer oder mehrerer Nebenbedingungen. Die Zielfunktion in ISAaR stellt eine Kostenfunktion dar, die zu minimieren ist. Das optimale Ergebnis zeichnet sich damit durch die geringsten Systemgesamtkosten für die Strom- und Wärmebereitstellung im betrachteten Modellgebiet aus.

3.2.1 Nomenklatur und Aufbau

Um den Bogen von der mathematischen Betrachtungsweise zu einer energiewirtschaftlichen Sicht zu schlagen, wird die in **Abbildung 3-2** dargestellte Nomenklatur zur Modellbeschreibung eingeführt.

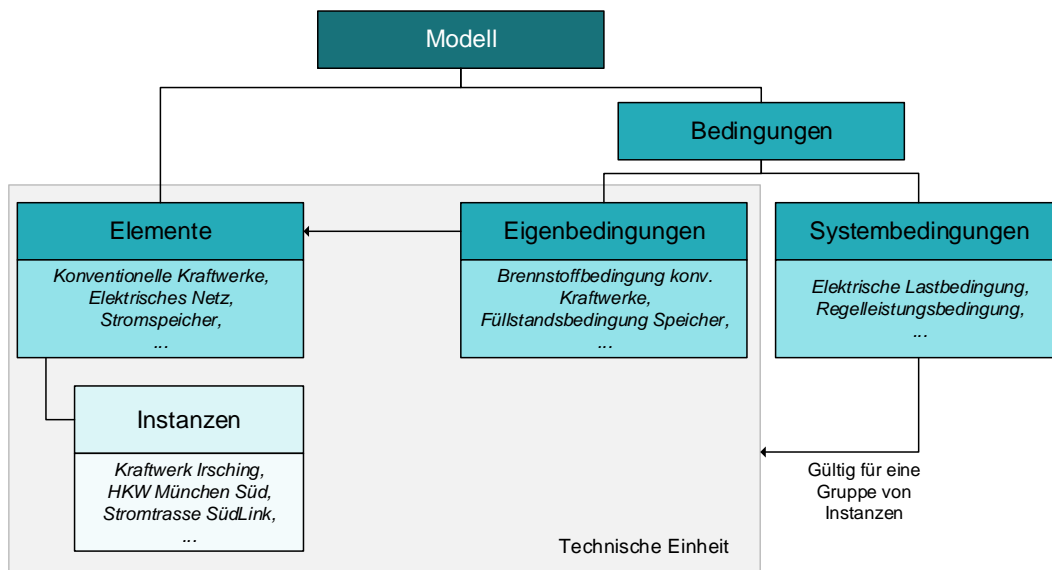


Abbildung 3-2: Nomenklatur der Komponenten des Energiesystemmodells

Grundsätzlich lässt sich ISAaR aus Elementen und Bedingungen beschreiben. Elemente sind Gruppen von Instanzen, die sich durch ein ähnliches technisches Verhalten auszeichnen. Beispielsweise besteht das Element „Konventionelle Kraftwerke“ aus den Instanzen „Kraftwerk Irsching“ oder „Kraftwerk Schwarze Pumpe“. Bei Instanzen handelt es sich um einzelne Anlagen oder aggregierte Anlagendaten (z. B. alle PV-Anlagen in einer bestimmten Netzregion). Während Eigenbedingungen das Verhalten von Elementen definieren, gelten Systembedingungen für mehrere Elemente oder Gruppen von Instanzen verschiedener Elemente. In **Abbildung 3-3** sind die im Rahmen von MONA berücksichtigten Elemente des Modells und deren intersektorale Verknüpfung schematisch dargestellt.

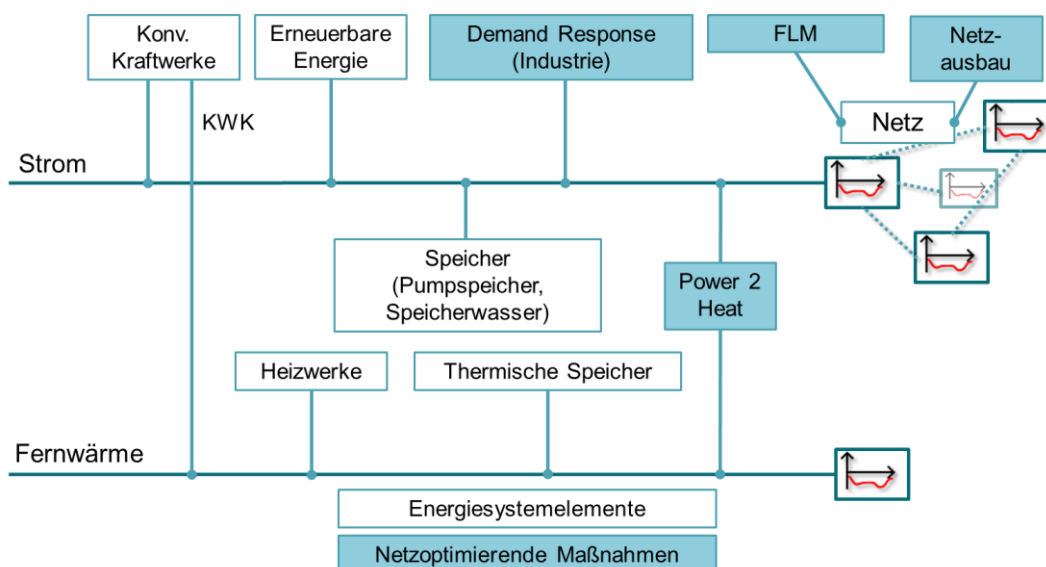


Abbildung 3-3: Verknüpfung von Energiesystemelementen und Netzoptimierenden Maßnahmen in ISAaR

Im Nachfolgenden werden die Modellierungsansätze der einzelnen Elemente und Systembedingungen erläutert. Im Anschluss daran werden die Gleichungen zur Netzmodellierung in einem gesonderten Kapitel erläutert.

3.2.2 Energiesystemelemente

Konventionelle Kraftwerke

Aufgrund ihrer zentralen Rolle im Energiesystem und der vielfältigen Anlagentechnik wird im Rahmen dieser Studie besonders Wert auf eine realistische Modellierung verschiedener Kraftwerkstypen gelegt.

Kraftwerke verursachen durch ihren Brennstoffverbrauch CO₂-Emissionen und Betriebskosten, die in der Zielfunktion berücksichtigt werden. Die Höhe dieser Posten wird durch verschiedene Eigenbedingungen modelliert, wie z. B. die Verknüpfung von Brennstoffverbrauch und elektrischem Output über den Wirkungsgrad. Weitere Gleichungen der Kraftwerksmodellierung sind die Bedingungen zur Beschreibung des Teillastverhaltens und der linearisierten positiven Laständerungsvariablen nach /WEB-01 04/. Zur Bepreisung von Anfahrvorgängen werden pro Anfahrvorgang betriebsäquivalente Kosten für Brennstoffverbrauch und variable Betriebskosten angenommen.

Für die Kraftwerke mit einer thermischen Ausgangsleistung wird der Ansatz nach /SUN-01 13/ gewählt. Dieser ermöglicht die Unterscheidung zwischen Entnahmekondensations- und Gegendruckanlagen, wobei die Entnahmekondensationsanlagen über einen frei disponiblen Anteil elektrischer Leistung verfügen.

Wie in /FFE-04 16/ näher beschrieben, konnten Anreize für Industriekraftwerke, die als Ergänzung zum Anreiz aus dem klassischen Stromhandel wirken, identifiziert werden. So wird beispielsweise der Anreiz „Deckung einer Industrie-Fernwärmelast“ durch eine Wärme-Systembedingung für die relevanten KWK-Industriekraftwerke gesetzt. Die „Verfeuerung von Abfallprodukten“ wird für die entsprechenden Kraftwerke als Must-Run Block nach ihren durchschnittlichen Volllaststunden modelliert. Die Abgabenbefreiung bei „Deckung der elektrischen Last eines Industriebetriebs“ wird in Form einer Vergütung für den Anteil der installierten Leistung berücksichtigt, der sich aus dem Verlauf eines typischen Industrielastprofils, skaliert auf die typischen Volllaststunden der Industrieanlage, ergibt. Eine Gutschrift können nur jene Kraftwerke erhalten, deren Anreiz sich nicht aus der Verfeuerung von Abfallprodukten ergibt und welche nach der FFE-Kraftwerksdatenbank über ein elektrisches Werksnetz zur Einspeisung verfügen. Hinzu kommt der in /PEL-01 16/ beschriebene Anteil kleiner KWK-Anlagen, die mindestens mit ihrer Minimalleistung in das Netz einspeisen.

Erneuerbare Energien

PV, Wind, Biomasse und Laufwasser werden als unflexible Erzeuger berücksichtigt. Lediglich Wind und PV können im Rahmen der Optimierung abgeregelt werden.

Strom-zu-Strom-Speicher

Die bestehenden Strom-zu-Strom-Speicher setzen sich aus Pumpspeicherkraftwerken (PSW) mit und ohne natürlichen Zufluss zusammen. Neben der Speicherfüllstandsgleichung, welche die Entwicklung des Speicherfüllstands in Abhängigkeit zu Ein- oder Ausspeisungen beschreibt, wird durch weitere Eigenbedingungen das Verhalten von PSW mit natürlichem Zufluss beschrieben. Da der natürliche Zufluss als Eingangsgröße in stündlicher Auflösung gegeben ist, wird festgesetzt, dass die Gesamtmenge des Zuflusses einer Woche auch innerhalb einer

Woche wieder ausgespeichert werden muss. Des Weiteren darf die Ausspeicherung über einen Tag den Zufluss eines Tages um nicht mehr als 50 % übersteigen /HEC-01 15/.

Saisonale Speicher

Saisonale Speicher werden wie die PSW mit natürlichem Zufluss modelliert, allerdings ohne Berücksichtigung der Speicherfüllstandsbedingung, da keine Einspeicherleistung vorhanden ist. Eine genauere Beschreibung ist in /HEC-01 15/ zu finden.

Lastflexibilisierung in der Industrie / Demand-Response (DR)

Bei der Modellierung der Lastflexibilisierung in der Industrie wird zwischen den stromintensiven Prozessen und Querschnittstechnologien unterschieden. Zudem sind die stromintensiven Prozesse in die Einsatzarten „Lastverschiebung“ und „Produktionsausfall“ unterteilt.

Die Kosten für eine DR-Instanz des Typs „stromintensive Prozesse“ setzen sich zum einen aus einmaligen Investitionen für die Erschließung und zum anderen aus variablen Kosten bei Abruf (Produktionsausfall) zusammen. Für die Lastverschiebung fallen keine Kosten für den Abruf an. Allerdings ist die Einsatzhäufigkeit dieser Variante gemäß der technoökonomischen Kenndaten aus MOS 2030-Teilbericht 2 (/FFE-05 16/) auf vier Abrufe innerhalb eines Tages und 140 Abrufe in einem Jahr beschränkt. Die Bilanz aller Ein- und Ausspeichervorgänge über einen Tag muss stets ausgeglichen sein.

Der Lastgang von Querschnittstechnologien kann innerhalb von 12 Stunden einmal angepasst werden und innerhalb eines Jahres werden maximal 500 Abrufe zugelassen. Für diesen DR-Typ werden variable Kosten von null Euro angesetzt. Wie bei stromintensiven Prozessen fallen jedoch Investitionen für die Erschließung an.

Power2Heat

Power2Heat ermöglicht eine Sektorenkopplung zwischen Strom und Wärme. Daher besitzt eine Power2Heat-Instanz einen elektrischen Input und einen thermischen Output, welche über den Wirkungsgrad gekoppelt sind.

Thermische Speicher

Thermische Speicher werden analog zu den elektrischen Speichern modelliert und werden in den Fernwärmenetzen der öffentlichen Versorgung entsprechend der bestehenden Kapazitäten berücksichtigt.

Heizwerke

Der Brennstoffbedarf von Heizwerken ergibt sich aus dem Wirkungsgrad und thermischen Output. Neben den Brennstoffkosten werden die CO₂-Zertifikatskosten in der Kostenfunktion berücksichtigt.

Die Eingangsdaten der hier genannten Energiesystemelemente und deren Quellen mit der dazugehörigen Aufbereitung werden in Kapitel 3.2.4 beschrieben.

3.2.3 Lastflussberechnung im Übertragungsnetz

In verzweigten Energieübertragungsnetzen fließen Energieströme von einem Erzeuger zu einem Verbraucher parallel über verschiedene Leitungen und belasten diese unterschiedlich stark, je nach Widerstand der Übertragungsleitungen. Diese

Berücksichtigung von verzweigten physikalischen Lastflüssen durch das Übertragungsnetz wird im Folgenden mittels des *PTDF*-Ansatzes implementiert. *PTDF* steht hierbei für „Power Transfer Distribution Factors“. Der *PTDF*-Ansatz ist auch unter dem Begriff „DC-Power Flow“ bekannt.

3.2.3.1 Theoretische Grundlagen

Zunächst findet eine Herleitung des linearisierten *PTDF*-Ansatzes aus nichtlinearen Lastflussgleichungen statt. Des Weiteren wird eine Transformationsvorschrift hergeleitet, um Leitungen verschiedener Spannungsebenen des Übertragungsnetzes in einer *PTDF*-Matrix integrieren zu können. Anschließend werden die bei der Linearisierung des Lastflusses einhergehenden Ungenauigkeiten thematisiert.

Herleitung des linearisierten Lastflusses

Lastflussgleichungen für Wechselstromleitungen, zu finden in Standardwerken wie /ETH-03 11/, weisen ein stark nichtlineares Verhalten auf und sind von mehreren Parametern abhängig:

$$P_i = U_i \cdot \sum_{j \in I} \left(U_j \cdot (g_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)) \right)$$

$$Q_i = U_i \cdot \sum_{j \in I} \left(U_j \cdot (g_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - b_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)) \right) \quad (6)$$

$$P_{ij} = U_i^2 \cdot g_{ij} - U_i \cdot U_j \cdot g_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) - U_i \cdot U_j \cdot b_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)$$

$$Q_{ij} = -U_i^2 \cdot (b_{ij} + b_{ij}^{sh}) + U_i \cdot U_j \cdot b_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) - U_i \cdot U_j \cdot g_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) .$$

i, j :	Knoten i und j
P_i, Q_i [MW], [MVar]:	Wirk- und Blindleistungs-Einspeisung an Knoten i
U_i, δ_i [kV], [rad]:	Spannung und Spannungswinkel an Knoten i
P_{ij}, Q_{ij} [MW], [MVar]:	Wirk- und Blindleistungs-Fluss über die Leitung von i nach j
$b_{ij}, g_{ij}, b_{ij}^{sh}$ [1/Ω]:	Wirkleitwert, Blindleitwert (Suszeptanz) und Quer-Wirkleitwert der Leitung von i nach j

Die oberen beiden Zeilen in den Gleichungen (6) errechnen die eingespeiste Wirk- und Blindleistung an einem Netzknoten i unter Verwendung von Spannungswerten und -winkeln des Netzknoten i sowie aller durch Leitungen verbundener Netzknoten j . Des Weiteren werden Wirk- und Scheinleitwerte der angeschlossenen Leitungen in den Gleichungen verwendet. In den beiden unteren Zeilen der Gleichungen (6) wird die übertragene Leistung durch die Leitung von Knoten i nach j unter Verwendung der Leitungsparameter sowie den Spannungswerten und -winkeln an den Enden der Leitung berechnet.

Um diese Lastflussgleichungen im linearen Modell *ISAaR* implementieren zu können, müssen diese unter mehreren vereinfachenden Annahmen linearisiert werden. Dieses Vorgehen ist anschaulich und detailliert in /ELS-01 14/ und /KUL-01 14/ einzusehen.

Folgende Vereinfachungsschritte führen zu einer Linearisierung der Lastflussgleichungen in den Gleichungen (6):

- Annahme eines flachen Spannungsprofils: $U = 1 \text{ p.u.}$,

- Vernachlässigung von Blindleistung: $Q = 0$,
- Vernachlässigung von Wirkleistungsverlusten in Leitungen: $X \gg R \approx 0$,
- Annahme einer kleinen Differenz der Spannungswinkel zwischen zwei Knoten i und j , so dass gilt: $\sin(\delta_i - \delta_j) \approx \delta_i - \delta_j$.

Angewandt auf die Gleichung (6) vereinfacht sich der Ausdruck für die eingespeiste Leistung am Knoten i zu

$$P_i = \sum_{j \in I} \frac{1}{x_{ij}} \cdot (\delta_i - \delta_j) \quad (7)$$

x_{ij} [Ω]: Reaktanz (Blindwiderstand) der Leitung von Knoten i nach j .

und die übertragene Leistung über eine Leitung von i nach j zu

$$P_{ij} = \frac{1}{x_{ij}} \cdot (\delta_i - \delta_j) \cdot \quad (8)$$

Nach dieser Vereinfachung hängt die eingespeiste Leistung in den Knoten i und die über Leitungen von i nach j übertragene Leistung linear von der Differenz der Spannungswinkel an den Knoten ab. Der Zusammenhang zwischen Leistung und Reaktanz der Leitungen ist hingegen indirekt proportional. Die Zusammenhänge in den Gleichungen (7) und (8) lassen sich in Matrix-/Vektorschreibweise folgendermaßen darstellen:

$$\begin{aligned} P_{node} &= A^T \cdot B \cdot A \cdot \Phi \\ P_{link} &= B \cdot A \cdot \Phi \end{aligned} \quad (9)$$

P_{node} [MW]:	Vektor aller eingespeisten Leistungen an den Netzknoten ohne Referenzknoten
P_{link} [MW]:	Vektor der Leistungsflüsse über alle Leitungen
A [kV]:	Um eine beliebige Spalte reduzierte Leitungsverbindungs matrix. Die gelöschte Spalte ist dem sogenannten Referenzknoten zugeordnet
B [$1/\Omega$]:	Diagonalmatrix der inversen Reaktanzwerte aller Leitungen: $B = \text{diag}(1/x_{ij})$
Φ [rad]:	Vektor der Spannungswinkel-Differenzen an allen Netzknoten (außer des Referenzknotens) ggü. des Referenzknotens

Bei der Matrix A handelt es sich um eine Leitungsverbindungs matrix, welche die Verbindungen der Leitungen zwischen den Knoten des Netzes abbildet und um eine beliebige Spalte reduziert wurde (siehe /KUL-01 14/). Durch die Löschung einer Spalte wird ein Knoten des Netzes als ein Referenzknoten aufgefasst, auf welchen sich die Spannungswinkel-Differenzen Φ beziehen. Diese Reduktion ist notwendig, um die überbestimmte (singuläre) Matrix $A^T B A$ im Folgenden invertieren zu können und um somit die beiden Gleichungen in Formel (9) zu folgendem Ausdruck zusammenfügen zu können:

$$P_{link} = (B \cdot A) \cdot (A^T \cdot B \cdot A)^{-1} \cdot P_{node} = PTDF' \cdot P_{node} \quad (10)$$

$PTDF'$: PTDF-Matrix ohne Nullspalte für den Referenzknoten

In einem letzten (nicht für die Funktionalität notwendigen) Schritt wird nun die $PTDF$ -Matrix um eine Spalte erweitert, welche mit Nullen gefüllt ist. Damit kann der zuvor gelöschte Referenzknoten wieder in den Ausdruck aufgenommen werden. Außerdem wird der Vektor P_{node} um den Eintrag des Referenzknotens erweitert und im Folgenden Transaktion T genannt:

$$P_{link} = [PTDF' \quad \underline{0}] \cdot \begin{bmatrix} P_{node} \\ P_{node,ref} \end{bmatrix} = PTDF \cdot T. \quad (11)$$

T [MW]: Transaktion von Leistung von Knoten i zum Referenzknoten

Der Wert eines Elements T_i in Transaktion T gibt nun für den Knoten i an, wie viel Leistung zum Referenzknoten übertragen wird, die Werte in der zugehörigen Spalte der $PTDF$ -Matrix geben an, wie stark die jeweiligen Leitungen anteilig aufgrund dieser Transaktion ausgelastet werden.

Transformation von Leitungen verschiedener Spannungsebenen

Bei der Herleitung der $PTDF$ -Gleichungen wurde die Annahme eines flachen Spannungsprofils im Übertragungsnetz getroffen. Dies bedeutet nicht nur, dass natürliche, minimale Spannungsdifferenzen, welche den Stromfluss erst ermöglichen, vernachlässigt werden, sondern auch, dass verschiedene Spannungsebenen des Übertragungsnetzes „gleichgezogen“ werden müssen. Im Folgenden wird für Leitungparameter von Übertragungsleitungen einer anderen Spannungsebene als der 380 kV-Ebene eine Transformationsvorschrift hergeleitet, sodass alle Leitungen des Netzes wie 380 kV-Elemente behandelt werden können.

Im Übertragungsnetz kann elektrische Energie mittels Transformatoren zwischen unterschiedlichen Spannungsebenen übertragen werden. Im Rahmen des Netzmodells sind Leitungsgleichungen linearisiert und Wirkleistungsverluste der Übertragung vernachlässigt. Deshalb genügt für eine Darstellung des Transformators ein verlustfreier Übertrager als Modell. Dieses Zweitor besitzt das Schaltbild in **Abbildung 3-4** und folgende Gleichung in „Kettenform“:

$$\begin{bmatrix} u_1 \\ i_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \ddot{u} & 0 \\ 0 & 1/\ddot{u} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} u_2 \\ -i_2 \end{bmatrix} = f \left(\begin{bmatrix} u_2 \\ -i_2 \end{bmatrix} \right). \quad (12)$$

\ddot{u} : Übertragungsverhältnis: $\ddot{u} = u_1/u_2$

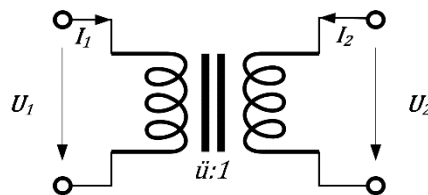


Abbildung 3-4: Schaltbild eines verlustfreien Übertragers.

Im Netzmodell werden Freileitungen vereinfacht als konzentrierte Elemente unter Vernachlässigung von Querelementen verwendet, was zu einer einfachen Leitungsgleichung in Formel (13) und einem simplen Schaltbild in **Abbildung 3-5** führt. Die Impedanz \underline{Z} bildet sich hierbei aus $\underline{Z} = R + j \cdot X$, wobei der Wirkwiderstand vernachlässigt wird. Daraus folgt: $\underline{Z} = j \cdot X$.

$$\begin{bmatrix} u_1 \\ i_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -\underline{Z} \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} u_2 \\ -i_2 \end{bmatrix} = g \left(\begin{bmatrix} u_2 \\ -i_2 \end{bmatrix} \right) \quad (13)$$

\underline{Z} [Ω]: Längsimpedanz, wobei gilt: $R \approx 0 \rightarrow Z = j \cdot X$

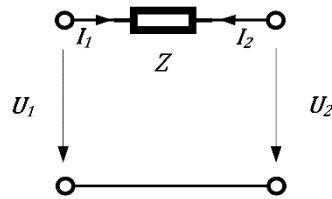


Abbildung 3-5: Schaltbild einer linearisierten Freileitung im PTDF-Ansatz.

Um eine beliebige Leitung als eine äquivalente Leitung in der 380kV-Spannungsebene auszudrücken, müssen deren Parameter transformiert werden. Dafür kommen die idealen Übertrager zum Einsatz, welche an den beiden Enden der Leitung angefügt werden und vereinfacht Transformatoren modellieren, welche die Spannung von 380 kV auf die Spannungsebene der Leitung und am anderen Ende wieder zurück transformieren. Daraus ergibt sich das in **Abbildung 3-6** dargestellte Schaltbild.

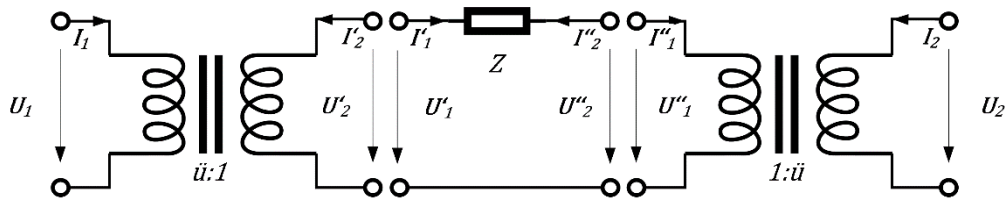


Abbildung 3-6: Schaltbild einer Leitung mit idealen Übertragern als Transformatoren zur Abbildung einer Leitung einer anderen Spannungsebene als der 380 kV-Ebene.

Nun soll für diese Kettenverschaltung ein geschlossener Ausdruck hergeleitet werden, so dass U_1 und I_1 als Funktion von U_2 und I_2 dargestellt sind. Auf diese Weise wird diese Kettenverschaltung, welche eine Leitung aus einer anderen Spannungsebene als der 380 kV-Ebene in Ausdrücken der Referenzspannungsebene darstellt, vergleichbar mit einer Leitung der 380 kV-Spannungsebene. Es gilt dabei

$$\begin{bmatrix} u'_1 \\ i'_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u'_2 \\ -i'_2 \end{bmatrix} \text{ und } \begin{bmatrix} u''_1 \\ i''_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u''_2 \\ -i''_2 \end{bmatrix}. \quad (14)$$

Mit den Gleichungen (12) und (13) sowie den Zusammenhängen in Gleichung (14) kann die Gleichung der Kettenverschaltung aufgestellt werden:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} u_1 \\ i_1 \end{bmatrix} &= f \left(\begin{bmatrix} u'_2 \\ -i'_2 \end{bmatrix} \right) = f \left(g \left(\begin{bmatrix} u''_2 \\ -i''_2 \end{bmatrix} \right) \right) = f \left(g \left(f^{-1} \left(\begin{bmatrix} u_2 \\ -i_2 \end{bmatrix} \right) \right) \right) \\ \begin{bmatrix} u_1 \\ i_1 \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} \ddot{u} & 0 \\ 0 & 1/\ddot{u} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -Z \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1/\ddot{u} & 0 \\ 0 & \ddot{u} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} u_2 \\ -i_2 \end{bmatrix}. \end{aligned} \quad (15)$$

Daraus folgt die Beschreibung einer Leitung, welche auf einer anderen Spannungsebene als der 380 kV-Ebene betrieben wird:

$$\begin{bmatrix} u_1 \\ i_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -\ddot{u}^2 \cdot Z \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} u_2 \\ -i_2 \end{bmatrix}. \quad (16)$$

Im Vergleich zur Leitungsgleichung der Referenzspannungsebene in Gleichung (13) zeigt sich, dass die Parameter von Leitungen in anderen Spannungsebenen aus der Werte der Referenzspannungsebene um den Faktor \ddot{u}^2 verändert werden. Es gilt somit

für auf die Referenzspannungsebene transformierte Leitungen folgende Transformationsvorschrift:

$$\underline{Z}^* = \ddot{u}^2 \cdot \underline{Z} \text{ und somit } X^* = \ddot{u}^2 \cdot X \text{ mit } \ddot{u} = u_1/u_2. \quad (17)$$

Dies bedeutet für Leitungen der 220 kV-Spannungsebene, dass deren Reaktanzen, bevor sie in die Bildung der *PTDF*-Matrix einfließen um den Faktor $\ddot{u} = 2,98$ vergrößert werden müssen, um einer äquivalenten Leitungsdarstellung der 380 kV-Spannungsebene zu entsprechen.

Genauigkeit des linearisierten Lastflusses

Die Netzdarstellung ist durch die beschriebenen vereinfachenden Annahmen per Definition inkorrekt und weist gegenüber einer nichtlinearen Lastflussberechnung Abweichungen auf. Im Folgenden soll erörtert werden, innerhalb welcher Grenzen es zu geringen Abweichung der Leitungsauslastungen kommt. Die Veröffentlichung von Purchala et al. /KUL-01 06/ beschäftigt sich mit dieser Thematik und deren Ergebnisse sollen an dieser Stelle wiedergegeben werden.

Mit Messwerten aus dem belgischen Höchstspannungsnetz wird die Vereinfachung der linearisierten Spannungswinkel-Differenzen untersucht und gezeigt, dass aus dieser Annahme keine signifikanten Fehler bei der Lastflussberechnung mit dem *PTDF*-Ansatz entstehen. Jedoch ist die Vernachlässigung von Wirkleistungsverlusten in den Leitungen bei der linearisierten Lastflussberechnung eine Fehlerquelle, welche aber bei Leitungen mit einem X/R -Verhältnis¹ größer zwei gering bleibt. Die Abweichung zwischen linearisierter Lastflussberechnung und dem nichtlinearen Ergebnis bleibt dabei bei unter 5 %. Generell gilt, je höher die Spannungsebene, desto größer ist das X/R -Verhältnis und desto geringer ist der Einfluss der Wirkleistungsverluste. Da in *ISAA* lediglich Leitungen des Höchstspannungsnetzes sowie wenige 110 kV-Leitungen betrachtet werden, besitzen diese Leitungen ein X/R -Verhältnis mit Werten größer als 3,5, was somit den Fehler in der Lastflussberechnung klein hält.

Als einen starken Einfluss auf die Korrektheit der linearisierten Lastflussberechnung identifizieren Purchala et al. die Annahme eines flachen Spannungsprofils, welche nie eingehalten werden kann, aber große Fehler bei der Berechnung der Leitungsauslastung verursacht. Als Faustformel wird für annehmbar kleine Fehler von 5 % in der Leitungsauslastung vorgeschlagen, dass die Standardabweichung aller Spannungen an den Knoten des Netzes kleiner 0,01 sein sollte. Simulationen zeigen jedoch, dass dadurch Berechnungsfehler einzelner Leitungen 5 % weit übersteigen. Diese Leitungen sind aber meist schwach ausgelastet. Bei stark ausgelasteten Leitungen sind Abweichungen größer 5 % hingegen sehr selten zu beobachten. /KUL-01 06/.

¹Das X/R -Verhältnis beschreibt den Quotienten aus Reaktanz und Wirkwiderstand einer Leitung.

Van den Bergh et al. empfehlen deswegen in /KUL-01 14/, aufgrund vereinzelter sehr großer Abweichungen in der Berechnung von Leitungsauslastungen durch den *PTDF*-Ansatz, spezifische Aussagen zu einzelnen Leitungen nur mit Vorsicht zu treffen.

Eine Untersuchung der Abweichungen zwischen AC-Lastflussberechnung und dem *PTDF*-Ansatz bei unterschiedlichen Leitungsauslastungen wird ebenfalls in /IET-01 15/ durchgeführt. **Abbildung 3-7** zeigt dort, dass die Vereinfachung durch Linearisierung stets zu geringeren Leitungsauslastungen als tatsächlich vorhanden führt, was der im *PTDF*-Ansatz vernachlässigten Blindleistungsbelastung zuzuschreiben ist. Mit größer werdender Auslastung steigt der Blindleistungsbedarf einer Leitung quadratisch und führt bei Auslastungen von über 70 % zu beträchtlichen Abweichungen. Da in *ISAaR* durch das $(n-1)$ -Kriterium² Leitungsauslastungen auf 70 % beschränkt werden, hält sich der nicht berücksichtigte Blindleistungsbedarf in Grenzen und durch den *PTDF*-Ansatz entstehen keine signifikanten Abweichungen.

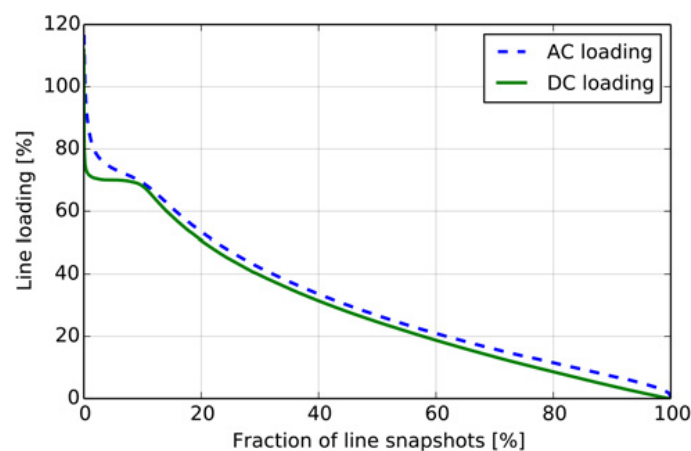


Abbildung 3-7: Leitungsauslastungen in einer Simulation, Vergleich der AC-Lastflussberechnung mit der *PTDF*-Berechnung. Bildquelle: /IET-01 15/.

3.2.3.2 Anforderungen an die Netzdarstellung

Das europäische Übertragungsnetz besteht aus einer großen Anzahl verschiedener Netzelemente wie Wechselstromleitungen und Hochspannungs-Gleichstromleitungen (*HVDC*-Leitungen) in verschiedenen Spannungsebenen oder Phasenschieber-Transformatoren zur Lastflusssteuerung. Gemäß der *ISAaR*-Modellstruktur werden die für eine Simulation zu betrachtenden Netzelemente per Datenbankabfrage abgerufen und sollen zur Erstellung des linearen Problems auf eine Netzdarstellung gemäß den theoretischen Grundlagen in Abschnitt 3.2.3.1 gebracht werden. Ungeachtet der abgerufenen Leitungsdaten soll dabei eine lauffähige *PTDF*-Matrix erstellt werden. **Abbildung 3-8** illustriert dazu den grundlegenden Arbeitsablauf im Netzmodell.

² Das $(n-1)$ -Kriterium stellt sicher, dass auch bei Ausfall eines Netzelements die Stromversorgung gewährleistet werden kann. Durch eine maximale Auslastung der Leitungen auf 70 % kann diese Anforderung näherungsweise eingehalten werden, siehe dazu Abschnitt 3.2.3.2.

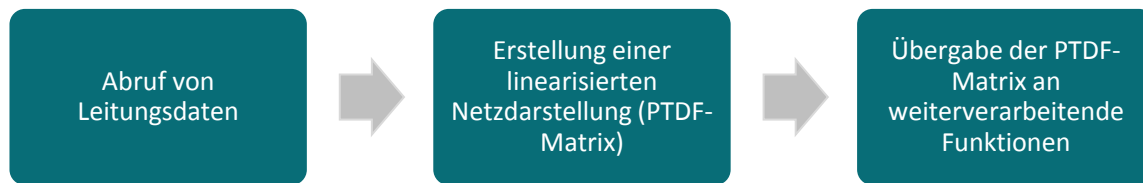


Abbildung 3-8: Grundlegender Arbeitsablauf im Netzmodell.

Zur Erstellung der *PTDF*-Matrix müssen aus den Netzdaten isolierte Wechselstrom-Teilnetze herausgefiltert werden, da für diese jeweils eine *PTDF*-Matrix erstellt werden muss. Weiterhin müssen *HVDC*-Leitungen beim Einbau in die *PTDF*-Matrix gesondert behandelt werden, da solche Leitungen als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen realisiert sind und an beiden Enden die Auslastung vollständig kontrolliert werden können. Der Einsatz von Phasenschiebertransformatoren wird vorerst nicht implementiert.³

Weiterhin soll bei der Netzrepräsentation stets das $(n-1)$ -Kriterium eingehalten werden, sodass im Falle eines ausfallenden Elements im Netz eine sichere Energieversorgung weiterhin gewährleistet ist. Vereinfacht wird dieses Kriterium durch eine Beschränkung der Leitungsauslastungen auf maximal 70 % ihrer thermischen Grenzleistung⁴ abgebildet (*NEP-01 12*, *IET-01 15*). *HVDC*-Leitungen hingegen können aufgrund ihrer Steuerbarkeit bis zu 100 % ihrer thermischen Grenzleistung ausgelastet werden.

Als weitere Anforderung soll für Leitungen des Übertragungsnetzes die Möglichkeit bestehen, mit Freileitungsmonitoring betrieben zu werden und aufgrund dessen höhere Übertragungskapazitäten zur Verfügung stellen zu können. Dazu soll jeder Leitung bei der Datenbankabfrage ein witterungsbedingtes Überlastungspotenzial zugeordnet werden können, welches die Leitungskapazität zu den jeweiligen Simulationszeitpunkten verändert.

Alle die hier definierten Anforderungen an die Netzdarstellung werden im folgenden Abschnitt zur Implementierung des *PTDF*-Ansatzes im *ISAaR* umgesetzt, sodass stets, ungeachtet der übergebenen Leitungsdaten, eine rechenfähige Netzdarstellung generiert wird.

3.2.3.3 Implementierung im Simulationsmodell

Nachdem in den theoretischen Grundlagen in Abschnitt 3.2.3.1 die Herleitung des *PTDF*-Ansatzes und die Transformation von Leitungen unterschiedlicher Spannungsebenen aufgezeigt und in Abschnitt 3.2.3.2 die Anforderungen an die Netzdarstellung definiert wurden, soll nun die Umsetzung und Implementierung des *PTDF*-Ansatzes im *ISAaR* aufgezeigt werden. Zunächst soll die Implementierung des

³ Die Abbildung von Phasenschiebertransformatoren im *ISAaR* ist bereits vorgesehen, wird im Rahmen dieser Arbeit jedoch nicht berücksichtigt.

⁴ Die thermische Grenzleistung, auch *LTC* (Line Transfer Capacity) genannt, beschreibt die dauerhafte Übertragungsleistung einer Leitung, bei welcher unter Norm-Bedingungen keine Überhitzung stattfindet. Siehe dazu Abschnitt 0.

linearisierten Lastflusses in den Gleichungen des *ISAaR* beschrieben werden, danach werden Details zur technischen Umsetzung bei der Erstellung der *PTDF*-Matrix und den Beschränkungen von Übertragungskapazitäten erläutert.

3.2.3.3.1 Einbindung des Lastflusses in die Modellgleichungen

Das Ziel der Optimierung ist die Minimierung der Systemgesamtkosten K , welche sich (hauptsächlich) aus dem Kraftwerkseinsatz G von konventionellen Kraftwerken ergeben:

$$K = \min_G \sum_{n \in N} \sum_{i \in I_n} \sum_{t \in T} (f_{n,i,t} \cdot G_{n,i,t}). \quad (18)$$

K [€]:	Systemgesamtkosten
G [MWh]:	Variablen zur Beschreibung der Kraftwerke wie Ausgangsleistung, Wärmeleistung, ...
f [€/MWh]:	spezifische Kosten der Kraftwerksvariablen G
N :	Menge aller Netzknoten
I_n :	Menge aller Kraftwerksinstanzen an Knoten n
T :	Menge aller Zeitpunkte

Gesucht wird der minimale Kraftwerkseinsatz aller Kraftwerksinstanzen I an allen Netzknoten N zu jedem Zeitpunkt T der Optimierung. Der Kraftwerkseinsatz ist mit spezifischen Energieerzeugungskosten f verbunden, welche für verschiedene Kraftwerksinstanzen und auch für verschiedene Zeitpunkte variieren können. In *ISAaR* entstehen Kraftwerkseinsatzkosten differenziert aus mehreren Kraftwerksvariablen, welche hier der Übersichtlichkeit halber nicht mit aufgeführt werden und in der Variable G zusammengefasst sind

In einer ersten Nebenbedingung, der Beschränkung der Kraftwerksvariablen, werden die Grenzen der Kraftwerksvariablen festgelegt:

$$\underline{G}_{min,t} \leq \underline{G}_t \leq \underline{G}_{max,t} \quad \forall t \in T. \quad (19)$$

$G_{min} [\bullet]$:	Untere Grenze der Kraftwerksvariablen
$G_{max} [\bullet]$:	Obere Grenze der Kraftwerksvariablen

Eine weitere Bedingung, die Lastbedingung *PTDF_{load_{el}}*, wahrt die Energiebilanz an jedem Netzknoten zu jedem Zeitpunkt:

$$\sum_{i \in I_n} G_{n,i,t} + \sum_{j \in J_n} T_{j \leftrightarrow n,t} = D_{n,t} \quad \forall n \in N \quad \forall t \in T. \quad (20)$$

$T_{j \leftrightarrow n}$ [MWh]:	Transaktion zwischen Knoten n und Knoten j
D [MWh]:	Energiebedarf im Knoten n
J_n :	Menge aller Nachbarknoten von Knoten n , welche durch eine Transaktion verbunden sind

Die Last D_n im Netzknoten n kann durch Erzeugung von Energie der am Netzknoten angeschlossenen Kraftwerke G_n oder bzw. und durch den Bezug von Energie mittels einer Transaktion T gedeckt werden. Auch kann mehr Energie in den Kraftwerken G_n erzeugt werden als im Knoten n benötigt wird und mittels Energietransaktionen T exportiert werden.

Der kausale Effekt der Transaktionen T aus Formel (11) auf die Auslastung P_{link} der Leitungen im Netz wird unter Verwendung der $PTDF$ -Matrix in der Bedingung $PTDF_P_link_transaction$ abgebildet:

$$P_{link,t} = \underline{PTDF} \cdot T_t \quad \forall t \in T. \tag{21}$$

\underline{PTDF} : (Zeitinvariante) $PTDF$ -Matrix
 \underline{P}_{link} [MWh]: Übertragungsleistungen aller Leitungen im Netz

Die von den Leitungen maximal übertragbare Kapazität wird schließlich in der Beschränkung der Leitungsvariablen festgelegt:

$$P_{min,t} \leq P_{link,t} \leq P_{max,t} \quad \forall t \in T. \tag{22}$$

P_{min} [MWh]: Minimal mögliche Übertragungskapazität
 P_{max} [MWh]: Maximal mögliche Übertragungskapazität

3.2.3.3.2 Erzeugung der $PTDF$ -Matrix

Nachdem mit Formel (21) gezeigt wurde, an welcher Stelle in den Gleichungen der Optimierung die netzbeschreibende $PTDF$ -Matrix eingebaut ist, wird im Folgenden der Vorgang der $PTDF$ -Matrix-Erstellung aus den abgerufenen Leitungsdaten beschrieben. **Abbildung 3-9** visualisiert diesen Vorgang.

Zunächst werden per SQL -Abfrage Leitungsdaten aus der $FREM$ -Datenbank abgerufen. Neben Start- und Endknoten der Leitung, werden weitere Parameter übergeben, wie die thermische Grenzleistung, Reaktanz, Spannungsebene und Prozess-ID, anhand derer eingesehen werden kann, ob es sich um Wechselstromleitungen (AC-Leitungen) oder um HVDC-Leitungen handelt. Die Reaktanzwerte der Wechselstromleitungen werden dabei bereits innerhalb der Abfrage mittels Gleichung (17) auf äquivalente Reaktanzen der 380 kV-Spannungsebene transformiert und an das $ISAaR$ übergeben.

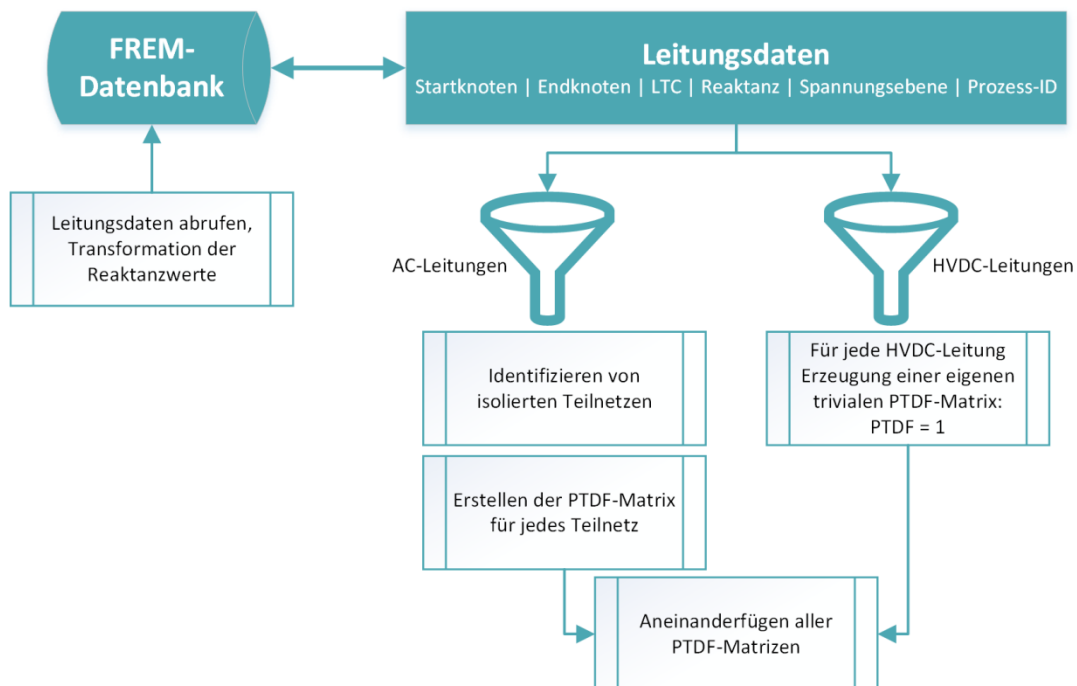


Abbildung 3-9: Vorgang bei der Erstellung der $PTDF$ -Matrix.

Vorgehen bei isolierten Teilnetzen

Nach der Datenbankabfrage eines zu simulierenden Netzes werden zunächst alle isolierten Teilnetze der Wechselstromleitungen identifiziert und für diese einzeln eine *PTDF*-Matrix erstellt. Es ergeben sich beispielsweise drei isolierte Teilnetze: Das europäische Festland, Großbritannien und Skandinavien. Die Berechnung der *PTDF*-Matrizen geschieht wie folgt: Zunächst werden die Leitungsverbindungsmatrizen A' und die Diagonalmatrizen der Suszeptanzen B der Wechselstrom-Leitungen der isolierten Teilnetze erstellt. Es wird danach jeweils ein beliebiger Netzknoten in den Teilnetzen ausgewählt und aus A' gelöscht. Mit den reduzierten Leitungsverbindungsmatrizen A und den Gleichungen (10) und (11) werden die *PTDF*-Matrizen erstellt.

Integration von HVDC-Leitungen

HVDC-Leitungen erfahren bei der Erstellung der *PTDF*-Matrix eine besondere Bearbeitung, da diese im Gegensatz zu Wechselstromleitungen als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen mit Konverterstationen an beiden Enden ausgeführt werden und somit beliebig steuerbar sind. Deshalb wird für jede *HVDC*-Leitung eine eigene triviale *PTDF*-Matrix erstellt, um die volle Steuerbarkeit dieser Leitungen im *ISAaR* zu verwirklichen:

$$\underline{P}_{link,DC} = \text{diag}(1) \cdot \underline{T}_{DC}. \quad (23)$$

$\underline{P}_{link,DC}$ [MWh]: Vektor aller HGÜ-Leitungen

$\text{diag}(1)$: Diagonalmatrix mit Einsen auf der Diagonale

\underline{T}_{DC} [MWh]: Vektor aller HGÜ-Transaktionen. Diese Transaktionen werden vom Startknoten der Leitung zu dessen Endknoten gewertet.

Nun ist eine Transaktion vom Startknoten einer *HVDC*-Leitung zu deren Ende einzig mit dessen Auslastung verlinkt, ohne dass dadurch eine andere Leitung belastet wird.

Zusammenfügen von *PTDF*-Teilmatrizen

Als finaler Schritt werden alle *PTDF*-Teilmatrizen auf einer Diagonalen aneinandergereiht, was somit die komplette *PTDF*-Matrix des Übertragungsnetzes ergibt. Für das europäische Übertragungsnetz ergibt sich eine *PTDF*-Matrix, deren Belegung in **Abbildung 3-10** abgebildet ist.

Zusätzlich zu den Werten der *PTDF*-Matrix werden weitere Informationen an weiterverarbeitende Funktionen des *ISAaR* übergeben: Für jede Zeile wird die Leitungs-ID, sowie Start- und Endknoten der Leitungen und für jede Spalte die Start- und Endknoten der Transaktionen entsprechend erstellt und als Metadaten an die *PTDF*-Matrix angefügt.

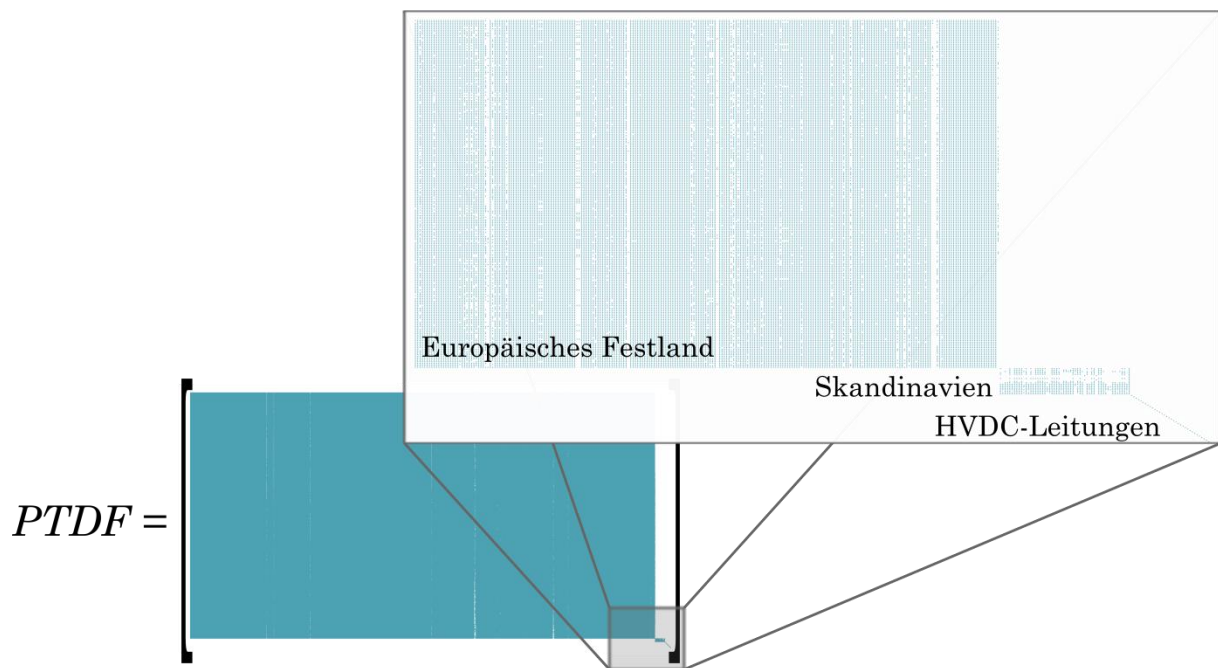


Abbildung 3-10: Ausschnitt der Belegung der PTDF-Matrix. Blöcke von links nach rechts: Europäisches Festland (AC), Skandinavien (AC), HVDC-Leitungen. Ein blauer Punkt beschreibt ein Matrixelement größer Null.

3.2.3.3.3 Maximale Übertragungskapazitäten in Leitungen

Formel (22) der Modellgleichungen in Abschnitt 3.2.3.3.1 beschränkt die Übertragungskapazitäten der Leitungen im Übertragungsnetz auf deren jeweilige maximale Werte. Um die in Abschnitt 3.2.3.2 an die Netzdarstellung gestellten Forderungen zu verwirklichen, wird Formel (22) mit mehreren Parametern erweitert. Des Weiteren wird durch zusätzliche zuschaltbare Bedingungen eine harte Grenze der maximalen Übertragungsfähigkeit aufgeweicht, um eine höhere Auslastung von Leitungen über deren maximalen Übertragungskapazitäten zu erlauben.

Zusammengefasst werden folgende Anforderungen an die Dynamik der Beschränkung maximaler Übertragungskapazitäten gestellt:

- Die übertragene Leistung einer Leitung soll erzwungen werden können, zum Beispiel um bei grenzüberschreitenden Lastflüssen Export- und Importflüsse einzuhalten.
- Die verfügbare Übertragungskapazität einer Leitung soll zeitabhängig erhöht und verkleinert werden können, zum Beispiel bei Einsatz von witterungsabhängigem Freileitungsmonitoring.
- Leitungen sollen verfügbare Kapazitäten nicht gänzlich nutzen können, zum Beispiel zur Vorhaltung von Reservekapazitäten, um das $(n-1)$ -Kriterium zu erfüllen. Andererseits sollen beispielsweise HVDC-Leitungen ihre komplette Übertragungskapazität nutzen können.

3.2.4 Methodik zur Durchführung von Berechnungen

In diesem Abschnitt wird zunächst beschrieben, nach welcher Abfolge ein Berechnungslauf im Allgemeinen durchgeführt wird, danach wird der Einsatz von

Hilfselementen im Verbesserungsprozess des Modells und der Einbau von Exportsaldi an den Grenzen des Marktgebietes beschrieben.

3.2.4.1 Modellgleichungen zur Umsetzung des Redispatchverhaltens

Im deutsch-österreichischen Elektrizitätssystem wird der Kraftwerkseinsatz an der Strombörse *EEX* im Vorfeld gehandelt, um die erwartete Last im Marktgebiet zu decken. Das Biet- und Kaufverhalten an der Börse kann durch das Merit-Order-Prinzip der Kraftwerkseinsatzkosten hinreichend genau dargestellt werden und wird im *ISAaR* durch eine erste Simulation unter Vernachlässigung des Netzes („Kupferplatten“-Berechnung) berechnet. Die sich aus der ersten Berechnung ergebenden Kraftwerkseinsätze dienen in einer darauffolgenden Simulation als die an der Börse gehandelten Fahrpläne, deren Erzeugungsverläufe möglichst einzuhalten sind. Die zweite Simulation berücksichtigt nun das Übertragungsnetz mittels des *PTDF*-Ansatzes, wobei es zu Netzengpässen kommen kann. Die in den Kraftwerken erzeugte Energie kann aufgrund ungenügender Übertragungskapazitäten nicht zu den Verbrauchern transportiert werden und verursacht in der Folge Abweichungen geplanter Kraftwerkseinsätze, wie **Abbildung 3-11** schematisch zeigt.

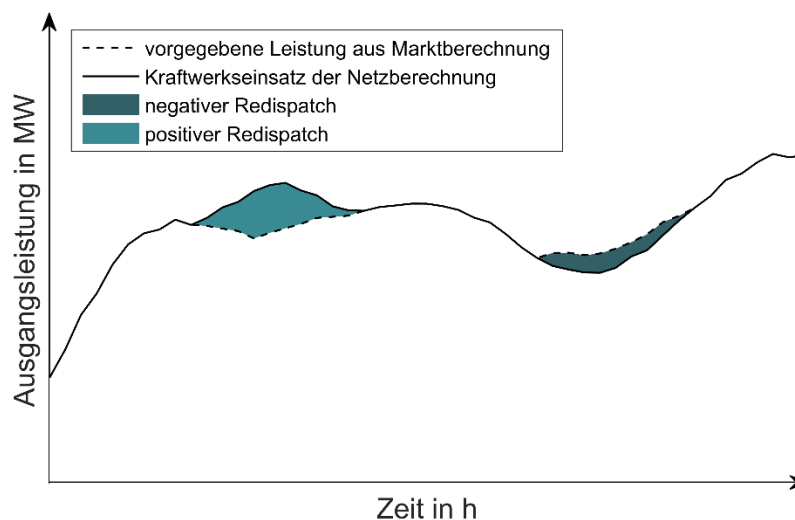


Abbildung 3-11: *Erzeugungsgang eines Kraftwerkes unter der Vorgabe eines Fahrplanes aus vorhergegangener Marktbeschreibung. Abweichungen vom Fahrplan, der Redispatch, sind farblich gekennzeichnet.*

Eine größere Ausgangsleistung, als der Fahrplan vorgibt, ist ein positiver Redispatch. Wird die Kraftwerksleistung jedoch kleiner als geplant, wird von negativem Redispatch gesprochen. Um die Last im gesamten Netz zu decken, muss stets gleich viel Leistung erzeugt werden, deshalb tritt zu jedem Zeitpunkt die gleiche Menge positiver Redispatch wie negativer Redispatch auf.⁵

⁵ Der sich bei der Simulation im *ISAaR* ergebende Redispatch umfasst neben einem Eingriff in Kraftwerksfahrpläne aufgrund von strombedingten Überlastungen in

Bei einem Redispatch-Vorgang wird im Simulationsmodell das teuerste sich im Einsatz befindende Kraftwerk, welches auf der Überproduktionsseite eines Netzengpasses steht, heruntergeregelt und ein möglichst günstiges Kraftwerk auf der unterversorgten Seite des Netzengpasses hochgefahren. **Abbildung 3-12** visualisiert einen solchen Redispatch-Vorgang anhand einer Merit-Order-Kurve des Kraftwerksbestandes für einen beliebigen Zeitpunkt: Das nächstteuerste Kraftwerk rechts des Arbeitspunktes und das nächstgünstigste Kraftwerk links des Arbeitspunktes, welches jeweils eine Netzüberlastung verhindert, wird heruntergeregelt bzw. hochgefahren.

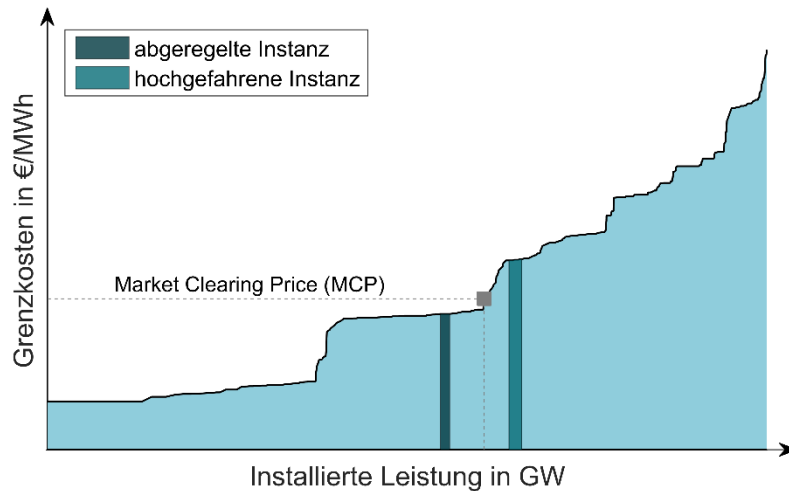


Abbildung 3-12: *Redispatchvorgang zu einem beliebigen Zeitpunkt, visualisiert im Merit-Order-Diagramm: Das nächstteuerste Kraftwerk rechts des Arbeitspunktes und das nächstgünstigste Kraftwerk links des Arbeitspunktes, welches jeweils eine Netzüberlastung verhindert, wird heruntergeregelt bzw. hochgefahren.*

Modellgleichungen

Die mathematische Herangehensweise zur Umsetzung eines solchen Redispatchverhaltens geschieht im *ISAA*R mit der Einführung von weiteren Variablen und Bedingungen zur Beschreibung von Kraftwerken. Eine Variable beschreibt die positive Differenz zwischen der tatsächlichen Leistung des Kraftwerkes P_{el_out} und des Fahrplanes, also die Leistung des positiven Redispatch P_{δ}^+ und analog beschreibt P_{δ}^- die Leistung des negativen Redispatches des Kraftwerkes. Der Zusammenhang zwischen P_{el_Markt} , P_{el_out} und der Redispatchleistung P_{δ} drückt sich im Rahmen der Modellgleichungen des *ISAA*R folgendermaßen aus:

$$P_{el_Markt} \leq P_{el_out} - P_{\delta}^+ + P_{\delta}^- \leq P_{el_Markt}, \quad (24)$$

Leitungen auch die Abregelung Erneuerbarer Energien und das sogenannte Counter-Trading, einem vorbeugenden Energiehandel zur Entspannung zu erwartender Überlastsituationen. Der Einsatz von spannungsbedingtem Redispatch tritt in den Simulationen nicht auf.

$$0 \leq P_{\delta}^{+} \leq (c_{avail} \cdot P_{out_max} - P_{el_Markt}),$$

$$0 \leq P_{\delta}^{-} \leq P_{el_Markt}.$$

P_{el_out} [MW]:	Elektrische Kraftwerks-Ausgangsleistung: $0 \leq P_{el_out} \leq c_{avail} \cdot P_{out_max}$
P_{el_Markt} [MW]:	Fahrplan der Kraftwerksleistung: $0 \leq P_{el_Markt} \leq c_{avail} \cdot P_{out_max}$
P_{out_max} [MW]:	Maximale Kraftwerksleistung
c_{avail} :	Verfügbarkeit des Kraftwerks / Anteil der maximalen Kraftwerksleistung, die abrufbar ist
$P_{\delta}^{+}, P_{\delta}^{-}$ [MW]:	Positiver, negativer Redispatcheinsatz des Kraftwerks

Der Abruf von positiven Redispatch steht unter höheren Kosten, diese verhalten sich aber skalar zu den Kraftwerkseinsatzkosten, sodass günstigere Kraftwerke zuerst für die Bereitstellung von Redispatchleistung hochgefahren werden. Für den Einsatz von negativem Redispatch aber entstehen Erlöse. Diese entsprechen betragsmäßig den Kraftwerkseinsatzkosten - nach einem Vorzeichenwechsel als Erlös:

$$f_{\delta}^{+} = 300 + \left(f_{P_el_out} + \frac{f_{fuel} + c_{emmission} \cdot f_{CO2}}{\eta_{el}} \right) \cdot P_{\delta}^{+}, \quad (25)$$

$$f_{\delta}^{-} = - \left(f_{P_el_out} + \frac{f_{fuel} + c_{emission} \cdot f_{CO2}}{\eta_{el}} \right) \cdot P_{\delta}^{-}.$$

$f_{\delta}^{+}, f_{\delta}^{-}$ [€/MW]:	Kosten / Erlöse für positiven / negativen Redispatch (simulationsintern)
$f_{P_el_out}$ [€/MW]:	Variable Betriebskosten
f_{fuel} [€/MW]:	Brennstoffkosten
$c_{emmission}$ [tCO ₂ /MW]:	Emissionsfaktor des Brennstoffs
f_{CO2} [€/tCO ₂]:	CO ₂ -Emissionskosten
η_{el} :	Elektrischer Wirkungsgrad

Auf diese Weise wird erreicht, dass die Kraftwerke mit dem teuersten Kraftwerkseinsatz bei negativem Redispatchabruf auch die größten Erlöse erbringen und somit zuerst heruntergeregelt werden. Es gilt hierbei jedoch zu beachten, dass der Abruf des günstigsten positiven Redispatch teurer sein muss, als der höchste Erlös aus negativem Redispatch, sonst würde sich eine ungewollte Erlössituation durch Redispatch in der Simulation einschleichen.

Saisonspeicher und Pumpspeicherkraftwerke nehmen aufgrund der vielen zeitschritt-verknüpfenden Variablen nicht am Redispatch-Vorgang teil, da die Dauer der Optimierung in diesem Fall zu groß gerät.

Optimaler Börsenhandel

Sehr interessante Ergebnisse liefert ebenso eine weitere Simulationsmöglichkeit, bei welcher vorab kein Fahrplan „auf der Kupferplatte“ für Kraftwerkseinsätze errechnet wird und daraus resultierende Netzengpässe durch Redispatch ausgeregelt werden. Bei dieser Simulation wird in nur einem Berechnungslauf der Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung des Netzes berechnet. Eine solche Berechnung entspricht einem hypothetischen Börsenhandel von Elektrizität, bei welchem Netzengpässe in den Handel einfließen und teure Redispatchmaßnahmen möglichst vermieden werden. Es wird damit das volkswirtschaftliche Minimum der Stromerzeugungskosten errechnet. Zwar ist eine solche Berechnung im derzeitigen Strommarktdesign nur hypothetischer Natur, lässt aber auf entstandene Kosten aufgrund von Netzengpässen schließen und zeigt

Optimierungspotenziale durch alternative Handelsmethoden mit Berücksichtigung von Netzrestriktionen. Eine knotenscharfe Berechnung der Strompreise wird auch als „Nodal-Pricing“ bezeichnet.

Ein Vergleich der Wirksamkeit von Netzoptimierenden Maßnahmen unter Berücksichtigung der klassischen Redispatch-Kaskade und des „Nodal-Pricing“-Ansatzes ist im Bericht zur Einsatzreihenfolge zu finden.

3.2.4.2 Auswertung eines Simulationslaufes

Nachdem eine europäische Markt- und Netzsimulation durchgeführt wurde, kann die Simulation wie in Kapitel 3.1.4 beschrieben und anschließend verschiedene Auswertungen und Analysen durchgeführt werden:

- Bilanzierung und Visualisierung des Kraftwerkseinsatzes sowie Verwendung der erneuerbaren Energiepotenziale
- Visualisierung von Lastflüssen und Leitungsauslastungen
- Visualisierung von Redispatchmaßnahmen
- Visualisierung des Einsatzes von Hilfselementen
- Analyse von Leitungsauslastungen und Netzengpässen
- Betrachtung von grenzüberschreitenden Lastflüssen

Eine sehr große Unterstützung ist die visuelle Abbildung der Netzauslastung in einer dynamischen Karte mit dem zugehörigen Kraftwerkseinsatz und Nutzung Erneuerbarer Energien zu jedem beliebigen Zeitpunkt des Simulationszeitraumes. Dazu können weitere Auswertungen, wie der Einsatz von Hilfselementen oder Redispatch eingeblendet werden. **Abbildung 3-13** zeigt einen Bildschirmausschnitt dieses Tools.

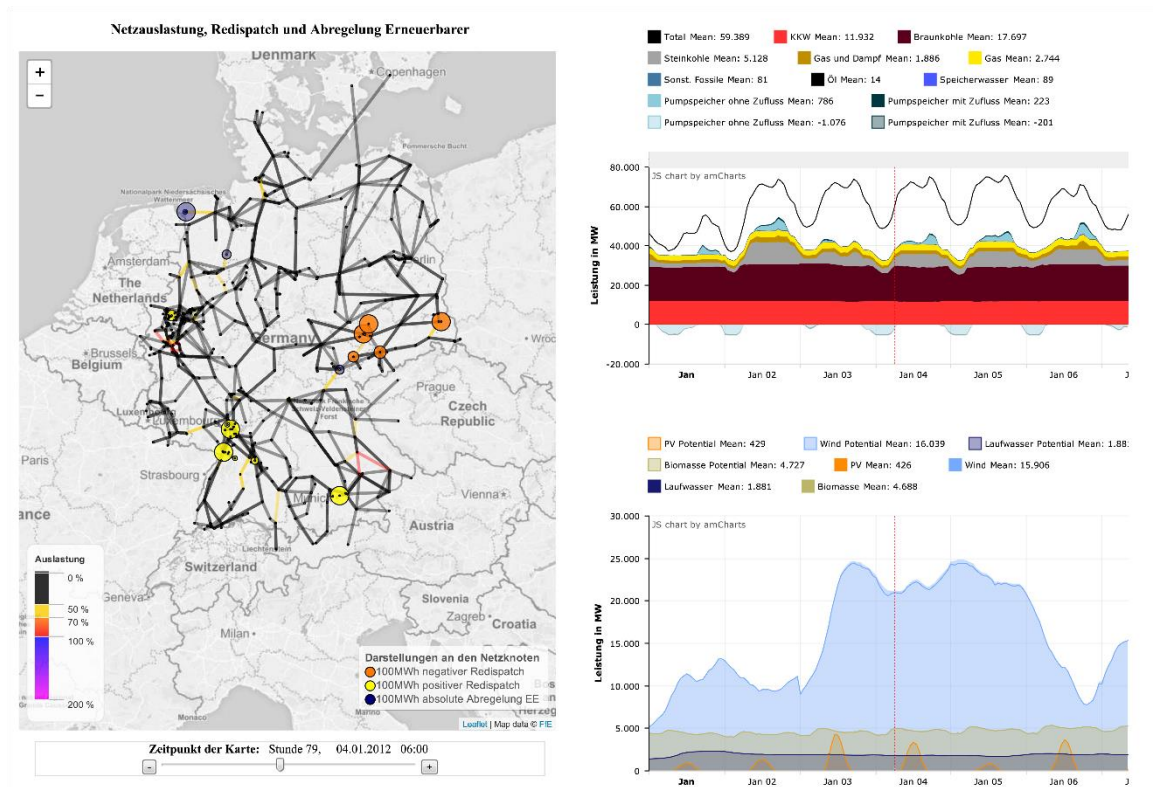


Abbildung 3-13: Exemplarische Visualisierung eines Berechnungslaufes

3.3 Eingangsdaten

Im Nachfolgenden werden die Eingangsdaten, welche im Kontext des Projekts MONA 2030 exklusiv für die Übertragungsnetzberechnungen genutzt wurden, beschrieben. Erneuerbaren Energien und deren regionale Durchdringung besitzen große Überschneidungen mit der Datenbasis der Verteilnetzberechnungen der Modellumgebung GridSim (siehe Kapitel 1). Neben anderen energiewirtschaftlichen Grundlagendaten werden diese, von beiden Modellen genutzten Daten, in Kapitel 2 erläutert. In den folgenden Kapiteln wird daher an einigen Stellen auf Passagen aus Kapitel 2 verwiesen, beziehungsweise werden diese um modellspezifische Eingangsdaten ergänzt.

3.3.1 Übertragungsnetz

Im Fokus der Untersuchungen steht die Bewertung von netzoptimierenden Maßnahmen im deutschen Übertragungsnetz. Aus diesem Grund ist eine sehr detailgetreue Abbildung dieses Netzgebietes von höchster Relevanz. Aufgrund einer starken Vermaschung des deutschen Netzes im europäischen Verbundnetz sind die europäischen Nachbarn jedoch nicht zu vernachlässigen. Neben handelsbedingten Stromim- und -exporten wirken sich lastflussbedingte Ring- oder Transitströme stark auf die Auslastung des deutsch-österreichischen Übertragungsnetzes aus. Aus diesem Grund wird das Übertragungsnetz der direkten europäischen Nachbarn durch einen vereinfachten, auf OpenStreetMap basierenden Ansatz berücksichtigt. Im Nachfolgenden wird zunächst die Datenbasis im deutsch-österreichischen Netzgebiet

beschrieben und im Anschluss daran die Abbildung des Netzes der europäischen Nachbarn dargestellt. Abschließend wird die Zusammenführung der Datensätze, sowie die Integration von Netzausbauprojekten erläutert. Ein gewichtiger Bestandteil dieses Kapitels stellt die Verarbeitung der Reaktanzen in Abschnitt 3.3.1.1.4 dar, da hier im Gegensatz zum europäischen Umland nicht auf Standardwerte, sondern auf Daten der Übertragungsnetzbetreiber zurückgegriffen wird.

3.3.1.1 Deutsch-österreichisches Netzmodell

Das deutsche und österreichische Übertragungsnetz steht im Rahmen dieses Projekts im Fokus der Untersuchung netzoptimierender Maßnahmen. Aus diesem Grund ist ein hoher Aufwand zur Bereitstellung eines konsistenten Datensatzes mit einer möglichst hohen Detailtreue notwendig. Verwendete Datenquellen und deren Aufbereitung sind Thema dieses Abschnittes.

3.3.1.1.1 Verfügbare Quellen und Quellenauswahl

Netzdaten werden aus verschiedenen Quellen (siehe **Abbildung 3-14**) herangezogen und zunächst umfassend untersucht. Für das Netzmodell wird dann ein konsistenter Datensatz erstellt, welcher die jeweils bestmöglichen Leitungsdaten aus den jeweiligen Quellen heranzieht. **Abbildung 3-14** zeigt die Reihenfolge der Verwendung verfügbarer Quellen.

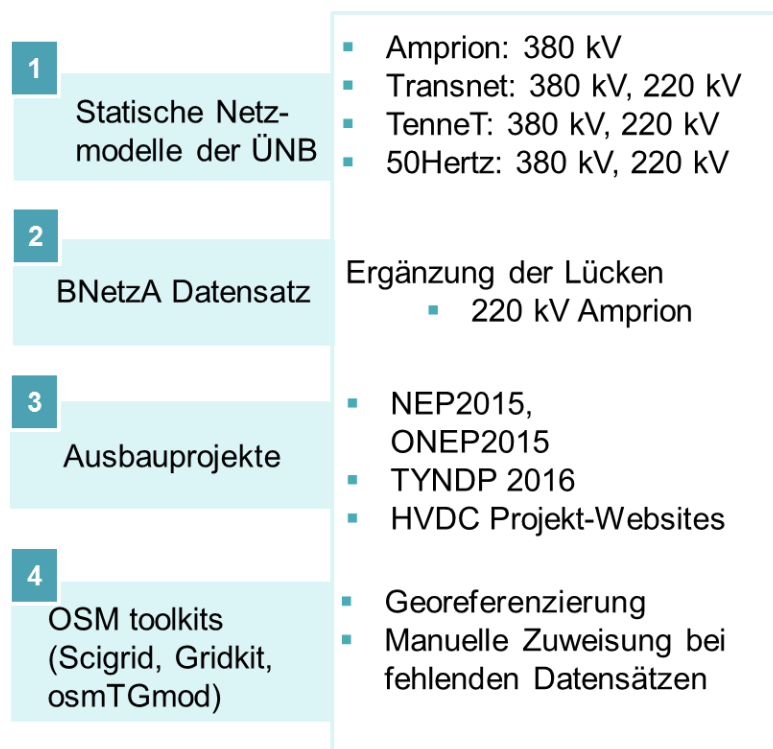


Abbildung 3-14: Zusammenstellung der Eingangsdaten für das deutsch-österreichische Netzgebiet

Zunächst werden Netzdaten von Datenquellen der deutschen und österreichischen Netzbetreiber bezogen (/AMP-01 15/, /TNG-01 15/, /TNT-01 15/, /HERTZ-01 15/ und /APG-01 15/). Diese Datensätze enthalten detaillierte Informationen zu Übertragungsleitungen und deren exakten technischen Parametern in den jeweiligen

Regelzonen. Geographische Informationen zu den Leitungsverläufen werden jedoch nicht mitgeliefert und müssen anderweitig bezogen werden. Des Weiteren sind Informationen zu Verbindungsleitungen zwischen zwei Regelzonen lückenhaft.

Die logische Prüfung der Leitungen und deren Verbindungen, bzw. bestehender Lücken in den Daten der Netzbetreiber wird mittels der „Grid Map“ der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) /ENTSOE-03 14/ durchgeführt. Diese Datenbasis enthält unter anderem alle Leitungen des europäischen Höchstspannungsnetzes und bereitet diese in Kartendarstellung auf. Nicht in den Datenquellen der Netzbetreiber vorhandene Leitungen, wie zum Beispiel Leitungen der 220 kV-Spannungsebene im Amprion-Netzgebiet, werden aus dem von der Bundesnetzagentur bereitgestellten „Integral-Datensatz“ herangezogen. Diese Daten dürfen jedoch nicht öffentlich zugänglich gemacht werden, lediglich Forschungsergebnisse können publiziert werden /BNETZA-14 14/. Der Datensatz wurde ebenfalls zur Validierung der elektrotechnischen Kenngrößen des Netzmodells verwendet.

Informationen zu Netzausbauprojekten bis zum Jahr 2030 sind im Netzentwicklungsplan 2015 (NEP 2015), im Offshore-NEP 2015 der Übertragungsnetzbetreiber, im „Ten Years Network Development Plan“ (TYNDP) /ENTSOE-04 14/ und auf verschiedenen Websites zu HVDC-Projekten verfügbar. Diese Maßnahmen werden im Netzmodell in Abhängigkeit des Jahres der voraussichtlichen Inbetriebnahme eingepflegt. Nähere Erläuterungen sind in Kapitel 3.3.1.1.2 gegeben.

Die Georeferenzierung der Leitungen im generierten Datensatz erfolgt mittels Daten aus OpenStreetMap (OSM). Dazu werden die OSM-Toolkits SciGRID /SGRID-01 15/, Gridkit /WIE-02 15/ und die „FLOSM power grid map“ verwendet. Eine detaillierte Beschreibung der OSM-Toolkits wird in Kapitel 3.3.1.2 gegeben. Aus der Anwendung dieser Tools werden die Leitungsdaten mit exakten elektrischen Anschlusspunkten versehen, außerdem lässt sich aus den Daten die Anzahl der Stromkreise auf den Leitungen bestimmen. Die 490 Netzknoten werden nicht aggregiert, um die örtliche Last und Erzeugung akkurat zuweisen zu können.

Ein weiterer Schritt zu einem konsistenten Netzmodell ist die Anpassung technischer Parameter von Freileitungen und wird in Kapitel 3.3.1.1.4 detailliert erläutert. Zuvor wird auf Netzausbauprojekte und die Relevanz des 110 kV-Netzes eingegangen.

3.3.1.1.2 Netzausbauprojekte

Der Netzentwicklungsplan wird von den Übertragungsnetzbetreibern verfasst. Dieser stellt den Netzausbaubedarf der nächsten zehn Jahre und die vorgeschlagenen Projekte vor. In /UENB-05 16/ werden die verschiedenen Maßnahmen des NEP 2015 vorgestellt. Diese werden in zwei Kategorien eingeteilt: Startnetz und Zubaunetz.

Startnetz

Das Startnetz beinhaltet die Maßnahmen, „die als verbindlich anzusehen sind, da ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit zum Teil bereits von den zuständigen Genehmigungsbehörden bzw. vom Gesetzgeber bestätigt wurde“ /UENB-02 16/. Deswegen werden auf jeden Fall alle diese Netzausbauprojekte in den Simulationen für das Jahr 2030 berücksichtigt.

Zubaunetz

Im Zubaunetz befinden sich die Maßnahmen, die noch nicht bestätigt wurden, aber die zu erwartenden Übertragungsbedarfe decken könnten. Um sich an den verschiedenen politischen, wirtschaftlichen und technischen Szenarien anpassen zu können, werden vier Netzausbaumöglichkeiten betrachtet. In dieser Arbeit wird das Szenario B1 berücksichtigt, da es in der Öffentlichkeit weitestgehend als Referenzszenario anerkannt ist.

Tabelle 3-1: *Beschreibung der verschiedenen Zubaunetz-Szenarien 2025 /UENB-02 16/*

Szenario 2025	Beschreibung
A	EE-Ausbau am unteren Rand und größter konventioneller Kraftwerkspark
B1	EE-Ausbau am oberen Rand und erhöhter Anteil an Erdgas
B2	Wie B1 mit stärkeren Emissionsreduktionszielen
C	Verbrauchsreduktion und geringster konventioneller Kraftwerkspark

Damit ist festzuhalten, dass Netzausbauprojekte bis in das Jahr 2025 Eingang in die Netzberechnungen erhalten. Es ist davon auszugehen, dass nicht alle Maßnahmen des Zubaunetzes für 2025 in nachfolgenden Netzentwicklungsplänen bestätigt werden. Dennoch werden diese Projekte im Kontext dieser Studie als Maßnahmen eingestuft, die auch nach dem im NEP 2015 betrachteten Jahr 2025 realisiert werden könnten. Das sich daraus ergebende Netz wäre für das Jahr 2025 aus Sicht der ÜNBs engpassfrei. Für 2030 stellt es eine unterdimensionierte Ausgangslage dar, auf Basis derer die netzentlastende Wirkung verschiedener Netzoptimierender Maßnahmen untersucht werden kann.

3.3.1.1.3 Hochspannungsebene (110 kV)

Im Kontext der Validierung des Netzmodells anhand historischer Engpässe aus dem Jahr 2012, gemäß Monitoringbericht der Bundesnetzagentur /BNETZA-19 14/, wurde festgestellt, dass die 110 kV-Ebene nicht zu vernachlässigen ist. Sowohl im Ruhrgebiet, als auch im Bereich der deutsch-österreichischen Grenze wird durch die Hochspannungsebene ein Teil der Übertragungsaufgabe übernommen. Insbesondere im Ruhrgebiet wirkt die Berücksichtigung von 110 kV-Leitungen auch Unzulänglichkeiten der Regionalisierung entgegen, die wohlmöglich bei der Zuweisung von Lasten zu Netzknoten zu verorten sind.

In **Abbildung 3-15** sind in blauer Farbe die 110 kV Leitungen abgebildet. Zudem sind in dieser Abbildung die obig beschriebenen Eingangsdatensätze zusammengeführt, was dem Übertragungsnetzmodell der Studie entspricht.

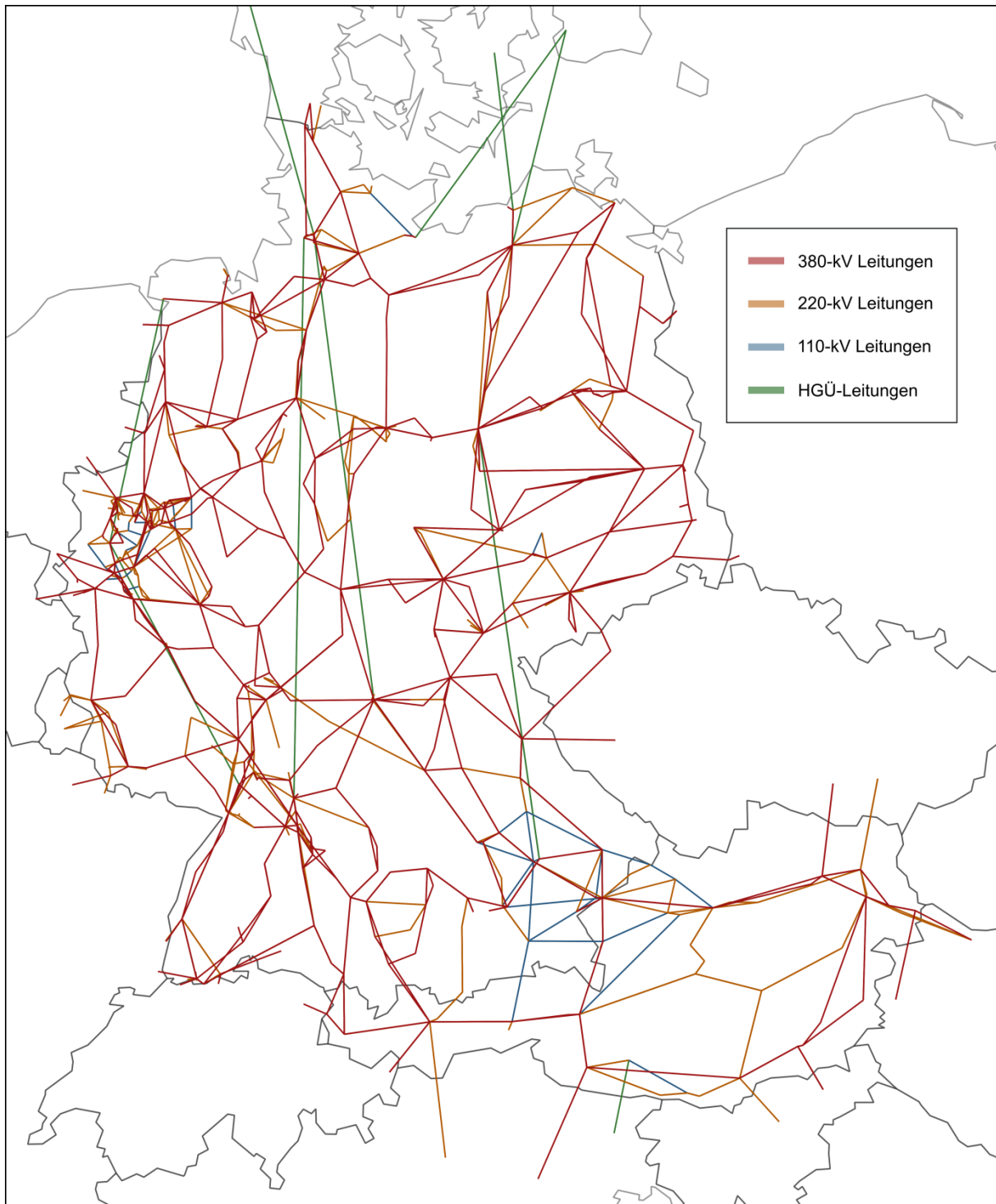


Abbildung 3-15: Georeferenzierte Darstellung des MONA-Übertragungsnetzmodell für das Jahr 2030

3.3.1.1.4 Aufbereitung der technischen Netzdaten

Bei der Herleitung des *PTDF*-Ansatzes in Kapitel 3.1.3 wurde gezeigt, dass die Reaktanz als einziger Leitungsparameter für die Feststellung des Übertragungsvermögens einer Leitung verwendet wird. Dort wird mit Formel (21) die Verknüpfung zwischen Energietransaktion und resultierendem Lastfluss hergestellt und der Lastfluss in einer Leitung in Formel (22) durch den Leitungsparameter thermische Grenzleistung S_{th} begrenzt. Für die im *ISAaR* verwendeten Netzdaten, welche eine Aggregation von

verschiedenen Übertragungsnetzbetreibern und weiteren Plattformen bereitgestellter Datensätze sind, konnten jedoch starke Abweichungen in den Leitungsparametern festgestellt werden. Es zeigten sich zwischen den Datensätzen nicht nur unterschiedliche Parameter für gleiche Leitungen, sondern für einen signifikanten Anteil der Leitungen auch offensichtlich nicht plausible Parameter. In den durchgeführten Netzsimulationen wirkten sich diese Datenfehler auf die Plausibilität und somit auf die Qualität der Ergebnisse aus. In einem Beispiel soll das auftretende Problem anschaulich dargestellt und die im Folgenden durchgeführte Überarbeitung von Netzdaten motiviert werden.

Abbildung 3-16 zeigt abstrahiert einen Fall, welcher in dieser und abgewandelter Form (eine Leitung verläuft über weitere Netzknoten) an mehreren Stellen in den Netzdaten auftrat: Zwischen zwei Netzknoten verlaufen zwei Freileitungen gleicher Länge und thermischer Grenzleistung. Während für Leitung L_1 ein plausibler Reaktanzbelag angegeben ist, besitzt Leitung L_2 einen unwahrscheinlichen Wert. Aus den resultierenden Reaktanzwerten ergibt sich in der *PTDF*-Matrix bei der Transaktion von Knoten a nach Knoten b ein Auslastungsverhältnis L_1 zu L_2 von 60,6 % zu 39,4 %. Bei dieser Lastverteilung ist eine Transaktion von Knoten a nach Knoten b von 2.805 MW das Maximum an übertragbarer Leistung, da Leitung L_1 mit $P_{link,1}=1.700$ MW zu 100 % ausgelastet ist. Leitung L_2 besitzt dabei lediglich eine Auslastung von 65 %, knapp 600 MW an Leitungskapazitäten bleiben dabei ungenutzt.

An einigen Stellen im Netz mag ein solcher Fall ein tatsächliches Problem sein, im *ISAAr* ist dies aber aufgrund der unsicheren Datenlage oftmals ein Fall nicht plausibler Eingangsdaten. Deshalb ist eine automatisierte Überarbeitung offensichtlich fehlerhafter Netzdaten gerechtfertigt und wird vorgestellt. Zuvor werden die theoretischen Grundlagen der Leitungsparameter dargelegt.

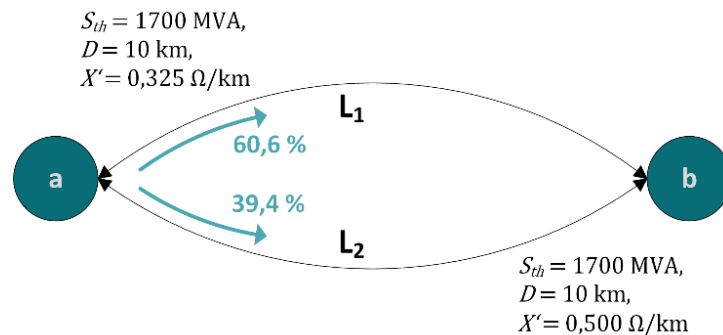


Abbildung 3-16: *Beispielhaftes Problem: Ein nicht plausibler Reaktanzbelag in Leitung 2 führt zu einer nicht nachvollziehbaren Leitungsauslastung und ungenutzter Übertragungskapazitäten.*

Theoretische Grundlagen zu Freileitungen

Werden Freileitungen als konzentrierte Netzelemente betrachtet und Querelemente vernachlässigt, so genügen für eine im *ISAAr* hinreichende Beschreibung einer Freileitung Parameter wie Spannungsebene, Länge, thermische Grenzleistung, Widerstandsbelag und Reaktanzbelag. Einige Parameter sind im Folgenden erklärt.

Thermische Grenzleistung

Die thermische Grenzleistung beschreibt die dauerhafte Scheinleistung, bei welcher unter Norm-Wetterbedingungen der Stromfluss eine maximal verträgliche Leitertemperatur nicht überschreitet und somit den sicheren Betrieb einer Freileitung garantiert.

Widerstandsbelag

Der Widerstandsbelag einer Freileitung setzt sich aus dem Gleichstromwiderstand des Leitermaterials und stromhemmenden Effekten aufgrund von Wechselspannung zusammen. Der Gleichstromwiderstand ist temperaturabhängig, abhängig von Material und Durchmesser des Leiters und verkleinert sich zudem mit der Anzahl der Teilleiter in einem Bündelleiter /KIES-01 01/. Skin- und Spiraleffekte erhöhen den Widerstand einer Freileitung und können mit Formeln wie in /KIES-01 01/ errechnet werden oder in Tabellenwerken wie /TAA-01 89/ nachgeschlagen werden. Aus Angaben mehrerer Literaturquellen (/SPVG-01 11/, /KIES-01 01/, /KUL-01 06/) kann für verschiedene Spannungsebenen von typischen Widerstandsbelägen, wie in **Tabelle 3-2** wiedergegeben, ausgegangen werden.

Tabelle 3-2: *Typische Parameter von Freileitungen für verschiedene Spannungsebenen. /SPVG-01 11/, /KIES-01 01/, /KUL-01 06/*

Spannungsebene	Typischer Widerstandsbelag	Typischer Reaktanzbelag	Typisches X/R-Verhältnis	Typischer Vertreter (Einzelsystem)
380 kV	0,025 ... 0,035 Ω/km	0,20 ... 0,35 Ω/km	8,4 ... (10,5) ... 12,5	4er-Bündel Al/St 240/40): $Z_b = (0,03 + i \cdot 0,25) \frac{\Omega}{km}$, $S_{th} = 1700 MVA$
220 kV	0,040 ... 0,080 Ω/km	0,25 ... 0,40 Ω/km	3,5 ... (5,5) ... 8,0	2er-Bündel Al/St 184/30): $Z_b = (0,06 + i \cdot 0,30) \frac{\Omega}{km}$, $S_{th} = 408 MVA$
110 kV ⁶	0,12 Ω/km	0,39 Ω/km	3,25	1er-Bündel Al/St 240/40): $Z_b = (0,12 + i \cdot 0,39) \frac{\Omega}{km}$, $S_{th} = 123 MVA$

Reaktanzbelag

Der Reaktanzbelag meint den induktiven Blindwiderstand einer Freileitung, bezogen auf deren Länge, welcher von mehreren Faktoren abhängig ist:

- Mastbild,
- Abstände der Außenleiter auf dem Mast zueinander,
- Anzahl und Anordnung der Systeme auf einem Mast,
- Anzahl und Anordnung der Teilleiter in einem Bündelleiter,
- Typ und Größe der Leiterseile.

⁶ Für die 110 kV-Spannungsebene wurde kein typischer Bereich für die Parameter gefunden, sondern nur ein typischer Vertreter der Leitungen in dieser Spannungsebene.

Rechnerisch lässt sich der Reaktanzbelag X mit folgender Formel aus /KIES-01 01/ errechnen:

$$X = \omega L = \frac{\omega \mu_0}{2\pi} \left(\ln \left(\frac{D_M}{r_B} \right) + \frac{1}{4n_2} \right) . \quad (26)$$

ω [1/s]:	Kreisfrequenz der Wechselspannung
L [H]:	Induktivität der Leitung
μ_0 [H/m]:	Magnetische Feldkonstante
D_M [m]:	Mittlerer Außenleiterabstand
r_B [m]:	Bündelleiterersatzradius
n_2 :	Teilleiteranzahl

Im Reaktanzbelag zeigt sich eine starke Nichtlinearität der Einflussparameter und aufgrund vieler möglicher Kombinationen aus Mastbild, Bündelleiter u.v.m. ergibt sich ein breites Spektrum an möglichen Reaktanzbelägen, welches für verschiedene Spannungsebenen in Tabelle 3-2 angegeben ist.

X/R-Verhältnis

Mit dem X/R-Verhältnis einer Leitung ist das Verhältnis von Reaktanz zu Widerstand gemeint, welcher sich für eine Spannungsebene in einem relativ konstanten Bereich bewegt. Typische X/R-Verhältnisse sind für verschiedene Spannungsebenen in Tabelle 3-2 angegeben.

Leitungsparameter unterhalb des typischen Bereichs

Besonders zu beachten ist in den verwendeten Datensätzen, dass eine Leitung auch mehrere Systeme an einem Mast repräsentieren kann und somit die Widerstände und Reaktanzen durch die Parallelschaltung kleiner sind als die Werte für eine Einzelleitung. Die thermische Grenzleistung ist dabei aufaddiert. Solche Parameter einer Freileitung genügen unter Umständen nicht den Kriterien einer typischen Freileitung in Tabelle 3-2, da die Werte zu klein sind. Aus diesem Beispiel heraus zeigt sich, dass es nicht sinnvoll ist, pauschal Freileitungen mit Reaktanz- und Widerstandsbelagswerten unterhalb typischer Werte als falsche Werte zu deklarieren. Vielmehr muss das X/R-Verhältnis geprüft werden, welches bei mehreren Systemen auf einem Mast ungefähr gleich bleibt (zwischen Einzel- und Doppelleitungen auf einem Mast verändert sich die Reaktanz nur minimal /SPVG-01 11/). Ist hingegen der Widerstands- oder Reaktanzbelag oberhalb des Bereichs typischer Werte, so kann gefolgert werden, dass diese Werte nicht stimmen und angepasst werden müssen.

Zusammenhang zwischen thermischer Grenzleistung und Reaktanz

Aus einer vereinfachten Formel der Übertragungsleistung in einer Freileitung

$$S_{link} = \frac{\Delta U \cdot U}{Z_{link}} = \frac{\Delta U \cdot U}{R + j \cdot X} \quad (27)$$

S_{link} [MVA]:	Übertragene Scheinleistung der Freileitung
U [kV]:	Spannungsebene der Freileitung
ΔU [kV]:	Spannungsdifferenz zwischen den Enden der Freileitung
Z_{link} [Ω]:	Impedanz der Freileitung: $Z_{link} = R + j \cdot X$

und den vereinfachenden Annahmen aus dem *PTDF*-Ansatz, dass der Wirkwiderstand R vernachlässigt werden kann, folgert sich ein zu erwartender Zusammenhang zwischen

der thermischen Grenzleistung S_{th} einer Freileitung und deren Reaktanz welcher indirekt proportional ist:

$$S_{th} \sim \frac{1}{X}. \quad (28)$$

S_{th} [MVA]: Thermische Grenzleistung der Freileitung
 X [Ω]: Reaktanz der Freileitung

Dieses Verhältnis erscheint im Kontext des *PTDF*-Ansatzes sinnvoll, da durch kleinere Reaktanzwerte mehr Leistung übertragen werden kann. An dieser Stelle sei aber darauf hingewiesen, dass dies nicht als ein starrer Zusammenhang zu erwarten ist, sondern auf Grund der vereinfachenden Annahmen und der oben beschriebenen Variationsmöglichkeiten in den Freileitungskonfigurationen vielmehr von einem tendenziellen Verhältnis auszugehen ist.

HTLS

Für einige Projekte werden HTLS-Leitungen (High Temperature Low Sag) verwendet. Diese Leitungen sind dank ihrer speziellen Zusammensetzung für einen Betrieb bei höheren Temperaturen (150 bis 210 °C statt 80 °C) ausgelegt und können in Folge dessen mehr Leistung übertragen. Für das Modell wurden die thermischen Grenzleistungen dieser Leitungen um 50 % erhöht /END-01 09/ und /UENB-02 16/.

Methodik zur Netzdatenkorrektur

Zunächst sollen bei den im *ISAaR* verwendeten Netzdaten untersucht werden, wie sehr diese den zu erwartenden Parametern aus Tabelle 3-2 entsprechen. **Abbildung 3-17** zeigt hierzu die Histogramme von Widerstands- und Reaktanzbelag der verwendeten Freileitungen, aufgeteilt in die Spannungsebenen 380 kV und 220 kV. Die blau eingefärbten Bereiche zeigen die jeweils typischen, zu erwartenden Werte aus Tabelle 3-2.

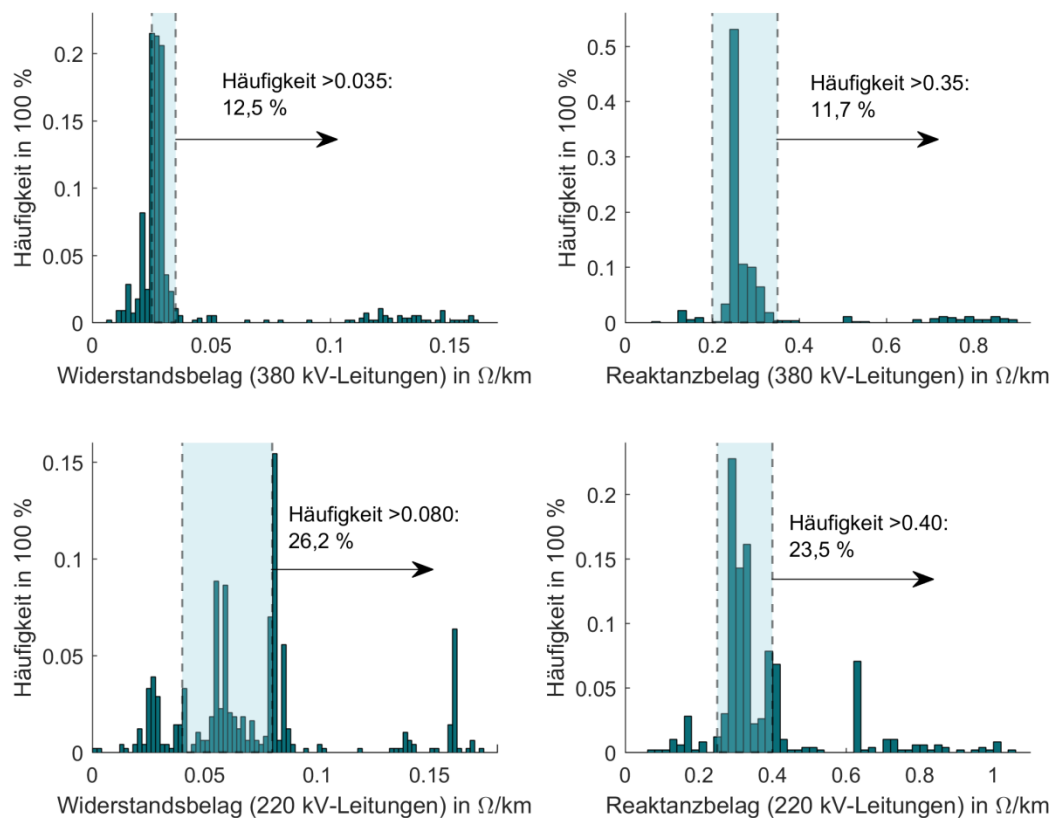


Abbildung 3-17: *Histogramme der Widerstands- und Reaktanzbeläge der 220 kV- und 380 kV-Spannungsebene aus den originalen Netzdaten. Die eingefärbten Bereiche zeigen typische Werte für Einzelsysteme aus Tabelle 3-2.*

Die Bereiche unterhalb der typischen Werte werden zunächst nicht betrachtet, da diese zusammengefasste parallele Leitungen sein könnten (siehe Abschnitt 0). Der Anteil an zu großen Werten ist in den verwendeten Netzdaten mit ungefähr 12 % bis 26 % relativ hoch. Ein Blick auf die Werte der X/R-Verhältnisse in **Abbildung 3-18** zeigt, dass ungefähr 24 % bzw. 14,5 % der Leitungen nicht die zu erwartenden Werte besitzen. Bei dieser Betrachtung können parallele Leitungen berücksichtigt werden, da das X/R-Verhältnis ungefähr gleich bleibt.

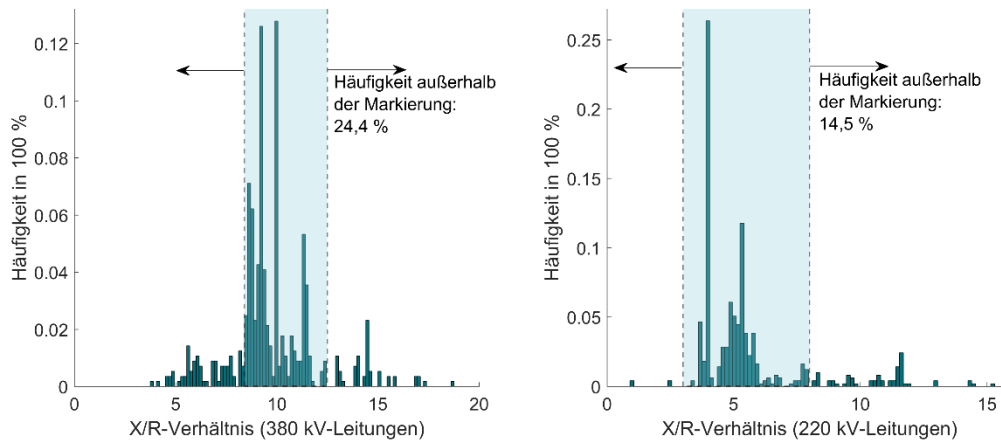


Abbildung 3-18: *Histogramme der X/R-Verhältnisse der 220 kV- und 380 kV-Spannungsebene aus den originalen Netzdaten. Die eingefärbten Bereiche zeigen typische Werte aus Tabelle 3-2.*

Abbildung 3-19 zeigt das Verhältnis der thermischen Grenzleistung aller Leitungen zu deren Reaktanzbelag. Dabei wurden alle Reaktanzwerte auf die 380 kV-Spannungsebene transformiert. Hier zeigen sich die bereits in Abbildung 3-17 sichtbar gewordenen Ausreißer mit zu hohen Reaktanzwerten wieder, auch weichen einige Werte von einem zu erwartenden ungefähr indirekt proportionalen Zusammenhang stark ab.

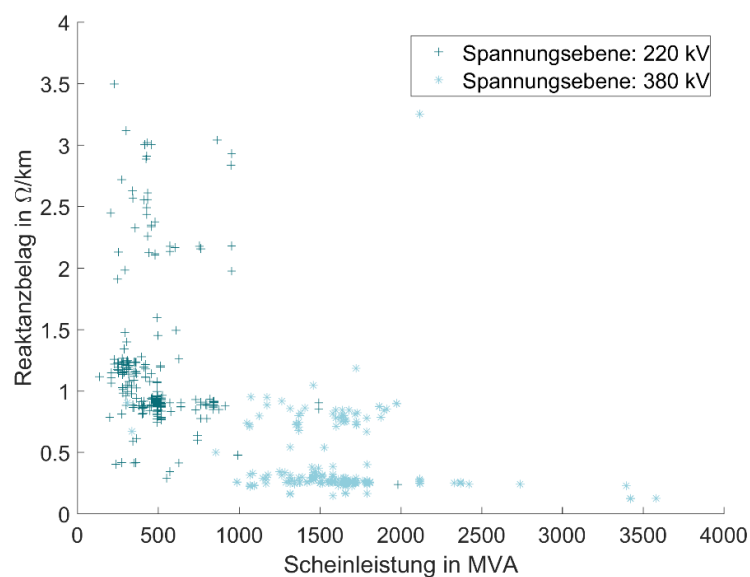


Abbildung 3-19: *Zusammenhang zwischen Scheinleistung und Reaktanzbelag der originalen Netzdaten. Alle Reaktanzbeläge sind auf die 380 kV-Spannungsebene transformiert.*

Ziel der nun folgenden Netzdatenkorrektur soll sein, möglichst wenige Daten und nur definitiv inkorrekte Werte zu verändern. Identifizierte falsche Parameter sollen dann durch einen plausiblen Wert ersetzt werden. Wie oben dargestellt, zeigt sich, dass Widerstands- und der Reaktanzbelag als Leitungsparameter allein keine verlässlichen Größen darstellen. Die thermische Grenzleistung hingegen gilt als eine sichere und richtige Information. Aus diesen Aspekten heraus wird eine Methode zur Korrektur der

Reaktanzen entwickelt und anhand ihrer Wirksamkeit auf die Verbesserung der Datenlage bewertet.

Verwendung typischer Leitungskonfigurationen

Ein direkter Schluss von der thermischen Grenzleistung auf einen Reaktanzbelag ist schwer möglich, da viele, nicht in den Netzdaten vorhandene, Parameter einen Einfluss darauf haben (siehe Formel (26)). Im Rahmen der Netzdatenkorrektur wird ein Zusammenhang zwischen thermischer Grenzleistung und Widerstandsbelag einer Leitung hergestellt, indem eine möglichst gut passende Kombination aus Leiterseiltyp, Leiterseilanzahl in einem Bündelleiter und Anzahl der Systeme auf einem Mast zugeordnet wird. Die Leiterseiltypen sind dabei in der Praxis gebräuchlich und den Tabellenwerken von DIN EN 50182:2001(D) in /SPVG-01 11/ entnommen.

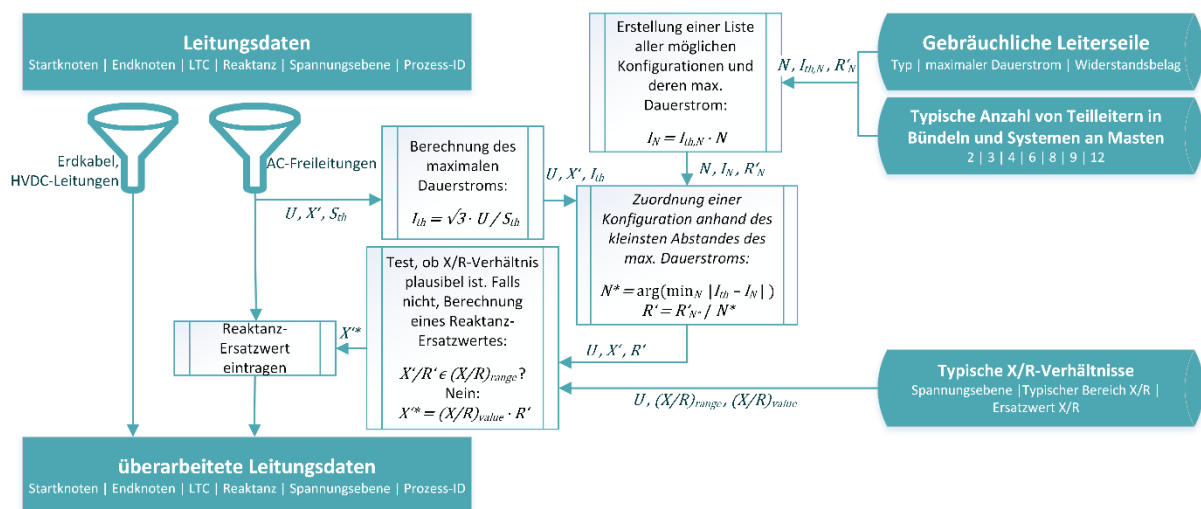


Abbildung 3-20: Schematisches Vorgehen bei der Korrektur von Reaktanzwerten durch die Verwendung typischer Leitungskonfigurationen

Beschreibung der Methodik

Abbildung 3-20 zeigt das schematische Vorgehen, welches im Folgenden erläutert ist. Zunächst werden nur Wechselstrom-Freileitungen einer Überprüfung und etwaiger Korrektur unterzogen, Erdkabel und HVDC-Leitungen werden ausgeschlossen. Aus thermischer Grenzleistung und Spannungsebene wird anschließend die Dauerstrombelastbarkeit I_{th} der Leitungen berechnet:

$$I_{th} = \frac{\sqrt{3} \cdot U}{S_{th}} \quad (29)$$

I_{th} [A]: Dauerstrombelastbarkeit der zu untersuchenden Freileitung

Aus einer Liste gebräuchlicher Leiterseile, in welcher Dauerstrombelastbarkeit $I_{th,Liste}$ und Widerstandsbelag R'_{Liste} als Parameter aufgeführt sind, werden alle Kombinationen aus Leiterseiltyp ($I_{th,Liste}, R'_{Liste}$), Leiterseilanzahl n_{Leiter} und Anzahl von Systemen N_{Sys} auf einem Mast zusammengestellt und die sich ergebenden Dauerstrombelastbarkeiten sowie Widerstandsbeläge errechnet:

$$\begin{aligned} I_{n,m} &= I_{th,Liste,m} \cdot n \quad \forall n \in N \quad \forall m \in M, \\ R'_{n,m} &= \frac{R'_{Liste,m}}{n} \quad \forall n \in N \quad \forall m \in M, \end{aligned} \quad (30)$$

$$N = \left\{ N_{Leiter} \cdot N_{Sys} \mid N_{Leiter} \in \{2,3,4\}, N_{Sys} \in \{1,2,3\} \right\}$$

N :	Menge von möglichen Teileitern in jeweils einem Außenleiter in allen Systemen der Leitung
N_{Leiter} :	Menge von möglichen Teileitern in einem Bündelleiter
N_{Sys} :	Menge möglicher Systeme auf einem Mast
M :	Menge aller gebräuchlicher Leiterseile in der Liste mit den Parametern $(I_{th, Liste}, R'_{Liste})$
$I_{n,m}$ [A]:	Resultierende Dauerstrombelastbarkeit der Konfiguration (n, m)
$R'_{n,m}$ [Ω]:	Resultierender Widerstandsbelag der Konfiguration (n, m)

Das Ergebnis aller Kombinationen in Gleichung (30) ist in **Abbildung 3-21** in einem Verhältnisdiagramm zwischen Widerstandsbelag und Dauerstrombelastbarkeit visuell dargestellt.

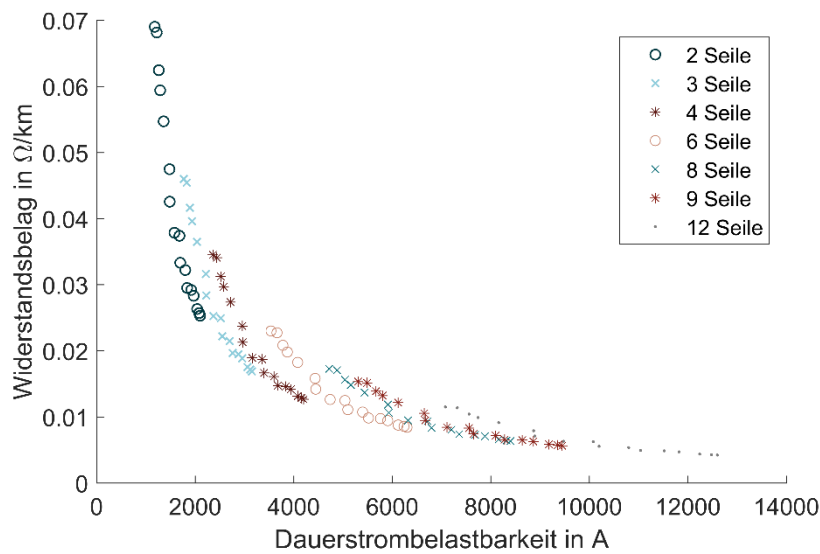


Abbildung 3-21: *Visualisierung der Liste aller möglichen Konfigurationen von Leiterseiltypen, Anzahl von Teileitern in einem Bündelleiter und Anzahl von Systemen auf der Leitung.*

Bei der Überprüfung einer Freileitung auf deren Korrektheit der Leitungsparameter wird nun die Konfiguration einer Leitung (n, m) aus der in Gleichung (30) erstellten Liste zugeordnet, für welche die Dauerstrombelastbarkeit I_{th} der zu untersuchenden Freileitung zu $I_{n,m}$ den geringsten Abstand besitzt und somit die beste Entsprechung darstellt:

$$(n, m)^* = \arg \left(\min_{(n,m)} |I_{th} - I_{n,m}| \right) \quad (31)$$

$(n, m)^*$: Konfiguration der besten Zuordnung der zu untersuchenden Leitung

Es ergibt sich ein Widerstandsbelag R' für die zu untersuchende Leitung von

$$R' = R'_{n,m}, \quad (32)$$

R' [Ω]: Widerstandsbelag der zu untersuchenden Leitung

mit welchem in einem nächsten Schritt untersucht werden kann, ob sich das X/R-Verhältnis aus dem Reaktanzbelag der zu untersuchenden Leitung und dessen

generierten Widerstandsbelag innerhalb eines Bereichs von plausiblen X/R-Verhältnissen befindet:

$$\frac{X'}{R'} \in (X/R)_{range} ? \quad (33)$$

$(X/R)_{range}$: Menge (Bereich) typischer X/R-Verhältnisse, abhängig von der Spannungsebene

Die typischen X/R-Verhältnisse sind spannungsebenen-abhängig und aus Tabelle 3-2 entnommen. Befindet sich das X/R-Verhältnis der zu untersuchenden Leitung nicht innerhalb des plausiblen Bereiches, so wird mit folgender Formel der Reaktanzwert abgeändert:

$$X'^* = (X/R)_{value} \cdot R'. \quad (34)$$

$(X/R)_{value}$: Typisches X/R-Verhältnis als Ersatzwert für zu korrigierende Leitungen

Analyse der durchgeführten Reaktanzenkorrektur

Durch Korrektur der Netzdaten mit dieser Methode konnten nicht plausible Reaktanzbelagswerte erfasst und abhängig von der thermischen Grenzleistung korrigiert werden. Der Aufwand ist durch das Ergebnis in **Abbildung 3-22** gerechtfertigt, in der ersichtlich wird, dass Ausreißer korrigiert wurden und sich ein in etwa indirekt proportionaler Zusammenhang zwischen thermischer Grenzleistung und Reaktanzbelag, wie in Formel (28) erwartet, eingestellt hat. Dieser Zusammenhang behält zudem Raum für Variationen in der Leitungskonfiguration, was das breite Band des abgebildeten Zusammenhangs zeigt.

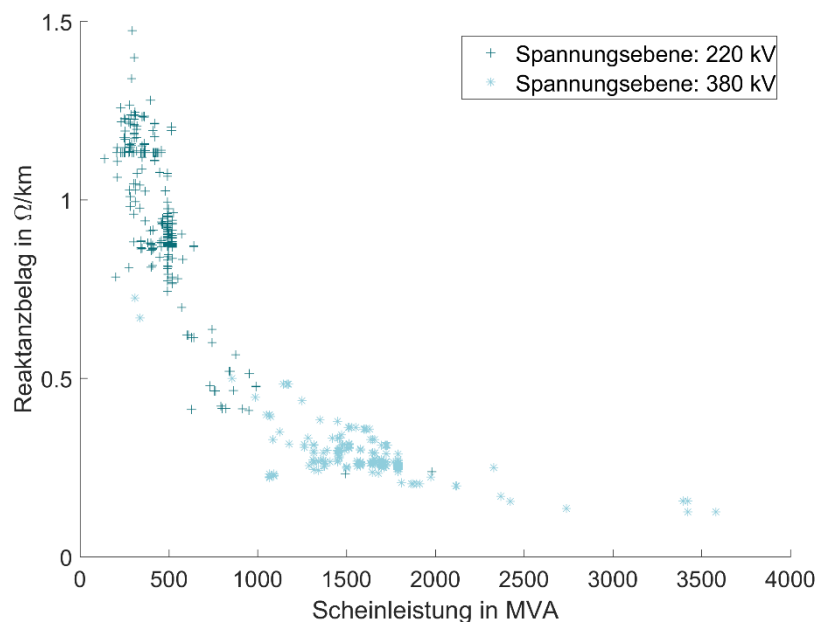


Abbildung 3-22: Zusammenhang zwischen Scheinleistung und Reaktanzbelag der Netzdaten nach Korrektur von Reaktanzbelägen nach der Methode „Verwendung typischer Leitungskonfigurationen“. Alle Reaktanzbeläge wurde auf die 380 kV-Spannungsebene transformiert.

3.3.1.2 Europäisches Netzmodell

Im stark vermaschten europäischen Übertragungsnetz besitzt das europäische Ausland einen großen Einfluss auf das deutsch-österreichische Energiesystem und muss daher im Simulationsmodell Berücksichtigung finden. Die Methodik zur Berechnung und der Einbringung des Netzverhaltens im europäischen Ausland auf das deutsch-österreichische Übertragungsnetz wird in Kapitel 3.4.1 erläutert. Im Folgenden wird die Methodik zur Erstellung des europäischen Netzmodells vorgestellt.

Vorgehen und Ziel

Zur Erstellung des Netzmodells sollen OSM-basierte Tools Anwendung finden, welche Leitungsdaten in Europa verarbeiten und eine hohe Genauigkeit der Geoinformationen besitzen. Zudem sollen die Tools einfach integrierbar und abzuändern sein.

Grundlagen zur Darstellung des OSM-Netzes

Die zwei Komponenten zur Abbildung eines auf OSM basierten Übertragungsnetzes sind „nodes“, welche Umspannwerke darstellen, und „lines“, welche Übertragungsleitungen darstellen. Erzeugung und Last wird örtlich auf die *nodes* zugewiesen, welche Netzknoten darstellen. *Nodes* benötigen lediglich Standortinformationen, während für *lines* Anfangs- und Endknoten sowie technische Parameter (Spannungsebene, thermische Grenzleistung und Reaktanz) verfügbar sein müssen.

Für eine Verarbeitung von Daten im Netzmodell gibt es folgende OSM-Elemente /OSM-01 17/ (vgl. **Abbildung 3-23**), welche in den im Folgenden vorgestellten Tools verwendet werden:

- *Nodes*: Knoten, die aus Attributen und einer Standortinformation (Breiten- und Längengrad) bestehen.
- *Ways*: Linien, die aus Attributen und einer Serie von Punkten bestehen, die verschiedenen Geradenabschnitten bilden.
- *Relations*: Gruppe von *nodes*, *ways*, oder andere *relations*. Ein *relation* bildet beispielsweise eine Freileitung ab und besteht aus Masten (*nodes*), Leitungen (*ways*), und Stationen (*ways* oder *relations*).

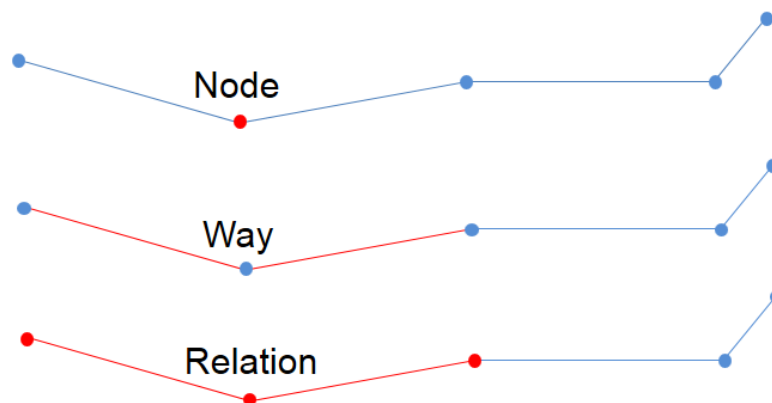


Abbildung 3-23: Verschiedene OSM-Elemente

3.3.1.2.1 Tools zur Aufbereitung

Im Folgenden sind die verwendeten OSM-basierenden Tools, welche im Netzmodell Verwendung finden, erläutert.

SciGRID

Das Toolkit SciGRID verwendet *relations* als Eingangsdaten und kann lediglich für Leitungen in Deutschland eingesetzt werden, da Daten aus dem europäischen Ausland andere Datenformate besitzen (siehe /SGRID-02 15/ und /ENRE-01 16/). **Abbildung 3-24** zeigt die Verfügbarkeit von *relations* im Juni 2015. Eine Verwendung von SciGRID außerhalb Deutschlands ist somit nicht gewinnbringend.

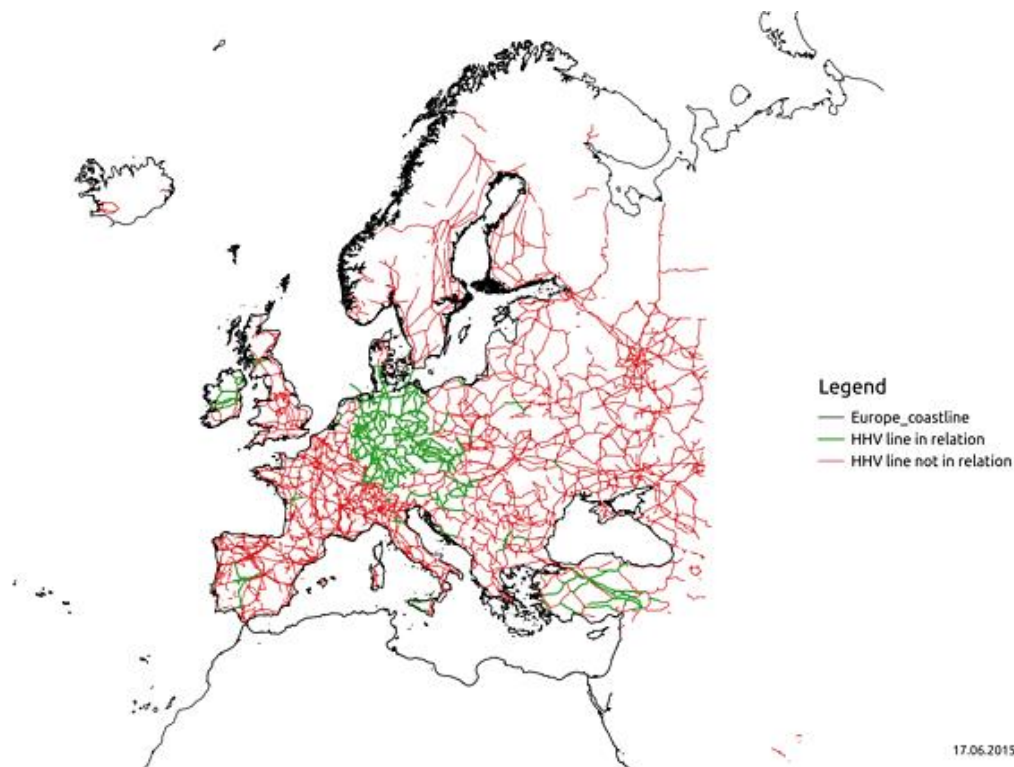


Abbildung 3-24: Verfügbarkeit von *relations* unter bei OSM-Daten im Juni 2015 /SGRID-02 15/.

Gridkit

Das Gridkit 1.0 Toolkit ist im Kontext der Arbeiten an SciGRID entstanden /WIE-02 15/. Das Ziel ist, die geringe Verfügbarkeit von *relations* zu umgehen. Hierbei werden nicht nur *relations* genutzt, sondern auch *ways*, um alle europäischen Leitungen abzubilden (alle Leitungen in **Abbildung 3-24**). Im Toolkit ist das Abstraktionslevel höher, was zu Ungenauigkeiten in der Darstellung führt. Dies wird im folgenden Kapitel diskutiert. Da Gridkit aber alle benötigten Gebiete umfasst, wird dieses Tool für die Erweiterung des Netzes gewählt.

OsmTGmod

Das Open-Source-Programm OsmTGmod erstellt ein rechenfähiges Stromnetz basierend auf OSM-Daten /OTGM-01 16/. Es werden *relations* und *ways* verwendet. Durch eine schwierige Adaptierbarkeit auf das Netzmodell findet das Toolkit lediglich Anwendung bei der Erstellung von genauen Leitungsverläufen in Deutschland.

3.3.1.2.2 Aggregierung des Netzes

Abbildung 3-25 zeigt das durch die Toolkits erstellte europäische Übertragungsnetz. Es umfasst rund 14.000 Knoten und 19.000 Leitungen. Um eine vertretbare Rechenzeit bei der Optimierung zu gewährleisten, ist eine Aggregierung des Netzes notwendig. Dabei wird die Genauigkeit der Netzdarstellung mit der Entfernung des jeweiligen Landes von Deutschland und Österreich reduziert.

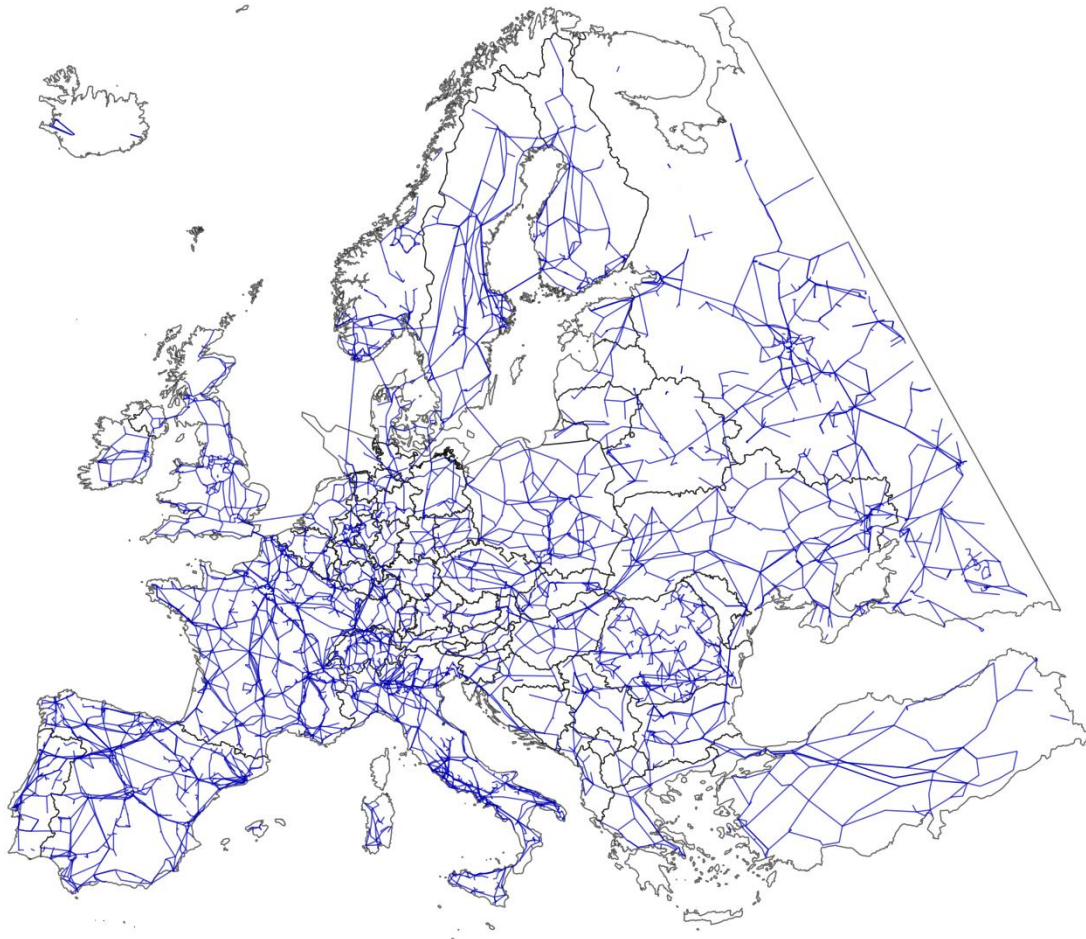


Abbildung 3-25: Geographische Darstellung des Ergebnisses des Gridkit 1.0 Toolkits für Europa

Aggregierung der Netzknoten

Abbildung 3-26 zeigt das Level der Aggregierung von Netzknoten. In den hellgelben Zonen werden alle Knoten eines Landes in einem bis vier Knoten zusammengefasst. In Deutschland und Österreich wird keine Aggregation durchgeführt. In den anderen Zonen werden die Knoten auf zwei verschiedene Weisen zusammengefasst. Zum einen werden Knoten aus einer gemeinsamen NUTS-3-Region aggregiert. Die NUTS-Systematik ist eine europäische hierarchische Klassifizierung der Regionen. Stufe 3 entspricht zum Beispiel der Kreisebene in Deutschland.

Zum anderen werden die Knoten auf Grund ihrer Entfernung zueinander aggregiert. Für jeden Knoten dieser Regionen wird ein Puffer erstellt (siehe **Abbildung 3-27**). Die Überschneidung dieses Puffers mit der NUTS-3-Region erzeugt dabei eine Fläche. Knoten mit überlappenden Flächen werden als ein Knoten zusammengefasst, dessen

Standort am nächsten zum Zentrum der Schnittflächen liegt (roter Punkt). Zur Variation der Auflösung, werden verschiedene Radien für den Puffer eingestellt. Der Radius beträgt 4 km für die leichte Aggregation und 10 km für die mittlere Aggregation.

Einige Knoten konnten aufgrund fehlender technischer Informationen nicht berücksichtigt werden. Mit dieser Aggregation wird die Knotenanzahl von ca. 14.000 auf ca. 900 reduziert.

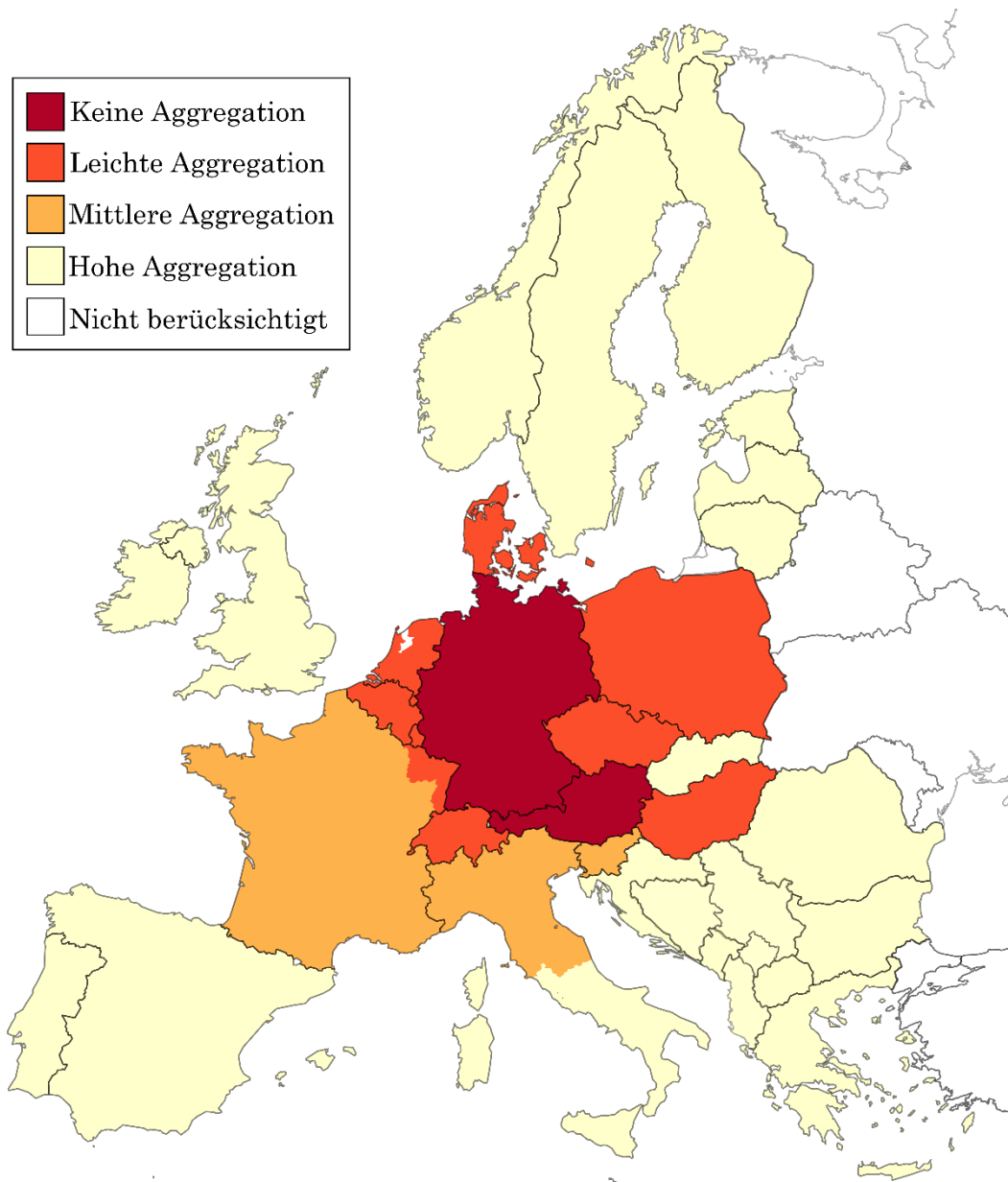


Abbildung 3-26: Zonen, die verschiedenen Auflösungen entsprechen.

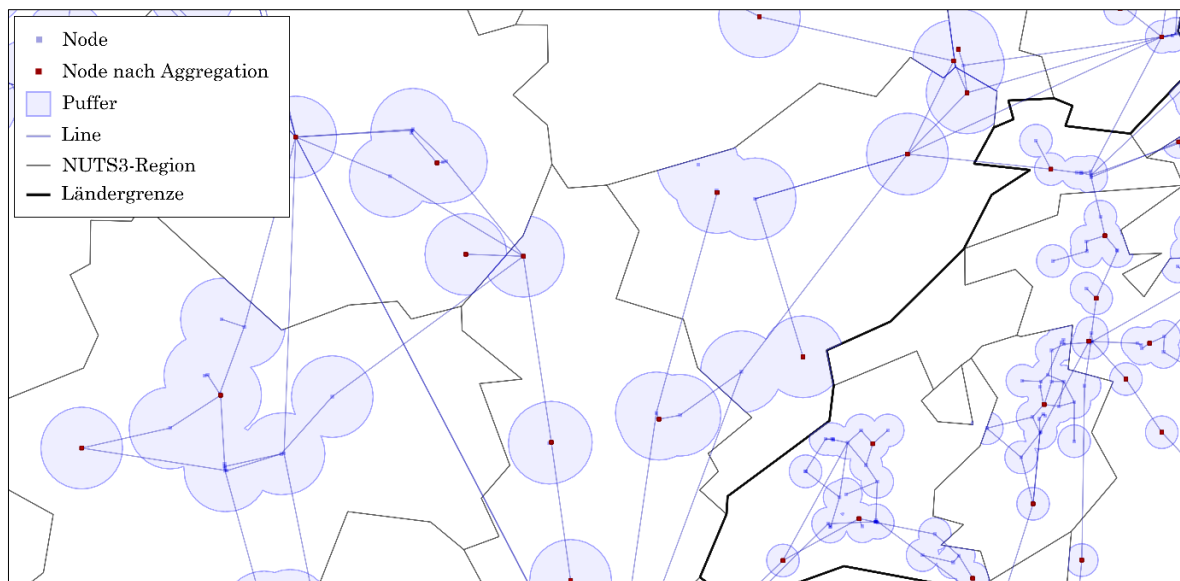


Abbildung 3-27: *Einsatz von Puffer, zum Aggregieren von Knoten.*

Aggregation der Leitungen

Zunächst werden alle Leitungen, deren Anfangs- und Endknoten durch die Aggregation der Netzknoten verändert wurden, mit den entsprechend neuen Anfangs- und Endknoten versehen. Kurze Leitungen können nach dieser Umstrukturierung gleiche Anfangs- und Endknoten besitzen und werden auf Grund dessen vernachlässigt. Die verbleibenden *lines* sind in **Abbildung 3-28** in Rot dargestellt.

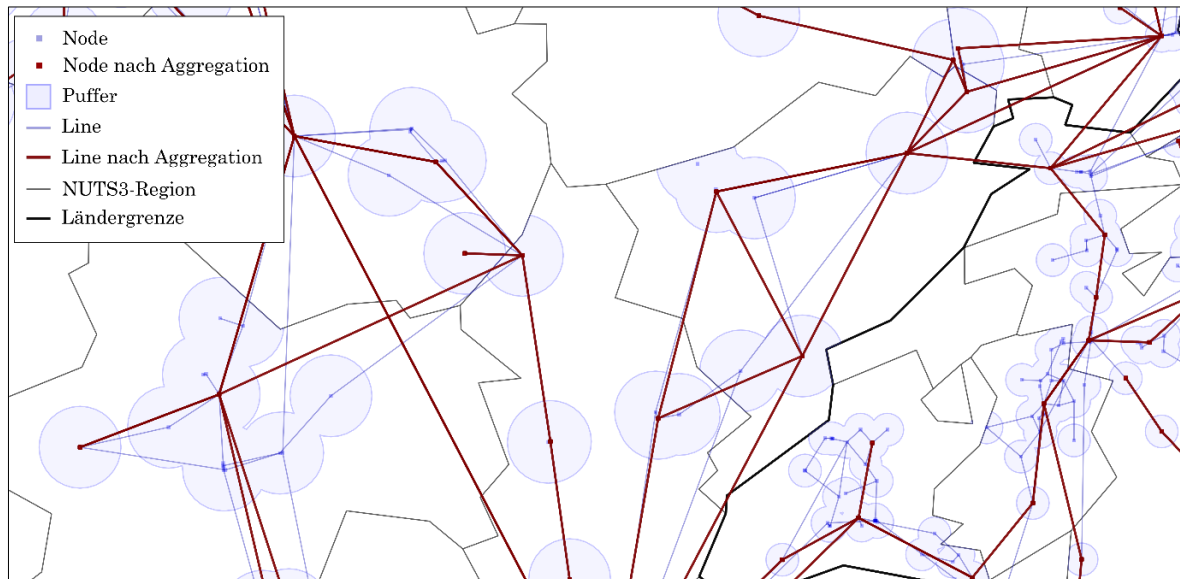


Abbildung 3-28: *Nach der Aggregation resultierende Lines.*

Mit der Änderung der Anfangs- und Endknoten müssen die Längen der Leitungen ebenfalls angepasst werden. Die korrekte Längenangabe ist für die Berechnung der Leitungsreaktanz notwendig. Zudem können durch die Aggregation parallele Leitungen entstanden sein, welche nun die gleiche Länge besitzen sollen, um Berechnungsfehler zu vermeiden.

Die Neuberechnung der Leitungslängen wird mit **Formel (35)** durchgeführt:

$$L_i = \left[\sum_{j \in DA} \frac{L_j}{D_j} \right] * D_i \approx 1,25 * D_i \quad (35)$$

L_i [km]:	Länge der Leitung i
D_i [km]:	Abstand zwischen Anfangs- und Endpunkt für die Leitung i
DA :	Leitungen im deutsch-österreichischem Bereich.

Hier wird ein Verhältnis der tatsächlichen Leitungslänge von Freileitungen zur Luftlinie zwischen Anfangs- und Endknoten anhand der Netzdaten von Deutschland und Österreich statistisch ermittelt. Durchschnittlich beträgt die Leitungslänge das 1,25-fache der Luftliniendistanz beider Endpunkte und dient für die Berechnung der Leitungslängen im europäischen Ausland als Referenz.

3.3.1.2.3 Bestimmung von elektrischen Parametern in Freileitungen

Im Gegensatz zum deutsch-österreichischen Übertragungsnetz spielt die Abbildung des Netzes im europäischen Ausland nur eine untergeordnete Rolle bei der Bewertung von netzoptimierenden Maßnahmen. Aus diesem Grund und wegen einer lückenhaften Datenlage werden elektrische Parameter von Freileitungen mit Standardwerten versehen.

Die thermische Grenzleistung wird mit folgender Formel berechnet:

$$I_{th,max,A} = C_I * \left(\frac{cables}{3} \right) * \left(\frac{wires}{wires_{typical}} \right) \quad (36)$$

$I_{th,max,A}$ [A]:	Maximaler Strom
C_I [A]:	Standardwert maximaler Strom
$cables$:	Zahl von Leiter
$wires$:	Zahl von Kabel des Bündelleiters
$wires_{typical}$:	Standardwert für wires

Der Ausdruck $(cables/3)$ ermittelt die Anzahl der Stromkreise auf der betrachteten Stromtrasse. Die Information $wires$ sagt aus, aus wie vielen Leiterseilen ein Bündelleiter besteht. Falls dazu keine Informationen vorhanden sind, wird die in /SGRID-01 15/ genannte Standardkonfiguration verwendet. Für 220 kV-Leitungen sind dies zwei Leiterseile pro Bündel und für 380 kV-Leitungen vier Leiterseile.

Analog wird die Reaktanz mit folgender Formel bestimmt:

$$x_{ohm,km} = C_x * \left(\frac{3}{cables} \right) * \left(\frac{wires_{typical}}{wires} \right) \quad (37)$$

$x_{ohm,km}$ $\left[\frac{\Omega}{km} \right]$:	Reaktanz pro Kilometer
C_x $\left[\frac{\Omega}{km} \right]$:	Standardwert Reaktanz pro Kilometer
$cables$:	Zahl von Leiter
$wires$:	Zahl von Kabel des Bündelleiters
$wires_{typical}$:	Standardwert für wires

3.3.1.2.4 Netzausbauprojekte

Alle zwei Jahre wird von der ENTSO-E der TYNDP (Ten Year Network Development Plan) veröffentlicht, der Netzausbauprojekte in Europa auflistet /ENTSOE-04 15/. Diese Daten werden im Netzmodell verwendet und punktuell mit nationalen Entwicklungsplänen ergänzt, falls die Informationslage im TYNDP nicht ausreichend ist. Das resultierende vereinfachte europäische Netz für das Jahr 2030 ist in **Abbildung 3-29** dargestellt, unterteilt in den Bestand und verschiedene Zubauprojekte.

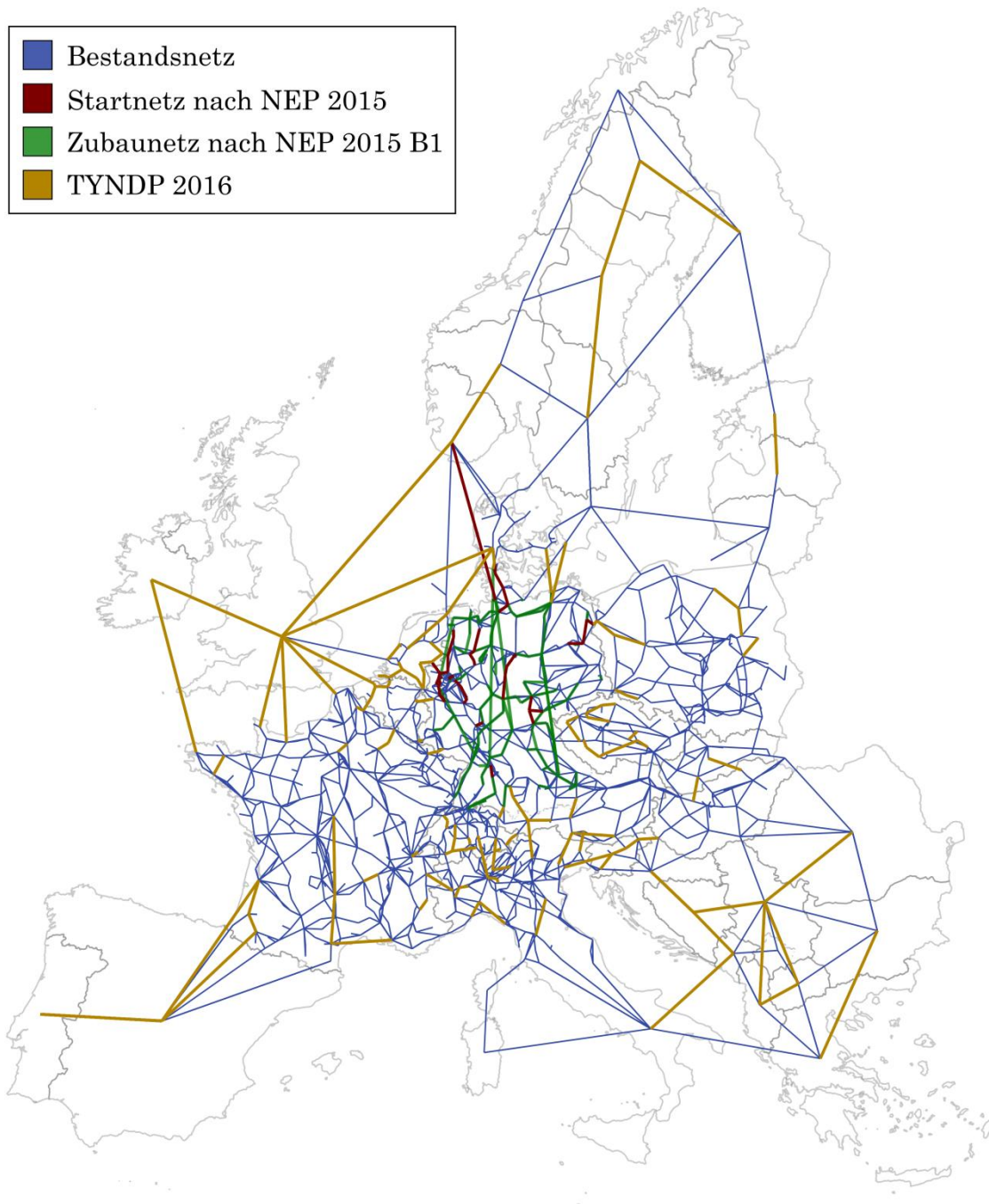


Abbildung 3-29: *Europäisches Netz mit Netzausbaumaßnahmen im Jahr 2030.*

3.3.1.3 Zusammenführung der Netzmodelle

Abschließend wird das deutsch-österreichische Netz (Kapitel 3.3.1.1) mit dem europäischen Netz (Kapitel 3.3.1.2) zusammengefügt. Dafür werden die Knoten an den Schnittstellen (lila Punkte in **Abbildung 3-30**) miteinander verbunden.

Es werden die am nächsten beieinander liegenden Knoten beider Netze als Kuppelstellen beider Netze aufgefasst. Nach dieser Zuordnung erfolgt im europäischen Netz eine Anpassung der Endpunkte der Leitungen, zudem eine Korrektur der Leitungslängen und Reaktanzen.

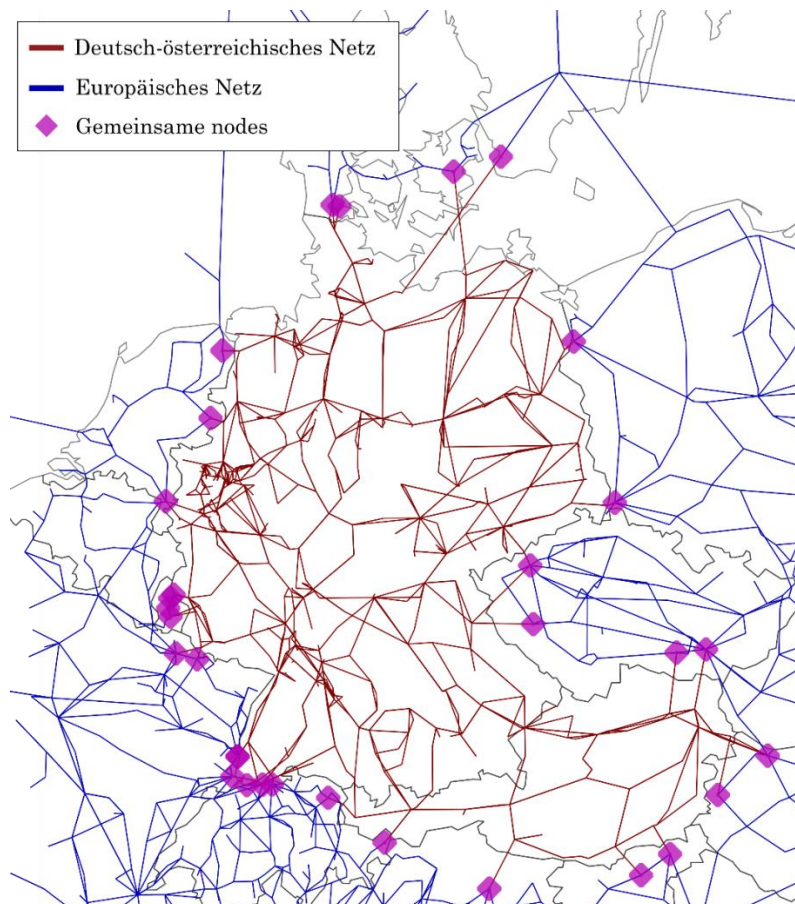


Abbildung 3-30: *Kuppelknoten zwischen dem deutsch-österreichischen Netzgebiet und den europäischen Nachbarn*

3.3.2 Konventionelle Kraftwerke

Aufgrund der punktuell hohen Leistungen spielt sowohl die korrekte technische Repräsentation als auch die Regionalisierung von konventionellen, thermischen Kraftwerken für das Übertragungsnetz eine entscheidende Rolle. Die benötigten Eingangsdaten zur Abbildung der verschiedenen Kraftwerkstypen (z.B. GuD, KWK etc.) hängen maßgeblich vom Detaillierungsgrad der Modellierung in der jeweiligen Region ab. Analog zu den Netzdaten wird auch bei den konventionellen Kraftwerken ein detaillierter Ansatz für das deutsch-österreichische Marktgebiet verfolgt, während das europäische Umland vereinfacht dargestellt wird. Beispielhaft ist an dieser Stelle die Modellierung der KWK-Kraftwerke anzuführen, die in Deutschland und Österreich bis zur Unterscheidung von Gegendruck- und Entnahmekondensationsturbinen sowie der Berücksichtigung von Fernwärmelastgängen reicht. Dagegen werden diese

Unterscheidungen in den europäischen Nachbarländern nicht getroffen. Inwiefern sich diese Anforderungen an die Eingangsdaten in der Quellenauswahl niederschlagen, wird in den nachfolgenden Kapiteln beschrieben.

3.3.2.1 Deutschland und Österreich

Als maßgebliche Quelle für den Bestand der thermischen Kraftwerke in Deutschland ist die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur /BNETZA-14 16/ anzuführen. Hinzu kommen Annahmen zur Außerbetriebsetzung und dem Neubau von Kraftwerken entsprechend der Logik, wie sie in /FFE-04 16/ und /PEL-02 16/ zu finden sind. Durch die Berücksichtigung von Kraftwerken mit Industriebezug ergibt sich ein Teil des Kraftwerksparks, der nicht nur die Anreize des Strommarkts der öffentlichen Versorgung „sieht“. So werden Kraftwerke mit Industriebezug beispielsweise zur Bereitstellung von Wärme in Industrie-Wärmenetzen oder zur Verfeuerung von Abfallprodukten wie Gichtgas eingesetzt. Aufgrund der Vielzahl an recherchierten Daten zu einzelnen Kraftwerksblöcken und der erarbeiteten Methodik zur Entwicklung des Kraftwerkbestands wird explizit nicht auf die Szenarien des Netzentwicklungsplans zurückgegriffen. Die sich daraus ergebenden installierten Leistungen im Jahr 2030 für die verschiedenen Kraftwerkstypen sind im Bericht zur Szenario-Analyse hinterlegt (/FFE-10 17/). Zur Georeferenzierung der Kraftwerksblöcke wird deren Adresse verwendet, während große Blöcke teilweise händisch unter Verwendung von OSM-Daten den korrekten Netzknoten zugewiesen werden.

3.3.2.2 Europa

In etwa 4.500 Kraftwerksblöcke befinden sich auf dem europäischen Kontinent in Betrieb /PLA-01 14/. Ein Ansatz, wie er zur Aufbereitung der Daten im deutsch-österreichischen Marktgebiet angewendet wird, ist hier aufgrund der Menge der Daten nicht realisierbar. Dementsprechend wurde ein allgemein gültiges Vorgehen entwickelt, das für alle europäischen Länder gleichermaßen durchgeführt werden kann. Im Wesentlichen kommen an dieser Stelle drei Eingangsdatensätze zum Tragen:

- Europäische Kraftwerksdatenbank nach PLATTS /PLA-01 14/
- Recherchierte Wirkungsgrade für die häufigsten Turbinenmodelle
- Rahmenszenario „Vision 2“ des TYNDP 2016 /ENTSOE 04 15/

Rahmenszenario „Vision 2“ des TYNDP 2016

Zur Wahrung der Konsistenz wird das Szenario „Vision 2“ für Erzeugung und Verbrauch in Europa angesetzt:

Hinweis

Als Rahmenszenario wird für die europäischen Nachbarländer das Szenario „Vision 2“ des TYNDP 2016 /ENTSOE-04 15/ angesetzt. Dies bedeutet, dass die Mantelzahlen für die Entwicklung der konventionellen Kraftwerke, der Erneuerbaren Energien und der elektrischen Last dieser Quelle entstammen. Im Nachfolgenden wird das Szenario in seinen Grundzügen erläutert und die Verwendung der Daten an entsprechender Stelle in den folgenden Kapiteln gekennzeichnet.

Wie in **Abbildung 3-31** dargestellt, unterscheiden sich die Szenarien des TYNDP 2016 hinsichtlich der energiepolitischen Ausrichtung der einzelnen Länder und der Intensität

der europäischen Zusammenarbeit in energiewirtschaftlichen Fragestellungen. Während die Visions 1 und 2 eine konservative Sichtweise mit geringere (1) und stärkerer (2) europäischen Kooperation repräsentieren, stellen die Visions 3 und 4 Energiewendeszenarien für einzelne Länder (3) oder im europäischen Verbund (4) dar.

	Slowest progress	Constrained progress	National green transition	European green revolution
	V1	V2	V3	V4
Economic and financial conditions	Least favourable	Less favourable	More favourable	Most favourable
Focus of energy policies	National	European	National	European
Focus of R&D	National	European	National	European
CO₂ and primary fuel prices	low CO ₂ price, high fuel price	low CO ₂ price, high fuel price	high CO ₂ price, low fuel price	high CO ₂ price, low fuel price
RES	Low national RES (>= 2020 target)	Between V1 and V3	High national RES	On track to 2050
Electricity demand	Increase (stagnation to small growth)	Decrease compared to 2020 (small growth but higher energy efficiency)	stagnation compared to 2020(Increase (growth demand)
Demand response (and smart grids)	As today	Partially used	Partially used	Fully used
	0%	5%	5%	20%
Electric vehicles	No commercial break through of electric plug-in vehicles	Electric plug-in vehicles (flexible charging)	Electric plug-in vehicles (flexible charging)	Electric plug-in vehicles (flexible charging and generating)
	0%	5%	5%	10%
Heat pumps	Minimum level	Intermediate level	Intermediate level	Maximum level
	1%	5%	5%	9%
Adequacy	National - not autonomous limited back-up capacity	European - less back-up capacity than V1	National - autonomous high back-up capacity	European - less back-up capacity than V3
Merit order	Coal before gas	Coal before gas	Gas before coal	Gas before coal
Storage	As planned today	As planned today	Decentralized	Centralized

Abbildung 3-31: Zusammenfassung der Szenarien „Visions“ des TYNDP 2016 in /ENTSOE-04 15/ für das Jahr 2030

Die Auswahl der Vision 2 stellt eine konservative Basis für die durchgeführten Berechnungen dar. Hinzu kommt, dass durch Vision 2 im Vergleich zu Visions 3 und 4 höhere Stromexporte an den Grenzkuppelstellen ins europäische Umland zu Zeiten hoher Erzeugung aus Windturbinen zu erwarten sind. Dies ist durch die konservativeren Annahmen in Bezug auf den Ausbau von Onshore- und Offshore-Wind für die europäischen Nachbarländer im Vergleich zum deutsch-österreichischen Marktgebiet⁷ zu erklären. Damit wird ein Regime geschaffen, das zu einer hohen Übertragungsnetzauslastung aufgrund des erhöhten Transportbedarfs führt. Dieser Startpunkt ist zur Bewertung der netzentlastenden Wirkung von Netzoptimierenden Maßnahmen besser geeignet als ein Szenario, das zu einem ganzjährig engpassfreien Netz führt.

⁷ Dies gilt für die Szenarien „Standard“ und „Klimaschutz“ nach /FFE-10 17/, die zur Untersuchung der Netzoptimierenden Maßnahmen im Übertragungsnetz herangezogen werden.

Im Kontext der Eingangsdaten für das europäische Kraftwerksszenario dienen die Daten des TYNDP 2016 als Mantelzahlen für die installierten Leistungen der verschiedenen Kraftwerkstypen und Energieträger. Da eine blockscharfe Darstellung des Szenarios seitens der ENTSO-E nicht veröffentlicht wird, findet eine Verschneidung mit einer Kraftwerksdatenbank bestehender Erzeugungskapazitäten statt.

Europäische Kraftwerksdatenbank nach PLATTS (Stand: 2014)

Die Kraftwerksdatenbank nach Platts /PLA-01 14/ stellt einen umfassenden Bestandsdatensatz für Kraftwerksblöcke ab 10 MW Brutto Erzeugungsleistung dar. Hinzu kommen Neubauprojekte, die sich in Planung oder im Bau befinden. Die daraus zur Klassifizierung der Kraftwerke verwendeten Daten bestehen neben der Brutto-Kraftwerksleistung aus:

- Energieträger/Brennstoff (Steinkohle, Braunkohle, Erdgas, Öl, Uran...)
- Kraftwerkstyp (Dampfturbine, Gasturbine, GuD, Gasmotor...)
- KWK-Technologie
- Jahr der Inbetriebnahme
- Turbinenhersteller und Turbinentyp
- Land, Stadt und Postleitzahl

Recherchierte Wirkungsgrade für die häufigsten Turbinenmodelle

Für die häufigsten Turbinentypen werden recherchierte Standardwirkungsgrade angesetzt. Damit können 25 % der in 2030 installierten Kraftwerksleistung durch turbinenspezifische Kenngrößen in der Modellierung berücksichtigt werden. Für die damit nicht erfassten Kapazitäten werden für den Kraftwerkstyp typische Werte in Abhängigkeit zum Jahr der Inbetriebnahme nach /FFE-01 12/ und /EWI-01 14/ verwendet.

Zusammenführung

Zur Bildung eines rechenfähigen Datensatzes, der sowohl lokal verortete Kraftwerksblöcke beinhaltet als auch in Summe den Mantelzahlen des TYNDP entspricht, wurde der im Nachfolgenden beschriebene Algorithmus entwickelt. Dieser wurde pro Land und Energieträger-Kategorie des TYNDP (Steinkohle, Braunkohle, Nuklear, Gas, Öl, Sonstige nicht EE) ausgeführt. Wesentliche Annahmen des Algorithmus sind:

- Bestehende Kraftwerksstandorte werden bei einer konstanten Kapazitätsentwicklung oder -steigerung weiterhin genutzt.
- Bei konstant bleibender Kapazität für einen Energieträger findet ein Zubau der geplanten Kraftwerksprojekte mit einem entsprechenden Rückbau der ältesten Kraftwerksblöcke statt.
- Stehen zu wenige Neubauprojekte und Kraftwerke, deren Lebensdauer noch nicht überschritten ist, zur Verfügung um die Szenario-Kapazität zu erreichen, so wird ein Retrofit der jeweils jüngsten Kraftwerke bis zur ungefähren Erreichung des Zielwerts durchgeführt. KWK-Kraftwerke werden dabei bevorzugt modernisiert.

- Bei einem Kapazitätsrückgang nach TYNDP werden die Kraftwerksblöcke, die sich nicht im KWK-Betrieb befinden und deren typische Lebensdauer überschritten ist, bevorzugt zurückgebaut.
- Nachdem die blockscharfen Zu- und Rückbaumaßnahmen durchgeführt wurden, wird zur exakten Erreichung des Zielwerts eine Skalierung der Kraftwerksleistungen durchgeführt.
- Findet in einem Land laut TYNDP-Szenario eine erstmalige Erschließung eines Energieträgers statt und diese Maßnahme ist nicht in der PLATTS-Datenbank hinterlegt, so werden diese Projekte händisch recherchiert.

3.3.3 Erneuerbare Energien

Als besonders großer Treiber für den steigenden Transportbedarf im Übertragungsnetz sind die Erneuerbaren Energien zu identifizieren. Aus diesem Grund spielt die Lokalisierung zukünftig installierter Leistungen und die zudem auf Wetterdaten basierende Generierung der zukünftigen Erzeugungsgänge eine elementare Rolle. Grundsätzlich ist festzuhalten, dass bei der Verortung des Ausbaus Erneuerbarer Erzeugung keine Rücksicht auf die Netzinfrastruktur und damit einhergehende Netzengpässe genommen wurde. In den nachfolgenden Kapiteln wird zunächst auf das Gebiet Deutschland und Österreich eingegangen. Anschließend wird der für alle europäischen Nachbarländer einheitlich gültige Ansatz erläutert.

3.3.3.1 Deutschland und Österreich

Da die Eingangsdaten sowohl im Verteil-, als auch im Übertragungsnetz auf der gleichen Logik zur Durchdringung von Erneuerbaren Energien in Deutschland und Österreich basieren, sei an dieser Stelle auf das Kapitel 2.4 verwiesen. Dort werden die relevanten Schritte zur Generierung der Eingangsdaten in der regionalen Auflösung von Postleitzahlgebieten und Gemeinden dokumentiert. In Abhängigkeit vom betrachteten Szenario werden die regionalen Ausbaupfade unterschiedlich weit beschriftet. Die Rahmendaten für die Szenarien entstammen dem Teilbericht zur Szenario-Analyse /FFE-10 17/. Darüber hinaus wird in Kapitel 3.3.6.1 beschrieben, wie die ermittelten Leistungsgänge der Gemeinde- und Postleitzahlgebiete den Netzknoten des Übertragungsnetzes zugewiesen werden.

Wind Offshore

Als Sonderfall gilt die Erzeugung aus Offshore Wind, da dieser Energieträger keinen Einfluss auf die Berechnungen im Verteilnetz hat und daher an dieser Stelle berücksichtigt wird. Die Datengrundlage stellt der Offshore Netzentwicklungsplan des Jahres 2015 /ONEP-01 15/ dar. Die Offshore-Anschlusspunkte werden mit den dazugehörigen, angeschlossenen Leistungen der WEA-Parks den anlandigen Netzknoten zugewiesen. Somit findet keine Untersuchung der Auslastung von Seekabeln statt. In **Abbildung 3-32** ist die Zuteilung der Offshore Leistungen an die Onshore-Knoten dargestellt.

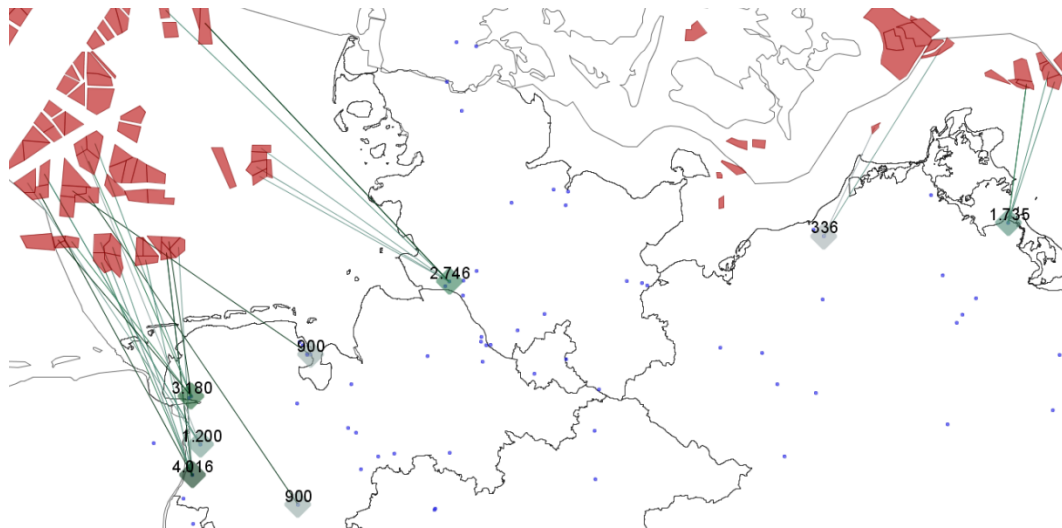


Abbildung 3-32: Zuweisung der Offshore Leistungen entsprechend ONEP2015 /ONEP-01 15/ zu Netzknoten an Land im Szenario „Standard“/FFE-10 17/

3.3.3.2 Europa

Während die aktuelle Stromerzeugung Erneuerbarer Energien von Deutschland und Österreich sehr detailliert in der FREM-Datenbank vorgehalten wird, ist jene der europäischen Länder nach Recherchen in einer niedrigeren Auflösung vorhanden. Als Grundlage für die Modellierung der Stromerzeugungsentwicklung bis 2030 dienen auf europäischer Ebene die Ziele des Ten-Year Network Development Plan 2016 (TYNDP) der Länder /ENTSOE-04 15/. Dabei wird konsistent zu Last und installierter Leistung konventioneller Kraftwerke auf das Szenario „Vision 2“ zurückgegriffen.

Der Algorithmus zum Zubau von Wind- bzw. Photovoltaikanlagen in Europa basiert auf einem Regionalisierungsansatz (siehe **Abbildung 3-33**). Als Eingangsdaten werden der Bestand 2014 auf NUTS3-Ebene, die Ziele der Vision 2 des TYNDP der Länder, die Potenziale pro NUTS3-Region und standortspezifische Volllaststunden (VLS, /DWD-01 14/) genutzt. Aus den Zielen und dem Bestand 2014 kann der Zubau bis 2030 auf Länderebene ermittelt werden. Das Potenzial wird auf NUTS3-Ebene anhand von Eignungsflächen, die mithilfe der VLS bewertet werden, ermittelt. Dabei ist zu beachten, dass maximal 10 % pro NUTS3-Region als Potenzial zur Verfügung stehen. Anhand des Anteils des Potenzials jeder NUTS3-Region an dem jeweiligen Land und des länderspezifischen Ziels 2030 des TYNDPs kann der Zubau pro NUTS3-Region evaluiert werden. Dieser Zubau ergibt mit dem Bestand aus 2014 die installierte Leistung im Jahr 2030 auf NUTS3-Ebene. Da nur in den mitteleuropäischen Ländern die Netzknoten auf NUTS3-Ebene vorliegen, werden in den umliegenden Ländern die installierten Leistungen 2030 auf Länderebene aggregiert.

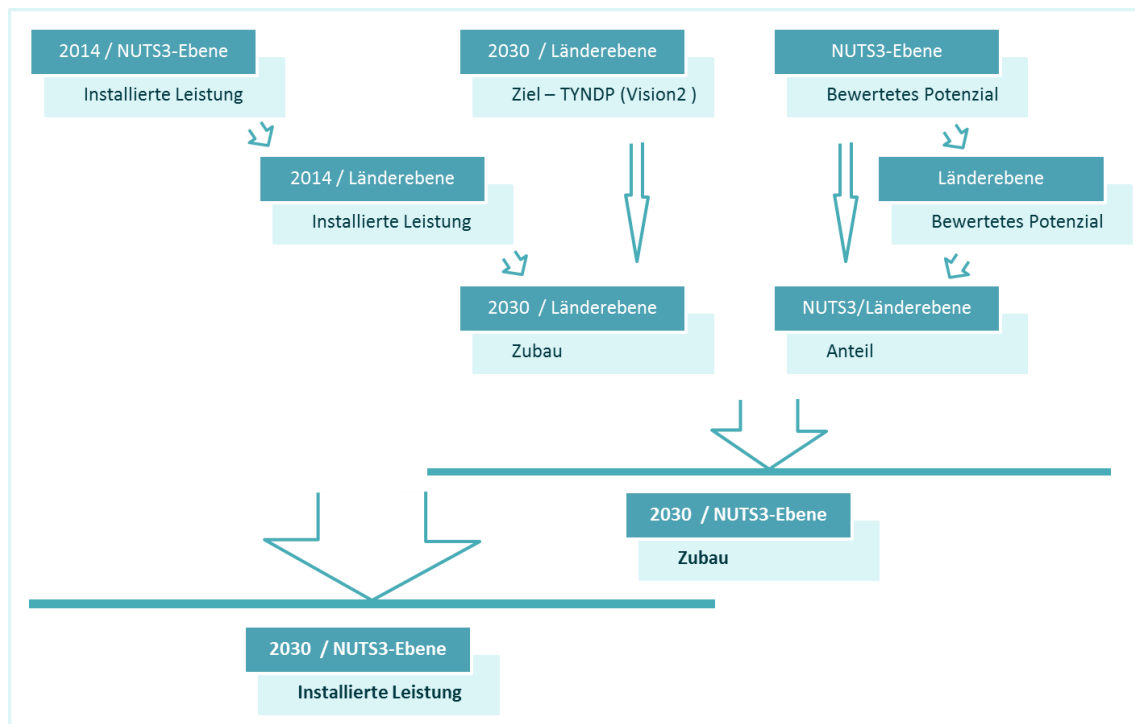


Abbildung 3-33: Flowchart des Zubau-Algorithmus für Europa

Windkraft – Installierte Leistung 2014

In der Datenbank von The Wind Power liegen Onshore-Windkraftanlagen mit ihrer installierten Leistung anlagenscharf und weltweit vor /TWP-01 15/. Für Europa werden aus dieser Datenbank die Verteilung der Windkraftanlagen und deren installierter Leistung im Jahr 2014 extrahiert und auf NUTS3-Ebene aggregiert. Die Aggregation schafft eine Übersichtlichkeit, wobei eine regionale Differenzierung innerhalb der Länder bewahrt bleibt. Die regionale Differenzierung ermöglicht den Einsatz regional unterschiedlicher Erzeugungsgänge. Um eine Vergleichbarkeit der installierten Leistung in den NUTS3-Regionen mit unterschiedlicher Größe herzustellen, ist in **Abbildung 3-34** die Leistungsdichte in kW/km² angegeben. Es sind eindeutige Leistungsspitzen in Nord- und Mitteldeutschland, Niederlande und im Norden Großbritanniens zu erkennen. In Süditalien, im Burgenland und in Teilen der Iberischen Halbinsel sind ebenfalls hohe Leistungsdichten zu verzeichnen. In den Skandinavischen Ländern fällt bis auf die südlichste Spitze Schwedens die Leistung durch Windkraftanlagen sehr gering aus.

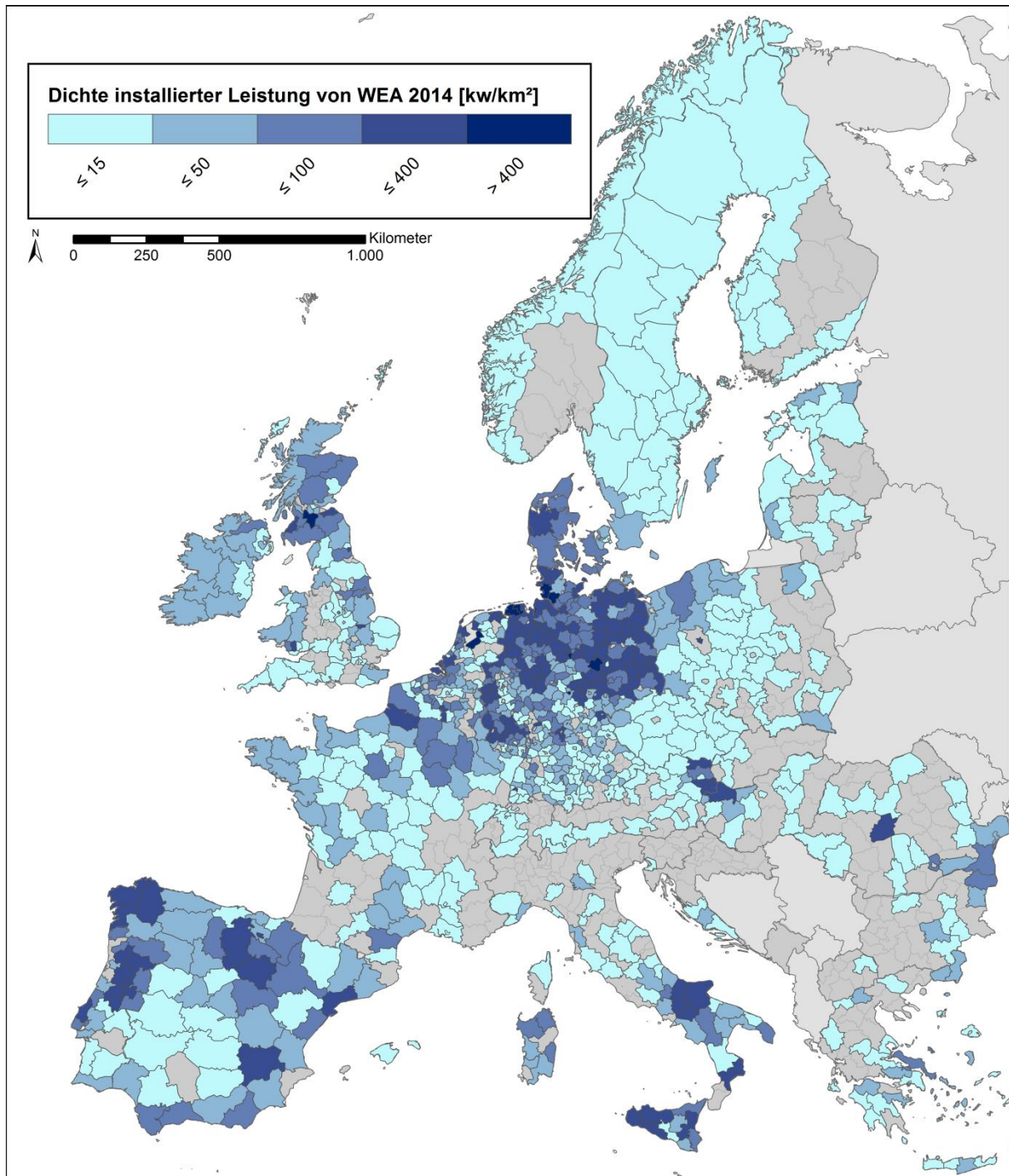


Abbildung 3-34: *Installierte Leistung von Onshore-Windkraftanlagen auf NUTS3-Ebene im Jahr 2014, dargestellt als Dichte in kW/km², für Deutschland wird ein eigenes Verfahren, nach Kapitel 3.3.3.1, verwendet*

Zur Untersuchung von Offshore-Windkraftanlagen werden anlagenscharfe Daten händisch georeferenziert, digitalisiert und mit Attributen wie der Betriebs- und Bauphase sowie der installierten Leistung versehen /FOURC-01 11/. Die Zuordnung der bereits installierten Leistung im Jahr 2014 zu einer NUTS3-Region erfolgt über einen geometrischen Ansatz, der auf den Abständen zwischen den Centroiden des Offshore-Clusters und der NUTS3-Region beruht. Dadurch kann die absolute installierte

Leistung für die entsprechende NUTS3-Region abgebildet werden. Die meisten bereits installierten Offshore Windparks sind in der Nord- und Ostsee lokalisiert, weshalb Europa auf diesen Ausschnitt in **Abbildung 3-35** zugeschnitten ist. Neben der installierten Leistung pro NUTS3-Region sind die bereits installierten Offshore-Windregionen eingezeichnet. Großbritannien weist die meiste installierte Leistung mit insgesamt 4,3 GW auf, gefolgt von Dänemark mit 1,2 GW und Deutschland mit knapp 700 MW.

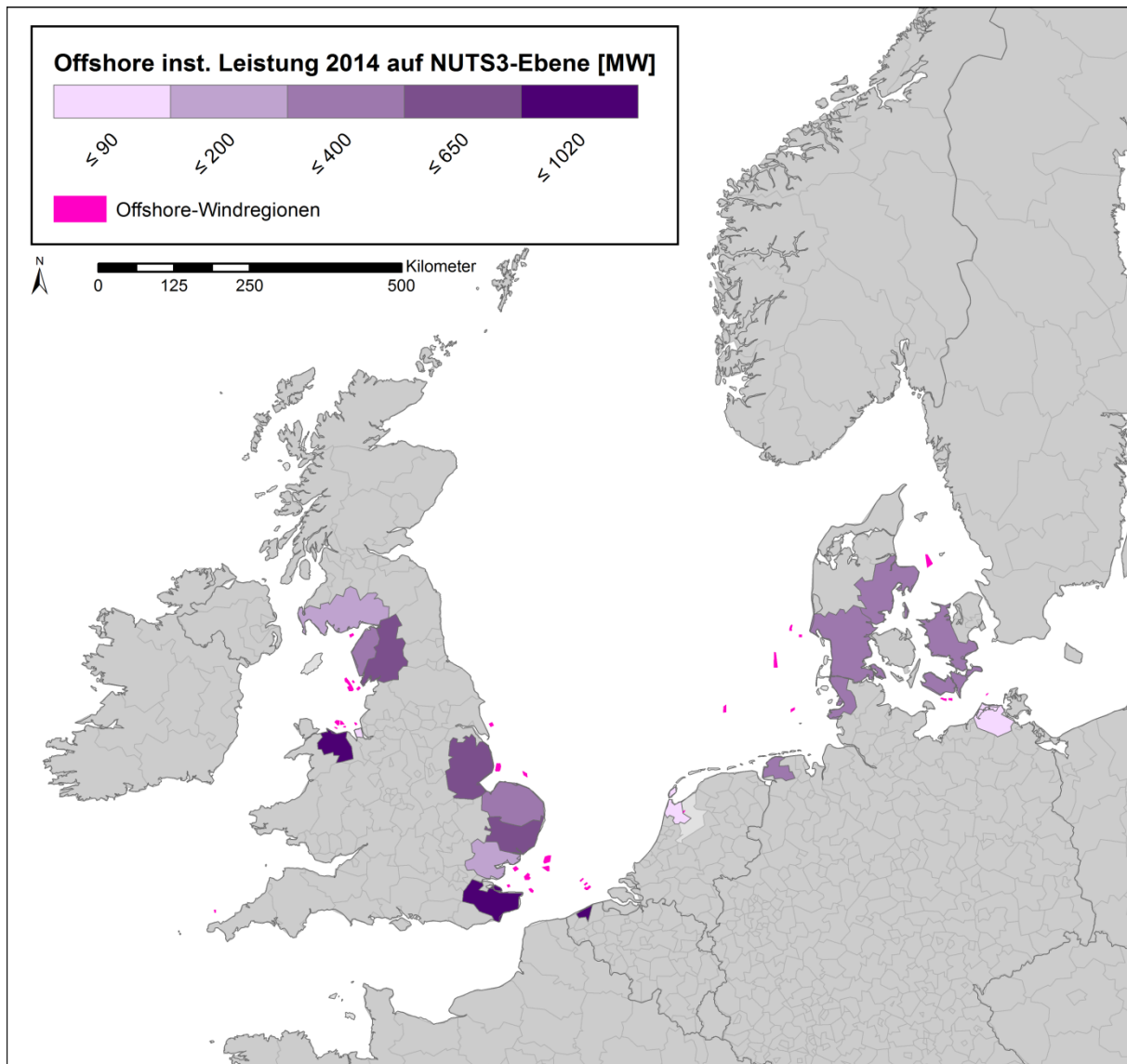


Abbildung 3-35: *Installierte Leistung von Offshore Windkraftanlagen in MW im Jahr 2014, zugeordnet zu der jeweiligen NUTS3-Ebene*

Windkraft – Entwicklung bis 2030

Das Onshore-Windkraftpotenzial in Europa wird mit der räumlichen Auflösung der NUTS3-Regionen durch die Kombination von geeigneten Flächen und einer Gewichtung verschiedener Standortkategorien ermittelt.

Die geeigneten Flächen sind das Ergebnis einer Weißflächenanalyse, in der Vektordaten des CORINE Landcover Datensatzes und OSM-Daten eingehen /CLC-01 09/, /OSM-01 17/. Die geeignete Fläche wird um anthropogene Ausschlussgebiete wie

Siedlungsflächen und Infrastruktur sowie um naturräumliche wie Gewässer und Naturschutzgebiete /UNEP-01 14/, /BFN-01 13/ mit Pufferabständen, die sich an folgenden Quellen orientieren, reduziert: /BSR-01 11/, /DLR-01 04/, /FFE-03 11/.

Die Standortbewertung basiert auf dem Ertrag im Wetterjahr 2012 (Schaltjahr). Die potenziellen Volllaststunden wurden zunächst basierend auf der stündlichen Windgeschwindigkeit nach /DWD-01 14/ und einer Nordex N117 mit 120 m Nabenhöhe berechnet. Anschließend werden die NUTS3-Regionen in fünf Kategorien eingeteilt und das Potenzial nach **Tabelle 3-3** gewichtet.

Tabelle 3-3: Gewichtung des Windkraftpotenzials in den NUTS3-Regionen

Kategorie	Volllaststunden von	Volllaststunden bis	Gewichtung
1	0	1.399	0,01
2	1.400	2.999	0,5
3	3.000	3.999	1,0
4	4.000	4.999	2,0
5	5.000	8.784	3,0

Die Gewichtung wurde so gewählt, dass an ertragsschwachen Standorten (Kategorie 1) nur sehr wenige WEA errichtet werden. Mittlere Standorte (Kategorie 2) werden seltener als ertragsreiche Standorte (Kategorie 3) erschlossen. Sehr ertragreiche Standorte (Kategorie 4 und 5) werden zum einem mit hoher Wahrscheinlichkeit erschlossen, zum anderen werden Starkwindanlagen mit einer höheren Leistungsdichte als der Nordex N117 angesetzt.

Der Zubau je NUTS3-Region ergibt sich aus dem Anteil des bewerteten Potenzials am gesamten bewerteten Potenzial des Landes und dessen gesamten Ausbauziels (siehe Abbildung 3-33).

Zur Bestimmung des Offshore-Potenzials werden geplante Windparks herangezogen /FOURC-01 11/ und ebenfalls entsprechend des Zubau-Algorithmus modelliert. Anschließend findet eine Zusammenführung der installierten Leistungen im On- und Offshore Bereich statt und es werden gemäß der Netzknoten aus Kapitel 3.3.6.2 die Leistungen auf die entsprechenden Knoten aggregiert.

Die sich daraus ergebene europaweite Verteilung der installierten Leistung von Windkraft ist in **Abbildung 3-36** normiert auf die Fläche (kW/km²) dargestellt, wobei im deutsch-österreichischen Marktgebiet die Regionalisierung nach Kapitel 3.3.3.1 angesetzt ist. Die höchsten Werte werden regional in Deutschland und den Niederlanden erreicht. Auch in Italien und Frankreich ist eine regionale Differenzierung erkennbar. Durch die Glättung der Daten bei der länderscharfen Erfassung können Spitzenwerte nicht erreicht werden. Spitzenwerte wären beispielsweise in Großbritannien und Norwegen an der Küste durch Offshore-Windparks möglich.

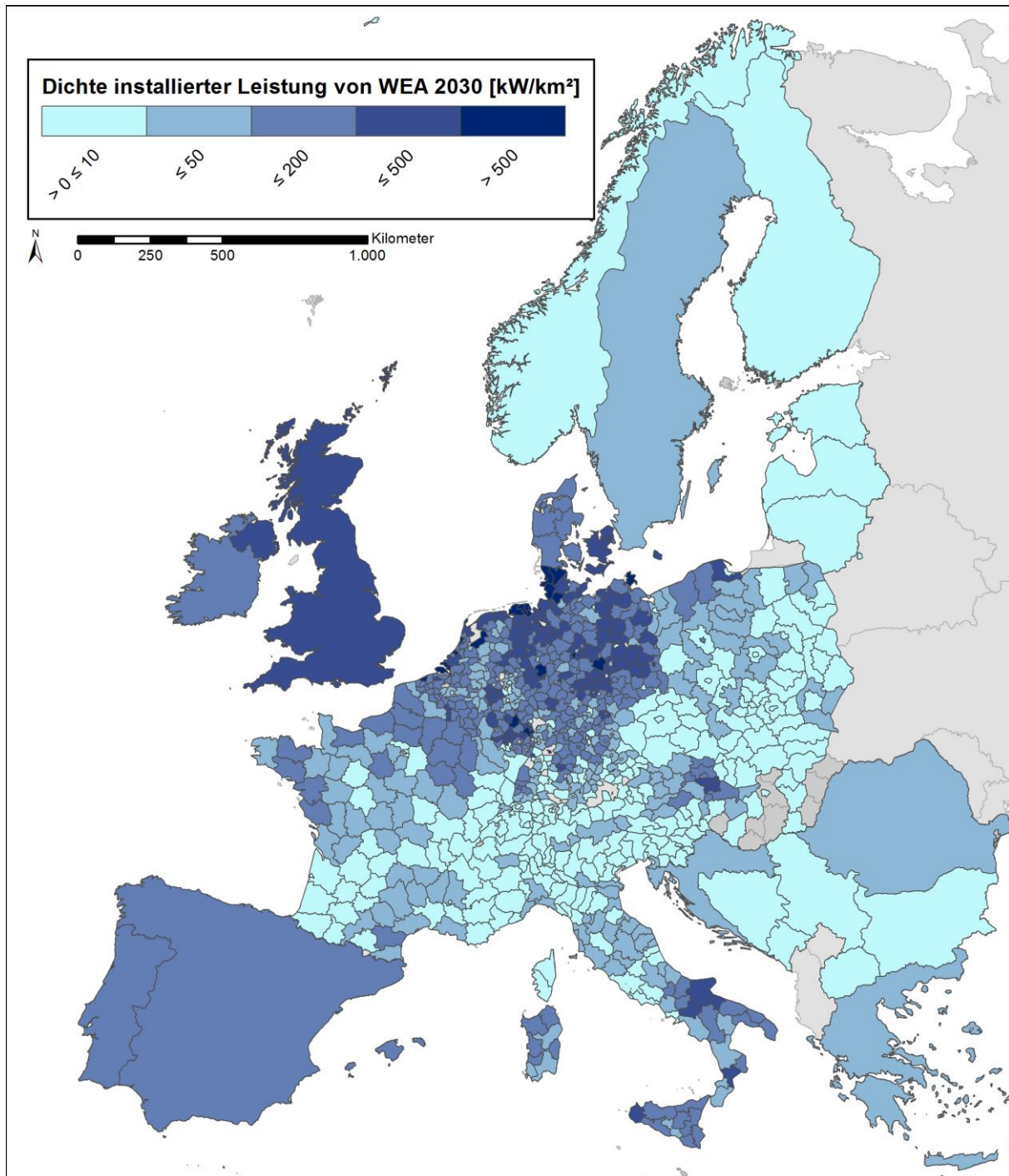


Abbildung 3-36: *Installierte Leistung von On- und Offshore Windkraftanlagen im Jahr 2030, dargestellt als Dichte in kW/km²*

Photovoltaik – Installierte Leistung 2014

Die installierte Photovoltaikleistung im Jahr 2014 ist im FREM in einigen Ländern auf NUTS3-Ebene integriert /HER-01 15/. In manchen Ländern liegen die Werte nur länderscharf vor wie beispielsweise in Norwegen und Polen. In **Abbildung 3-37** ist eindeutig die Vorreiterstellung Deutschlands in dem Photovoltaik Sektor ersichtlich. Österreich, Frankreich, Spanien und Italien weisen wie Deutschland eine höhere Detailtiefe auf, wodurch regionale Unterschiede zu erkennen sind.

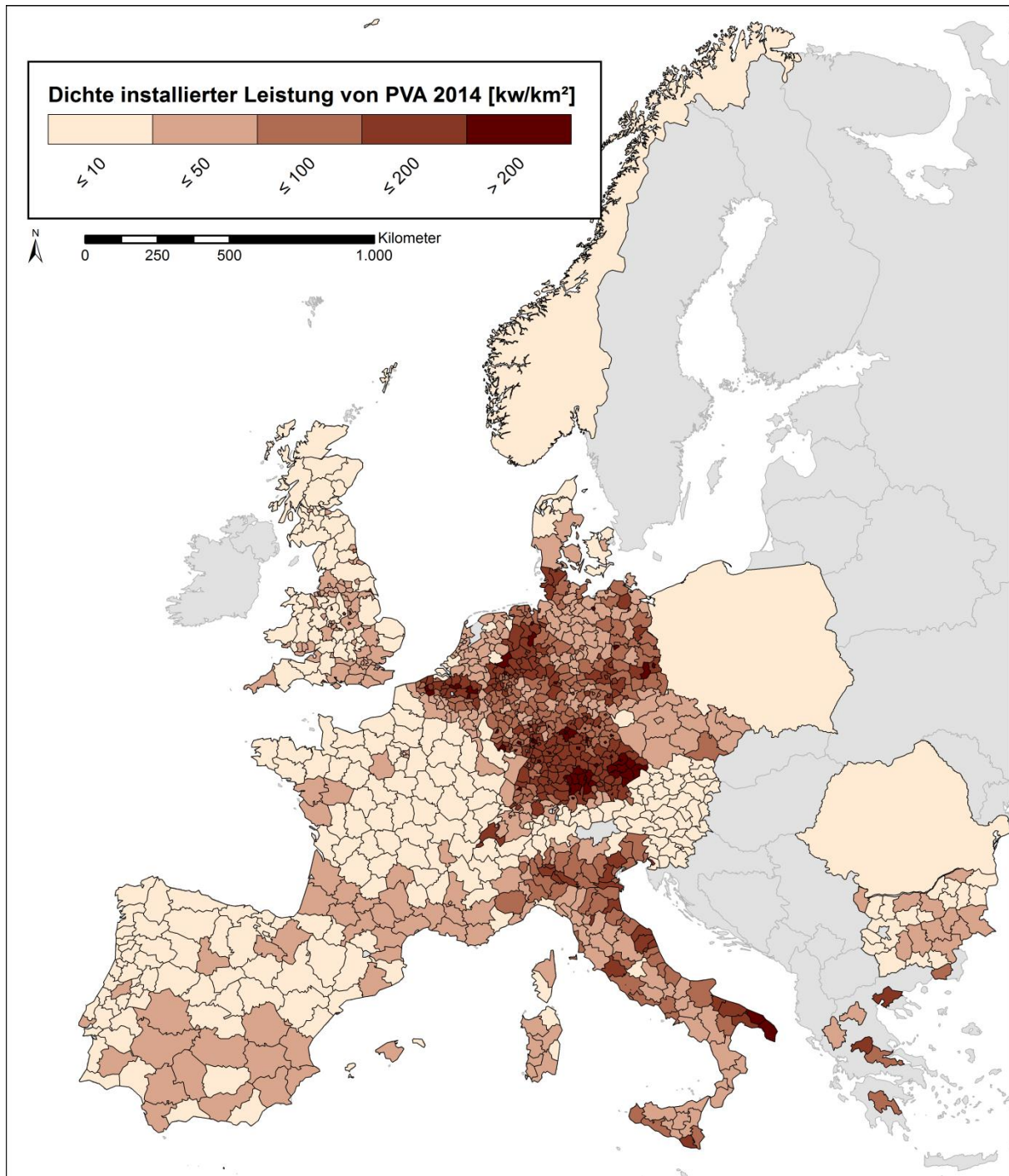


Abbildung 3-37: *Installierte Leistung von Photovoltaikanlagen im Jahr 2014, dargestellt als Dichte in kW/km^2*

Photovoltaik – Entwicklung bis 2030

Um die Photovoltaikleistung 2030 in Europa zu bestimmen wird das Potenzial für Photovoltaikanlagen benötigt. Bei diesem Ansatz werden nur Anlagen auf Dachflächen berücksichtigt. Eine detaillierte Auswertung der europäischen Gebäudedaten erfolgt nicht. Basierend auf den Ergebnissen des Gebäudemodells für Deutschland wird ein Syntheseverfahren für Europa generiert. Dabei wird aus Daten Deutschlands mit dem Verhältnis von bebauter Fläche zur Gesamtfläche der Region und der Dachfläche zur Gesamtfläche der Region ein Faktor gebildet, der anschließend auf die europäischen

Länder angewendet wird. Dadurch kann die Dachflächengröße in ganz Europa quantifiziert werden, wobei bebaute Flächen aus dem CORINE Landcover Datensatz und aus OSM-Daten identifiziert werden /CLC-01 09/, /OSM-01 17/. Es ist anzumerken, dass dieser Ansatz bebauungsgetrieben ist und somit Ballungsräume stärker gewichtet werden. Das Potenzial wird mit den VLS /DWD-01 14/, wie in **Tabelle 3-4** aufgelistet, gewichtet und anschließend anhand des Zubau-Algorithmus (in Anlehnung an die Windkraftanlagen) entsprechend regionalisiert.

Tabelle 3-4: Gewichtung des Photovoltaikpotenzials in den NUTS3-Regionen

Kategorie	Volllaststunden von	Volllaststunden bis	Gewichtung
1	0	799	0,01
2	800	999	0,5
3	1.000	1.199	1,0
4	1.200	1.399	2,0
5	1.400	8.784	3,0

In Ländern, die nur mit einem Netzknoten repräsentiert sind, wird entsprechend zu der Entwicklung von Windkraftanlagen die Leistung aggregiert. In **Abbildung 3-38** ist die Dichte der installierten Leistung von Photovoltaikanlagen im Jahr 2030 in kW/km² für die einzelnen Regionen dargestellt. Die höchsten installierten Leistungen können in Deutschland, Italien und Spanien beobachtet werden, die auch die höchsten Ausbauziele im TYNDP ausweisen. Demgegenüber stehen beispielsweise Norwegen und Schweden, die keine Ausbauziele definiert haben und somit auch keine installierte Leistung 2030 aufweisen.

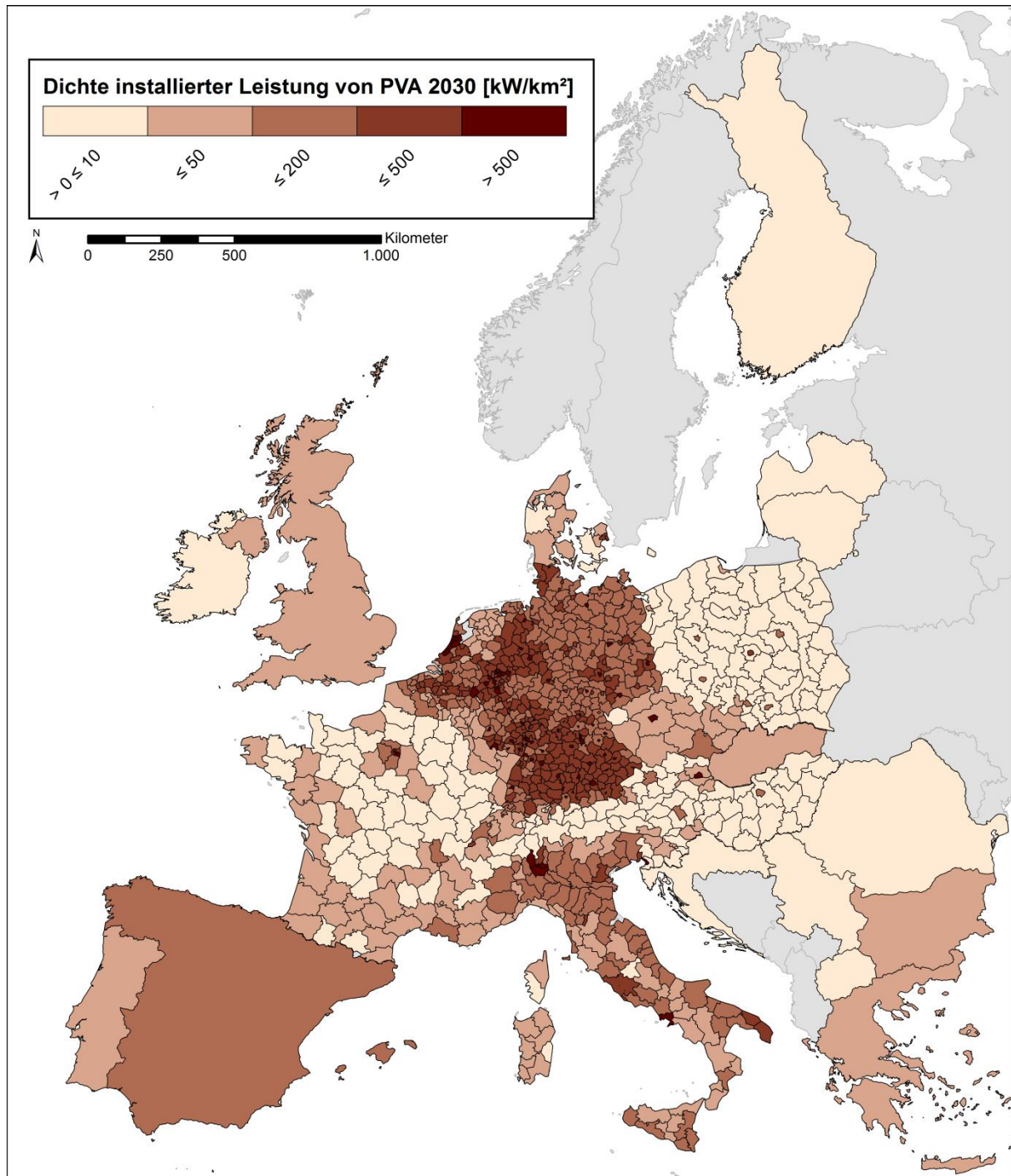


Abbildung 3-38: *Installierte Leistung von Photovoltaikanlagen im Jahr 2030, dargestellt als Dichte in kW/km^2*

3.3.3.3 Sonstige Erneuerbare Energien, Speicherwasser-, Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerke

Für die Modellierung des Bestands und Ausbaus der weiteren Erneuerbaren Energien wie Biomasse, Geothermie oder Abfall, sowie für die Datengrundlage der Speicherwasser-, Laufwasser- oder Pumpspeicherkraftwerke, sei auf /FFE-04 16/ verwiesen. Auch hier werden, sofern definiert, die Daten des TYNDP 2016 Vision 2 als Rahmenszenario angesetzt. Die Georeferenzierung der Anlagen basiert auf der europäischen Kraftwerksdatenbank nach /KWKA-01 14/. Für hier nicht berücksichtigte

Anlagen findet eine vereinfachte Verteilung nach Bevölkerungsdichte der NUTS3-Regionen statt. Da es sich hierbei um sehr kleine Leistungen handelt, wird diese Annäherung als vertretbar eingestuft.

3.3.4 Elektrische Last

Eine hochaufgelöste Repräsentation der Erzeugungseinheiten kann nur dann einen relevanten Mehrwert im Sinne der Modellergebnisse liefern, wenn die elektrische Nachfrage mit einer ähnlichen Genauigkeit abgebildet wird. Auch dieser Eingangsdatensatz wird zweigeteilt bereitgestellt: Die Entwicklung der Last im deutsch-österreichische Marktgebiet wird unter Berücksichtigung von Nachfrageentwicklungen in den einzelnen Sektoren und von neuartigen Verbrauchern, wie beispielsweise Wärmepumpen oder Elektrostraßenfahrzeugen, modelliert. Für die europäischen Nachbarn kommt ein vereinfachter Ansatz zum Tragen, der im Nachfolgenden beschrieben wird.

3.3.4.1 Deutschland und Österreich

Die Entwicklung der absoluten Höhe der Last sowie der sektoralen Anteile richtet sich nach den MONA-Szenarien, wie sie in dem Bericht zur Szenario-Analyse in /FFE-10 17/ dokumentiert sind. Die regionale Verteilung sowie die Quellen zur Generierung von Lastgängen sind in Kapitel 2.5 beschrieben.

3.3.4.2 Europa

Eine detaillierte Modellierung der elektrischen Last, wie sie für das deutsch-österreichische Marktgebiet durchgeführt wurde, kann aufgrund der Vielzahl an notwendigen länderspezifischen Quelldaten nicht für die europäischen Nachbarn angesetzt werden. Auch hier werden zur Wahrung der Konsistenz die Zielwerte des TYNDP 2016 /ENTSOE-04 15/ verwendet.

Die Umschlüsselung in die Regionen Dänemark, Teilregionen Ost und West, erfolgt über den Stromverbrauch /NPS 01 14/. Auf Dänemark-West entfallen rund 60 % des Stromverbrauchs von Dänemark. Der Stromverbrauch von Nord-Irland wird nach /DECC-05 14/ aus den Daten für ganz Großbritannien abgeleitet.

Als Regionalisierungsschlüssel werden die Einwohnerzahlen der NUTS-3 Regionen angenommen und für den stündlichen Verlauf der Last auf die Arbeit aus /FFE-04 16/ zurückgegriffen. Diese beruhen im Wesentlichen auf den nationalen Verbrauchsgängen, wie sie bei der Transparenzplattform der ENTSO-E für das Jahr 2012 (Wetterjahr) gemeldet wurden /ENTSOE-01 14/.

3.3.5 Netzoptimierende Maßnahmen

Der Einfluss von Netzoptimierenden Maßnahmen auf das Energiesystem ist stark von deren Durchdringung und Regionalisierung abhängig. Die im Folgenden aufgezeigten Maßnahmen werden in mehreren Ausbaustufen basierend auf einer Referenzberechnung im Jahr 2030 implementiert, so dass Effekte unterschiedlicher Durchdringungsgrade offensichtlich werden. Die Methodik zur Bildung dieser Ausbaustufen wird im MONA-Bericht zur Einsatzreihenfolge erläutert. Zudem werden die Annahmen, die zur

Potenzialanalyse getroffen wurden, im Bericht zu den Netzoptimierenden Maßnahmen /FFE-15 17/ beschrieben.

3.3.5.1 Freileitungsmonitoring (FLM)

Durch die direkte oder indirekte Messung der Leitertemperatur auf den Stromtrassen kann deren tatsächliche thermische Auslastung überwacht werden und somit können zusätzliche witterungsbedingte Übertragungspotenziale genutzt werden. Dieses zusätzliche Potenzial gegenüber Normbedingungen wird auf Basis der Trassenverläufe, regional hochaufgelösten Wetterdaten und einem thermodynamischen Freileitungsmodell ermittelt.

Eingangsdaten

Um das Übertragungspotential zu bestimmen, wurden Netzdaten und historische Wetterdaten (Temperatur, Windstärke und Windrichtung) aus dem Jahr 2012 betrachtet.

Da der Einfluss des Windes auf einer Leitung sehr abhängig vom Winkel zwischen der Leitungsrichtung und der Windrichtung ist, werden genaue Daten der Leitungstrassen benötigt. Diese werden durch OsmTGmod (siehe Kapitel 3.3.1.2.1) bereitgestellt. Zudem wird die maximale, witterungsbedingte Auslastung auf 3.600 A zur Gewährleistung der Systemstabilität angesetzt. Das sich daraus ergebende Potenzial einzelner Leitungen im Jahresmittel ist in **Abbildung 3-39** dargestellt.

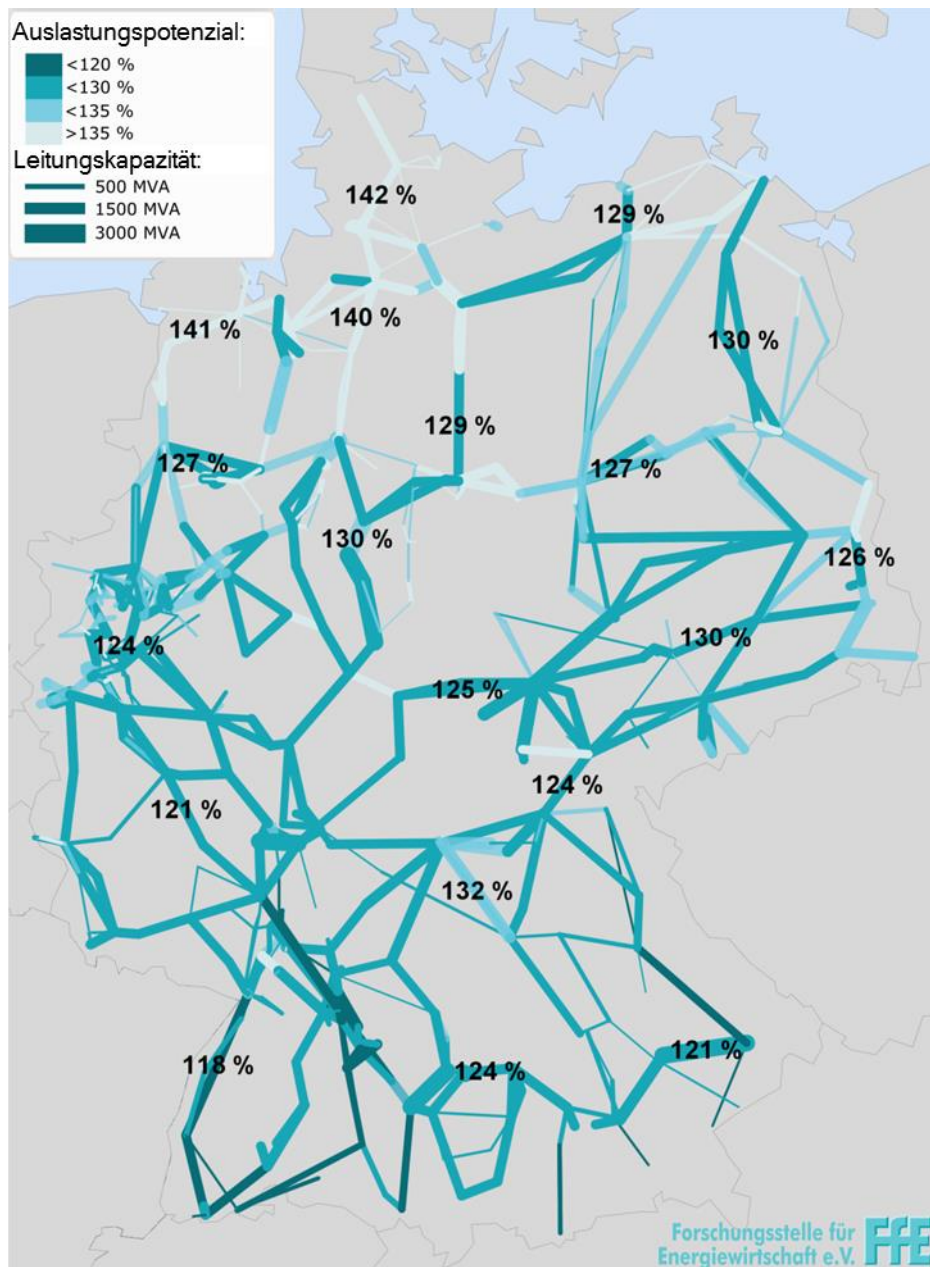


Abbildung 3-39: Auslastungspotenzial durch FLM gegenüber Normbedingungen im Jahresmittel, Berechnungslogik nach /FFE-46 14/

In dem Modell werden nicht alle Leitungen potenziell mit FLM ausgerüstet. Ausgeschlossen werden Neubauprojekte und Leitungen, die bereits mit HTLS-Leiterseilen ausgestattet sind. Dazu können aufgrund limitierter Eingangsdaten, wie beispielsweise fehlende Geodaten zu exakten Trassenverläufen, einige Trassen nicht berücksichtigt werden. Insgesamt werden Potenziale von 23.621 km Trassenlänge, d.h. 80,1 % des Übertragungsnetzes, betrachtet.

Ausbaukosten

Der Ausbau von FLM ist für das Jahr 2030 mit Kosten von 5.139 € pro Kilometer und Jahr verbunden /FFE-15 17/. Um die Ausbaukosten der verschiedenen Stufen zu bestimmen, wird diese Zahl mit der Gesamtlänge aller Leitungen multipliziert. Bei einem Monitoring aller Leitungen betragen die Kosten 121,39 Mio. €/a.

3.3.5.2 Konventioneller Netzausbau im Übertragungsnetz

Der konventionelle Netzausbau im Übertragungsnetz stellt eine erprobte Maßnahme dar. Je nach Belastungsszenario stehen verschiedene Optionen zur Lösung von Netzengpässen zur Verfügung. Diese reichen von der Neubeseilung mit HTLS über die Erhöhung der Spannungsebene bis zum Neubau in einer bestehenden oder neuen Leitungstrasse. Eine detaillierte Beschreibung dieser Maßnahmen findet sich in /FFE-15 17/.

Der Zubaualgorithmus wird basierend auf den am stärksten ausgelasteten Trassen ausgeführt. Dabei werden stark ausgelastete 220 kV-Freileitungen, sofern möglich, auf einen 380 kV-Betrieb umgestellt. Ist dies nicht möglich, da die Integration in ein bestehendes 380 kV Netzgebiet nicht gegeben ist, wird von einem „Neubau in bestehender Trasse“ mit zwei zusätzlichen Stromkreisen ausgegangen. Für 380 kV-Freileitungen wird immer die Option „Neubau in bestehender Trasse“ inklusive zweier Stromkreise gewählt. Dies ist damit zu begründen, dass zur Netzentlastung zwar der Bau eines einzelnen Stromkreises ausreichend wäre, in der Praxis allerdings die Masten in der Regel vollständig beseilt werden. Die Kostenannahmen zu den einzelnen Ertüchtigungsmaßnahmen basieren auf den Werten des NEP 2015 /UENB-02 16/. Die sich ergebenden Gesamtkosten für die einzelnen Netzausbauzustufen werden im Bericht zur Einsatzreihenfolge dargestellt.

3.3.5.3 Demand Response (DR) in der Industrie

Durch Lastverschiebung oder durch einen gesteuerten Produktionsausfall in energieintensiven Industrieprozessen sowie bei Querschnittstechnologien kann ein netzdienlicher Effekt erreicht werden. In /FFE-05 16/ wird das technisch verfügbare Potenzial von DR bewertet und ökonomische Betrachtungen ausgearbeitet. Im untersuchten Szenario werden 2,2 GW in energieintensiven Prozessen und 1,6 GW in Querschnittstechnologien als DR-Potenzial berücksichtigt. Bedingungen zur Häufigkeit und Menge des Abrufs von DR sind in /FFE-04 16/ genannt. Die regionale Verteilung der Potenziale orientiert sich an den Stromverbräuchen und Beschäftigtenzahlen der jeweiligen Industriesektoren.

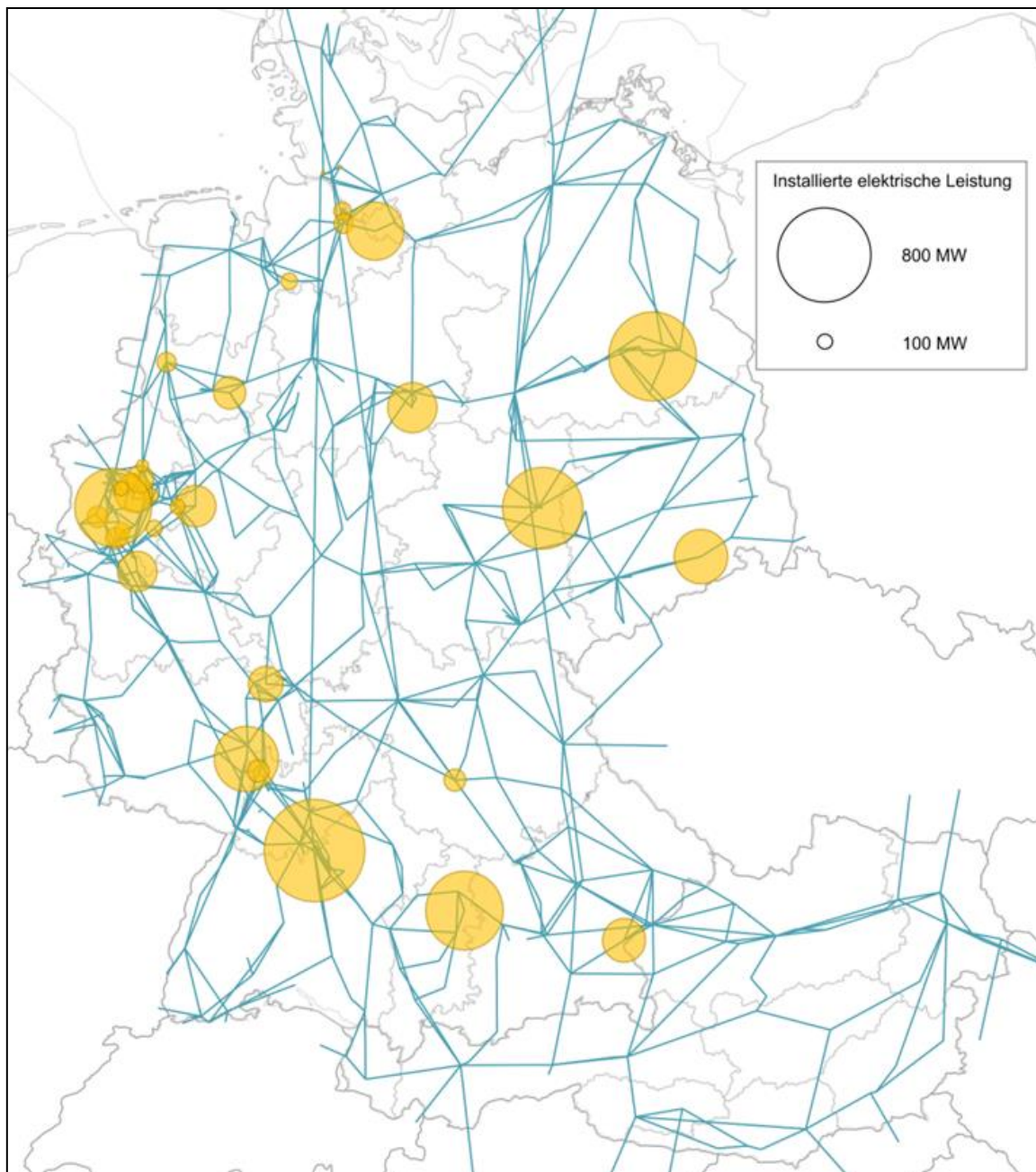


Abbildung 3-40: Regionale Verteilung der berücksichtigten DR-Leistungen

3.3.5.4 Power2Heat-Ausbau in der Fernwärme

Power2Heat ist ein sektorkoppelndes Element. Dessen Einsatz führt insbesondere in Kombination mit Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen zu einer erhöhten Systemflexibilität und kann die Abregelung Erneuerbarer Energien reduzieren, falls eine geeignete, netzdienliche Standortwahl getroffen wird. Für den Power2Heat-Zubau wird eine installierte Leistung von 9,2 GW_{el} angesetzt. Dies beruht auf der vereinfachenden Annahme, dass die großen deutschen Fernwärmenetze im Jahr 2030 Power2Heat mit einem Anteil von 25 % ihrer installierten Anschlussleistung einsetzen. Davon sind 5,7 GW bzw. 3,4 GW am öffentlichen bzw. industriellen Netz angeschlossen.

Was die Modellierung der Wärmeseite betrifft, werden die in **Abbildung 3-41** dargestellten deutschen Netzregionen als „thermische Kupferplatte“ betrachtet.

Innerhalb einer solchen Region entstehen keine Wärmenetzrestriktionen, d.h. alle Wärmeerzeuger (KWK-Kraftwerke, Power2Heat, Heizwerke) innerhalb einer Region können die Wärmelast der Region decken. Zwischen den einzelnen Regionen ist kein Wärmetransport möglich.

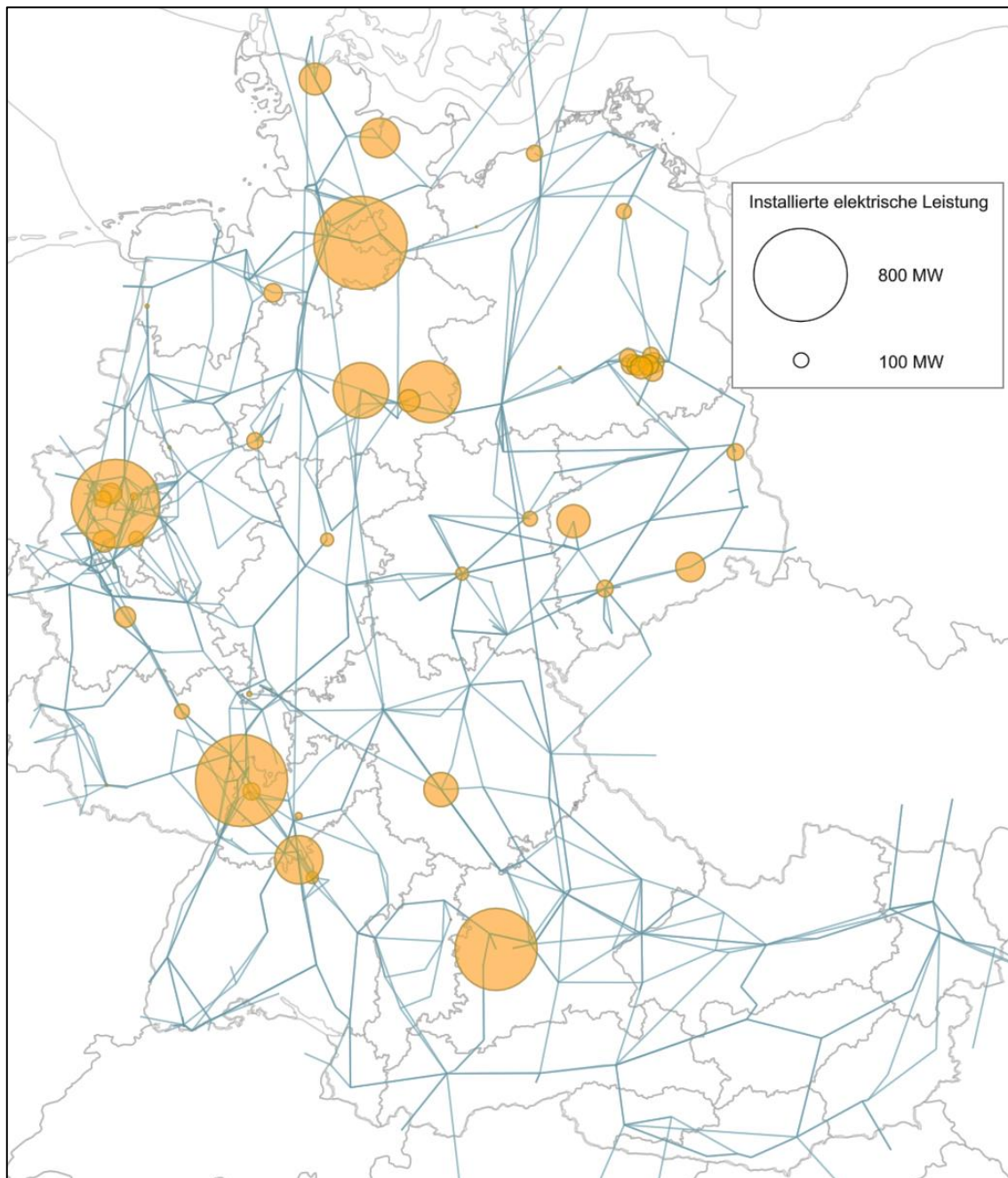


Abbildung 3-41: Regionale Verteilung der angenommenen Power2Heat-Leistungen

Für Power2Heat werden für das Jahr 2030 Investitionskosten von 100.000 €/MW, Betriebskosten (pro Jahr) von 0,1 % der Investitionskosten, eine Laufzeit von 50 Jahren und ein Zinssatz von 6 % berücksichtigt /FFE-15 17/. Die Annuitätskosten betragen 6.344 €/MW/a. Für die hier betrachtete Power2Heat-Anlagen mit einer Leistung von 9,1 GW entspricht dies 58,01 Mio. €/a.

3.3.6 Zuweisung von Netzknoten zu geographischen Regionen

In Deutschland wird die Zuweisung von räumlichen Verwaltungsgebieten zu Netzknoten auf der Ebene der Postleitzahlen und Gemeinden durchgeführt. Diese Doppelung der Zuweisungsschlüssel hat den Vorteil, dass Eingangsdaten, die teilweise eine sehr heterogene Regionalisierung aufweisen, schneller Netzknoten zugewiesen werden können. Beispielsweise findet bei der Zuweisung der Kraftwerke der Ansatz nach PLZ Anwendung, während den Lasten und Erneuerbaren Energien die Umschlüsselung nach Gemeinden zu Grunde liegt. In Österreich werden die Bezirke verwendet, die in etwa die gleiche Größe wie die deutschen Landkreise besitzen.

Da das europäische Umland nicht im Fokus der Untersuchungen steht, wird hier die NUTS-3 Ebene angesetzt, die in der Größenordnung der deutschen Landkreise liegt und damit eine niedrigere Auflösung darstellt.

3.3.6.1 Deutschland und Österreich

Eine Vielzahl energiewirtschaftlich relevanter Informationen wie Stromerzeugung und -verbrauch liegen auf Gemeinde- und PLZ-Ebene vor. Um diese Informationen auch auf Netzknotenebene zu erhalten, werden Gemeinden und PLZ-Gebieten Netzknoten anhand einer dreistufigen räumlichen Analyse zugeteilt. Im Folgenden wird die Methodik der Zuordnung von Gemeinden zu Netzknoten erläutert, die für die PLZ-Gebiete analog verläuft.

Eine klare Zuordnung einer Gemeinde erfolgt dann, wenn ein Netzknoten in dieser vorhanden ist. Befinden sich mehrere Netzknoten in einer Gemeinde, findet eine anteilige Zuordnung statt. Dafür werden um alle Netzknoten Kreisflächen mit einem einheitlichen Radius gebildet und mit der Fläche der Gemeinde verschnitten. In **Abbildung 3-42** ist dieses Vorgehen beispielhaft dargestellt.



Abbildung 3-42: Vorgehensweise in Schritt 1 des Zuordnungsverfahrens

In Abhängigkeit der Größe der Kreisflächen innerhalb einer Gemeinde wird der Anteil an den Netzknoten gemäß **Gleichung (38)** bestimmt.

$$\text{Anteil}(NK, GE) = \frac{A(NK, GE)}{\sum A(NK, GE)} \quad (38)$$

NK:	Gemeinde
GE:	Gemeinde
A:	Kreisfläche um Netzknoten
Anteil(NK,GE):	Anteil der Gemeinde an Netzknoten

Ist in einer Gemeinde kein Netzknoten vorhanden, erfolgt im zweiten Schritt die Zuordnung über die kürzeste Entfernung zum nächsten Netzknoten. Allerdings müssen bei der Zuordnung weitere Kriterien erfüllt werden. Um historisch gewachsenen Netzstrukturen Rechnung zu tragen, sollen bei einer Zuordnung Netzknoten und Gemeinde im selben Bundesland liegen. Zudem erfolgt als zweites Kriterium eine Zuteilung nur dann, wenn sich Gemeinde und Netzknoten im selben Verteilnetzbereibergebiet (VNB-Gebiet) der Hochspannungsebene befinden. Zu diesem Zweck wurde anhand der Informationen aus dem EEG Anlagenregister über den VNB und die Spannungsebene eine Verteilnetzbereiberkarte für die Hochspannungsebene mit einer hohen Übereinstimmung mit der ene't „Karte der Stromnetzbetreiber“ /ENET-01 15/ abgeleitet (vgl. **Abbildung 3-43**). Die Zuordnung wird durch einen Distanzradius weiter reglementiert. So wird eine Gemeinde einem Netzknoten bei einer Entfernung größer 25 km nicht mehr zugeordnet, auch wenn sich diese im selben Bundesland und VNB-Gebiet befinden.

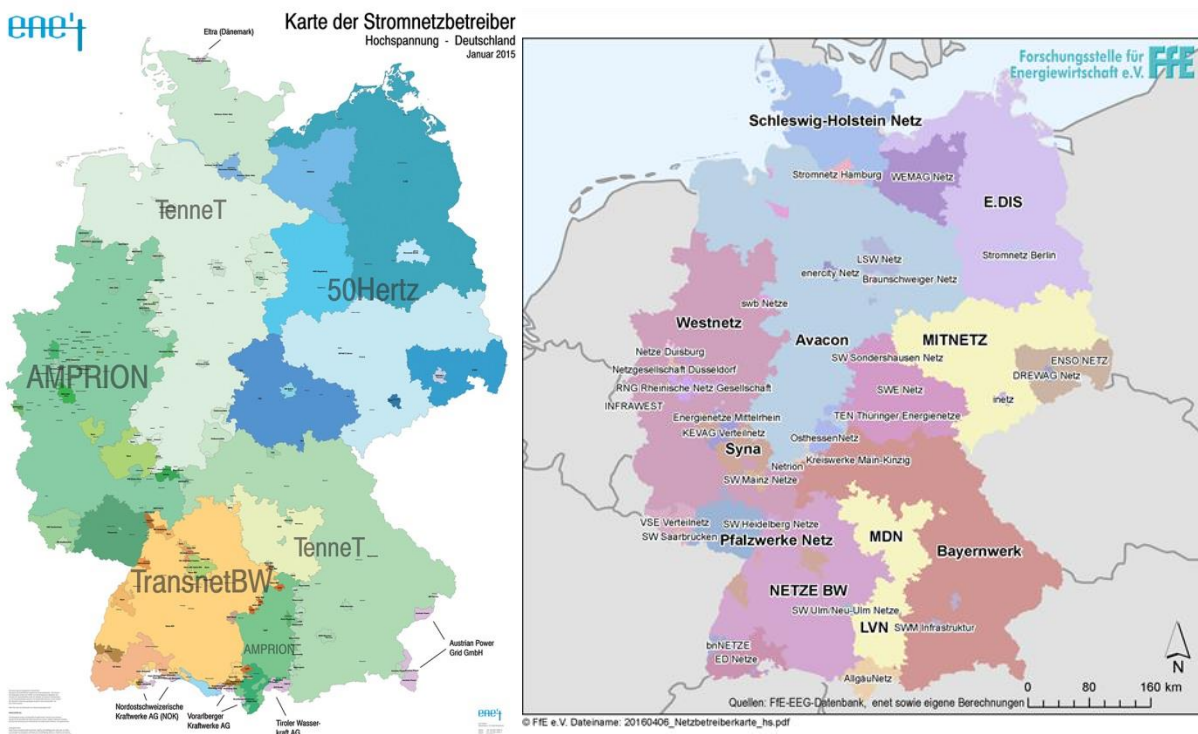


Abbildung 3-43: Karte der Stromnetzbetreiber Hochspannung nach /ENET-01 15/ und abgeleitet aus der EEG-Datenbank der FfE

Für diejenigen Gemeinden, die einem Netzknoten aufgrund des Distanzradius nicht zugeteilt werden können, erfolgt im dritten Schritt die Zuordnung über die kürzeste Entfernung zum nächsten Netzknoten sowie deren Lage innerhalb desselben Bundeslandes.

Für Österreich durchläuft die Zuordnung nur Schritt 1 und 3, da keine Informationen über die VNBs vorhanden sind. Dies bedeutet allerdings, dass der Großteil der Gemeinden nach Durchlaufen von Schritt 1 keinem Netzknoten zugeordnet wurde (vgl. **Abbildung 3-44**) und das Kriterium „Lage im selben Bundesland“ in Schritt 3 für eine Zuordnung ungenügend ist. Um die räumliche Distanz der Gemeinde zu den potenziell zuordbaren Netzknoten zu reduzieren, wird daher für Österreich in Schritt 3 auch nicht die Lage im selben Bundesland sondern die Lage im selben Bezirk als Kriterium ausgewiesen. Ein Bezirk stellt die nächste kleinere administrative Einheit zu einem Bundesland dar.

Auch kann die Zuordnung aufgrund fehlender Informationen über die PLZ-Gebiete nur für Gemeinden durchgeführt werden. In **Abbildung 3-44** sind der Anteil der Gemeinden und PLZ-Gebiete an den einzelnen Zuordnungsschritten sowie die räumliche Verteilung der Gemeinden nach den Zuordnungsschritten dargestellt. Es wird deutlich, dass innerhalb von Deutschland die Zuordnung überwiegend in Schritt 2 erfolgt. Dass sich mehrere Netzknoten in einer Gemeinde bzw. einem PLZ-Gebiet befinden kommt vergleichsweise selten und überwiegend in städtischen Ballungsgebieten vor.

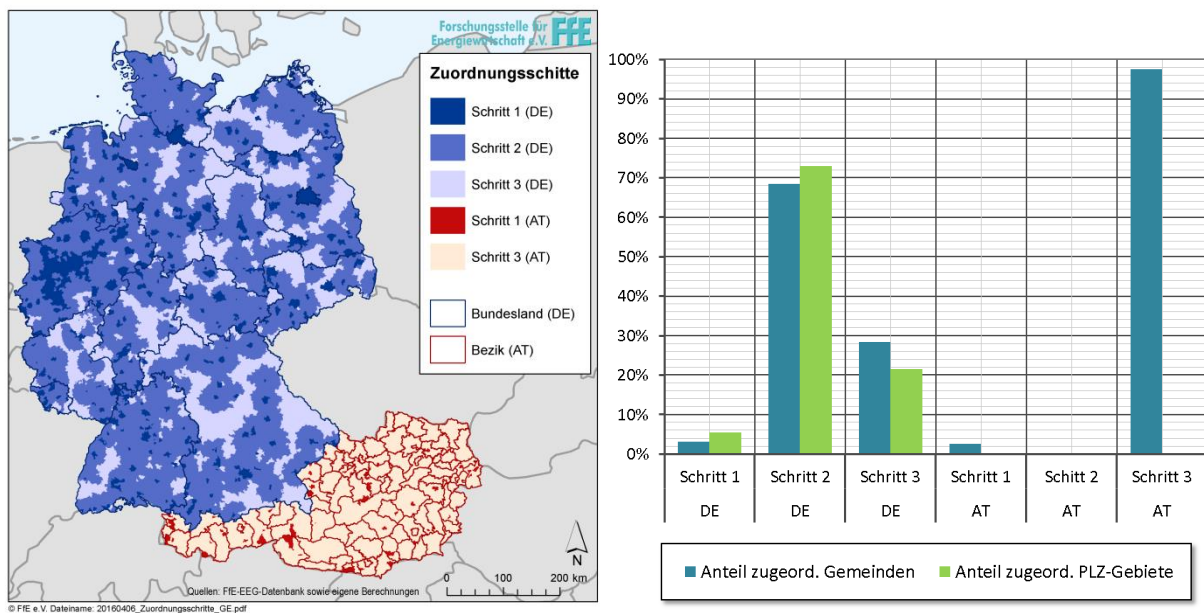


Abbildung 3-44: *Räumliche Verteilung und Anteil der Gemeinden nach Zuordnungsschritten*

Das Ergebnis der Zuordnung von Gemeinde zu Netzknoten ist für Deutschland und Österreich in **Abbildung 3-45** dargestellt.

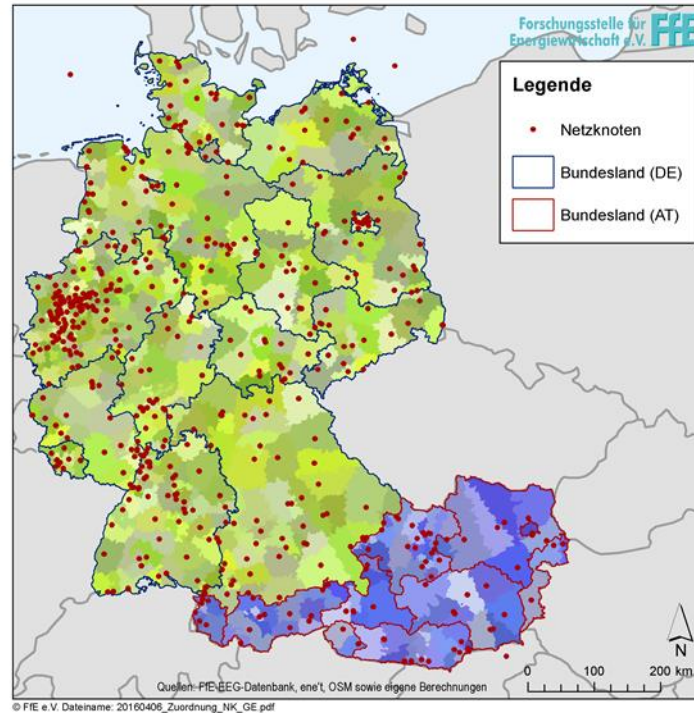


Abbildung 3-45: *Ergebnis der Zuteilung von Gemeinden zu Netzknoten*

3.3.6.2 Europa

Die europäische Zuordnungslogik erfolgt an einigen Stellen analog zur Vorgehensweise in Deutschland und Österreich. Aufgrund der Heterogenität und mangelnden Verfügbarkeit der Daten wird hier nicht auf die Versorgungsgebiete der Netzbetreiber zurückgegriffen. Stattdessen kommt ein rein geometrischer Ansatz zur Anwendung. Wie in Schritt 1 (Abbildung 3-42) der oben beschriebenen Abfolge wird durch die Verschneidung von Kreisen um die Netzknoten mit der jeweiligen NUTS-3-Region die bedeckte Fläche ermittelt. Die Größe des Kreisradius ist von der Fläche der NUTS-3-Region abhängig. Befinden sich mehrere Netzknoten in einer NUTS3-Region, so werden EE-Erzeugungsgänge und Lasten anteilig entsprechend der relativ abgedeckten Fläche auf die Netzknoten verteilt. Liegt kein Netzknoten innerhalb einer NUTS-3-Region, findet eine Zuweisung über den geringsten Abstand des nächsten Netzknotens zum Zentroid der NUTS-3-Region statt. Eine beispielhafte Darstellung dieses Vorgehens ist in **Abbildung 3-46** zu finden.

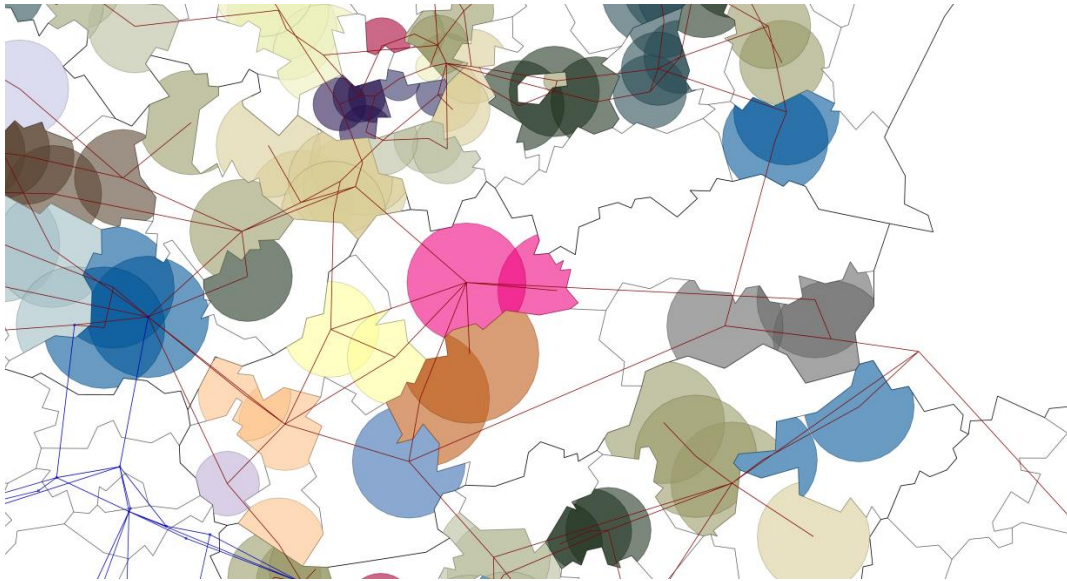


Abbildung 3-46: Zuweisung von NUTS3-Regionen zu Netzknoten im europäischen Umland

3.4 Validierung

Die Erweiterung des *ISAAr* um die Netzdarstellung mit einer linearisierten Lastflussberechnung sowie die Überarbeitung von Netzdaten in Kapitel 3.3.1.1.4 erfordern ausgehend von /FFE-04 16/ eine Validierung der neuen Komponente. Mit diesem Schritt wird sichergestellt, dass das weiterentwickelte Modell weiterhin im Rahmen seines Abstraktionslevels dem realen deutschen Energiesystem entspricht. Dazu wird eine Berechnung des Kraftwerkseinsatzes und der Netzauslastung des Jahres 2012 im deutsch-österreichischen Marktgebiet durchgeführt und anhand historischer Daten validiert. Mit der Fähigkeit des Modells, einen historischen Kraftwerkseinsatz und Netzauslastung zu reproduzieren, kann dessen Plausibilität gezeigt werden und Aussagen über die Belastbarkeit von generierten Ergebnissen mithilfe von Szenarien erhöht werden.

Im Folgenden werden zunächst in Abschnitt 3.4.1 auf die Rahmenbedingungen der Validierung hingewiesen und die Kriterien eines validen Modells festgelegt. Abschnitt 3.4.2 befasst sich mit den Randbedingungen der Validierung. Abschließend wird in Abschnitt 3.4.3 mit einem Berechnungslauf eines Jahres das *ISAAr* anhand der festgelegten Kriterien evaluiert und eine Aussage zur Plausibilität der Ergebnisse getroffen.

3.4.1 Rahmenbedingungen und Kriterien der Validierung

Der Rahmen für die Validierung des *ISAAr* ist der Zeithorizont 2030, in welchem netzoptimierende Maßnahmen im deutschen Übertragungsnetz untersucht werden sollen. Dies erfordert nicht nur ein valides Energiesystem im deutschen Netzgebiet, sondern auch über dessen Grenzen hinaus eine plausible Abbildung.

Der Energiehandel und somit der geplante Kraftwerkseinsatz in Deutschland findet an der European Energy Exchange (*EEX*) statt, dessen Marktgebiet für beinahe alle Produkte Deutschland und Österreich beinhaltet. Aufgrund dessen muss die Validierung

für die Region Deutschland und Österreich (DE/AT) durchgeführt werden. Diese Validierung soll für das Jahr 2012 im Rahmen dieser Arbeit durchgeführt werden. Dabei müssen als Randbedingungen an den Grenzen des Marktgebiets DE/AT historische Exportsaldi verwendet werden (siehe Kapitel 3.4.2), um physikalische Lastflüsse über nicht simulierte Gebiet und gehandelte Energiemengen mit anderen Marktgebieten zu berücksichtigen.

Für Berechnungen über die Gegenwart hinaus müssen Handelsmengen und gelieferte Energiemengen jedoch zuerst prognostiziert werden. Dazu wird das *ISAaR* auf das Gebiet Europa ausgedehnt, jedoch mit dem Abstand zum deutsch-österreichischen Marktgebiet in einer stärker werdenden Abstraktion und Vereinfachung. Durch eine Simulation des Europäischen Kraftwerkseinsatzes sollen dann Handelsflüsse⁸ zwischen den Marktgebieten errechnet werden, deren resultierenden Leitungsauslastungen anschließend als feste Randbedingungen für eine Berechnung der Region DE/AT dienen, siehe dazu **Abbildung 3-47**.

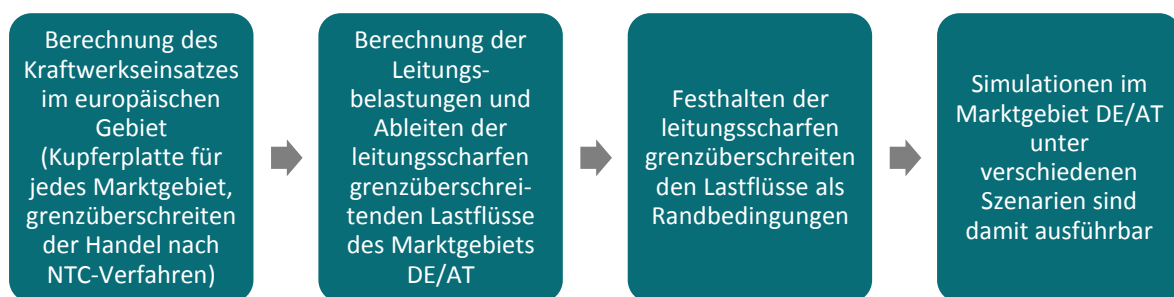


Abbildung 3-47: *Vorgehen bei der Berechnung von grenzüberschreitenden Lastflüssen für das Marktgebiet Deutschland und Österreich für Szenarien des Jahres 2030.*

Kriterien für die Validierung

Das *ISAaR* ist eine lineare Vereinfachung eines Energiesystems und besitzt aus diesem Grund nur ein begrenztes Darstellungsvermögen des realen Verhaltens. Deshalb kann bei der Validierung keine detaillierte Repräsentation von historischen Daten erwartet werden. Jedoch sollen grundsätzliche, reale Zusammenhänge sichtbar werden, Kraftwerkseinsätze tendenziell korrekt abgebildet und Netzengpässe lokalisiert werden können. Diese Kriterien sollen als Maßgabe für ein plausibles und valides Modell gelten. Wenn diese in einem Berechnungslauf der Region DE/AT des Jahres 2012 erfüllt werden oder hinreichend gut abgebildet werden, soll das Modell als validiert gelten.

⁸ Bei gehandelten Energiemengen zwischen Marktgebieten werden nach dem NTC-Verfahren (NTC: Net Transfer Capacity) in den grenzüberschreitenden Leitungen Sicherheitsmargen für Ringflüsse und für mögliche Regelernergieeinsätze freigehalten: „Net Transfer Capacity = Total Transfer Capacity – Transmission Reliability Margin“.

3.4.2 Historische Exporte als Randbedingung

In Abschnitt 3.4.1 wurde bereits die Notwendigkeit der Festlegung von Export-Lastflüssen an den Grenzen des zu simulierenden Marktgebietes Deutschland und Österreich als Randbedingungen erläutert. An dieser Stelle soll die Relevanz der Exportflüsse im Simulationsmodell untermauert werden und der Vorgang der Festlegung gezeigt werden.⁹

Mit einer Ausfuhr an Strom von 67,3 TWh und einer Einfuhr von 44,2 TWh an der deutschen Grenze im Jahr 2012 /BMWi-02 15/ sind die Energiehandelsvolumina zwischen den Marktgebieten nicht vernachlässigbar. Zusätzlich belasten Lastflüsse, deren Transaktionen innerhalb des Marktgebietes DE/AT getätigt werden, im stark vermaschten europäischen Übertragungsnetz zu relevanten Anteilen auch Leitungen im Ausland. Beispielsweise führt eine starke Windenergieerzeugung im Norden Deutschlands und ein großer Lastbedarf im Süden zu einem Lastfluss durch Deutschland, aber auch zu Ringflüssen über die Nachbarländer Polen und Tschechien, sowie westlich über Niederlande, Belgien und Frankreich /BNETZA-18 14/.

Für das Jahr 2012 werden die im *ISAAr* benötigten Exportflüsse aus Datenbanken der vier deutschen Netzbetreiber 50Hertz, TenneT, Amprion und TransnetBW, sowie dem österreichischen Netzbetreiber APG verwendet. In **Abbildung 3-48** sind die verfügbaren Daten und die daraus resultierenden Grenzabschnitte visualisiert.

⁹ Werden zukünftige Exportflüsse mittels der „Kupferplattenberechnung Europa“ generiert, so liegen die Exporte leitungsscharf vor und müssen lediglich in den Leitungsgleichungen mit $P_{\min,t} = P_{\max,t}$ fixiert werden. Bei historischen Exportflüssen sind die Daten nicht leitungsscharf vorhanden, weshalb im Folgenden beschriebene Methode angewendet wird.

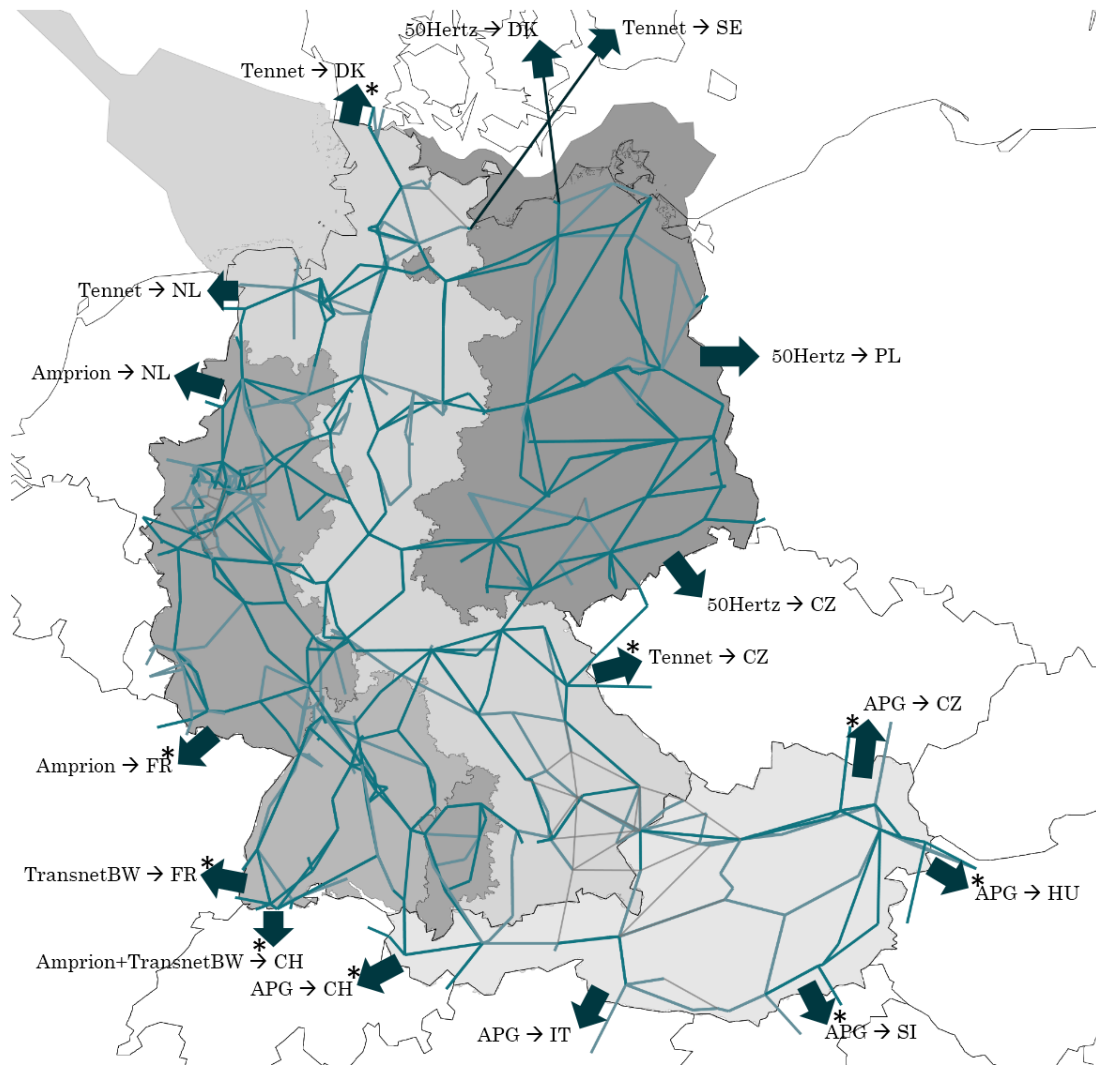


Abbildung 3-48: *Verwendete Datensätze verschiedener Grenzabschnitte zum Festlegen der Randbedingungen an den Grenzleitungen des Marktgebietes DE/AT. Für mit einem Stern markierte Grenzabschnitte sind die Daten nicht leitungsscharf vorhanden, eine nach thermischer Grenzleistung gewichtete Zuordnung der Exporte wird verwendet.*

Allein 50Hertz stellt die Exportflüsse leitungsscharf zur Verfügung, die anderen Netzbetreiber geben die Werte lediglich in Form „aus dem eigenen Netzgebiet ins Ausland x“ heraus. Befinden sich zu den anderen Netzbetreiberdaten mehrere Grenzleitungen auf einem Grenzabschnitt, wie beispielsweise zwischen dem TenNEt-Netzgebiet und Tschechien, so wird hier vereinfachend das Exportsaldo gewichtet nach der thermischen Grenzleistung der Leitungen aufgeteilt¹⁰:

¹⁰ Eine thermisch gewichtete Aufteilung der Exporte an einem Grenzabschnitt ist nicht notwendigerweise korrekt, da hinter der Grenze liegende Lastzentren oder Erzeugungsquellen nicht berücksichtigt sind, die den Energiefluss über die Grenzleitungen beeinflussen. Angesichts der Komplexität einer besseren Aufteilung der Exportflüsse auf die Leitungen ist dieses Vorgehen aber eine hinnehmbare Näherung.

$$\text{Exportsaldo}_{l,t} = (\text{Export}_{g,t} - \text{Import}_{g,t}) \cdot \frac{S_{th,l}}{\sum_{k \in g} S_{th,k}}, \quad \forall l \in g, \quad \forall g \in G, \quad \forall t \in T. \quad (39)$$

- G : Menge aller Grenzabschnitte des Marktgebietes
 g : Ein Grenzabschnitt, welcher Export, Import und die Menge aller sich dort befindlichen Leitungen l enthält
 l, k : Laufvariablen für Leitungen eines Grenzabschnittes g
 S_{th} : thermische Grenzleistung

Die Verwendung des Exportsaldos statt Nutzung von genauen Daten zu Export und Import führt dabei zu einer Verfälschung der tatsächlichen Lastflüsse, wenn Export und Import an einem Grenzabschnitt gleichzeitig auftreten. Jedoch kann nicht reproduziert werden, auf welcher Leitung des Grenzabschnittes ein Import stattfindet und auf welcher ein Export. Somit ist die Verwendung des Exportsaldos die einzige Möglichkeit.

3.4.3 Bewertung der Validierungskriterien

Im Folgenden wird die Validierung des *ISAA*R anhand der Auswertung einer Simulation des Jahres 2012 durchgeführt. Mit den in Abschnitt 3.4.1 definierten Kriterien eines validen Modells wird für jeden Punkt dessen Erfüllung und somit die Validität des *ISAA*R gezeigt.

3.4.3.1 Kraftwerkseinsatz und Strompreis

Eine ausführliche Validierung der Parameter „Kraftwerkseinsatz“ und „Strompreis“ ist in /FFE-04 16/ sowie in Abschnitt 6.2 zu finden.

3.4.3.2 Typische Netzengpässe

Im Monitoringbericht 2013 der Bundesnetzagentur /BNETZA-19 14/ sind die Netzengpässe des Jahres 2012 statistisch festgehalten. **Abbildung 3-49** zeigt auf einer Karte die Leitungen, deren Überlastungen 2012 zu strombedingten Redispatchmaßnahmen führten. Auf acht Strecken waren demnach die verfügbaren Leitungskapazitäten nicht ausreichend, um den geplanten Kraftwerkseinsatz zu bewerkstelligen.

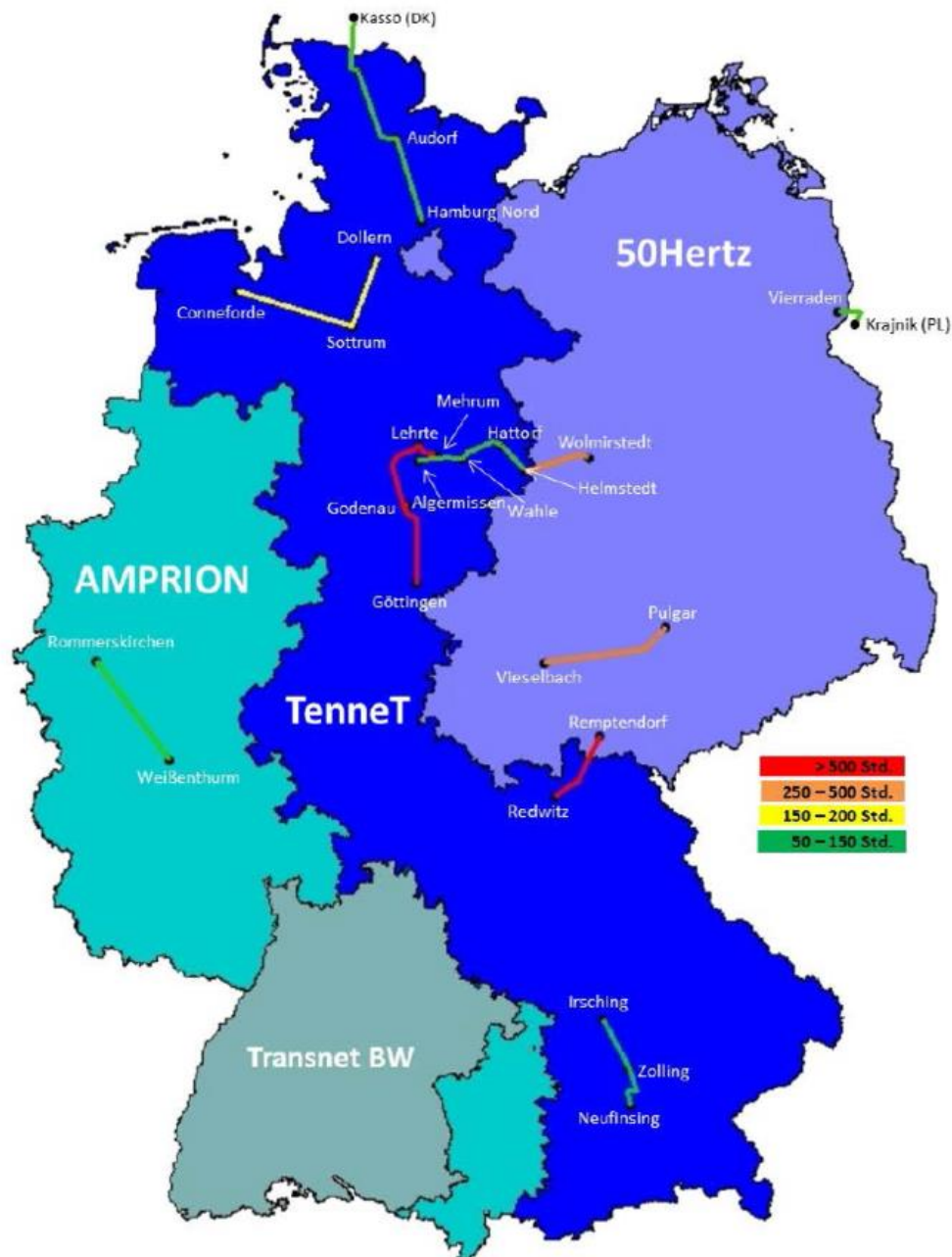


Abbildung 3-49: Strombedingte Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten ausgelasteten Leitungen im Jahr 2012. Quelle: /BNETZA-19 14/

Im Folgenden wird gezeigt, dass in der Validierungsberechnung die Engpässe im deutschen Übertragungsnetz reproduziert werden. **Abbildung 3-50** visualisiert dazu stark ausgelastete Leitungen aus den Simulationsergebnissen. Hierbei werden die Leitungen hervorgehoben, welche mit Auslastungen von mehr als 69 % komplett ausgelastet sind und deshalb für einen Redispatch verantwortlich sind. Die Farbgebung zeigt dabei, für wie viele Stunden des Jahres sich die Leitungen in Volllast befinden. Die tatsächlichen Engpässe werden in den Simulationsergebnissen in **Abbildung 3-50** in der Umgebung der tatsächlichen Engpässe in Erscheinung sichtbar bzw. genau wiedergegeben.

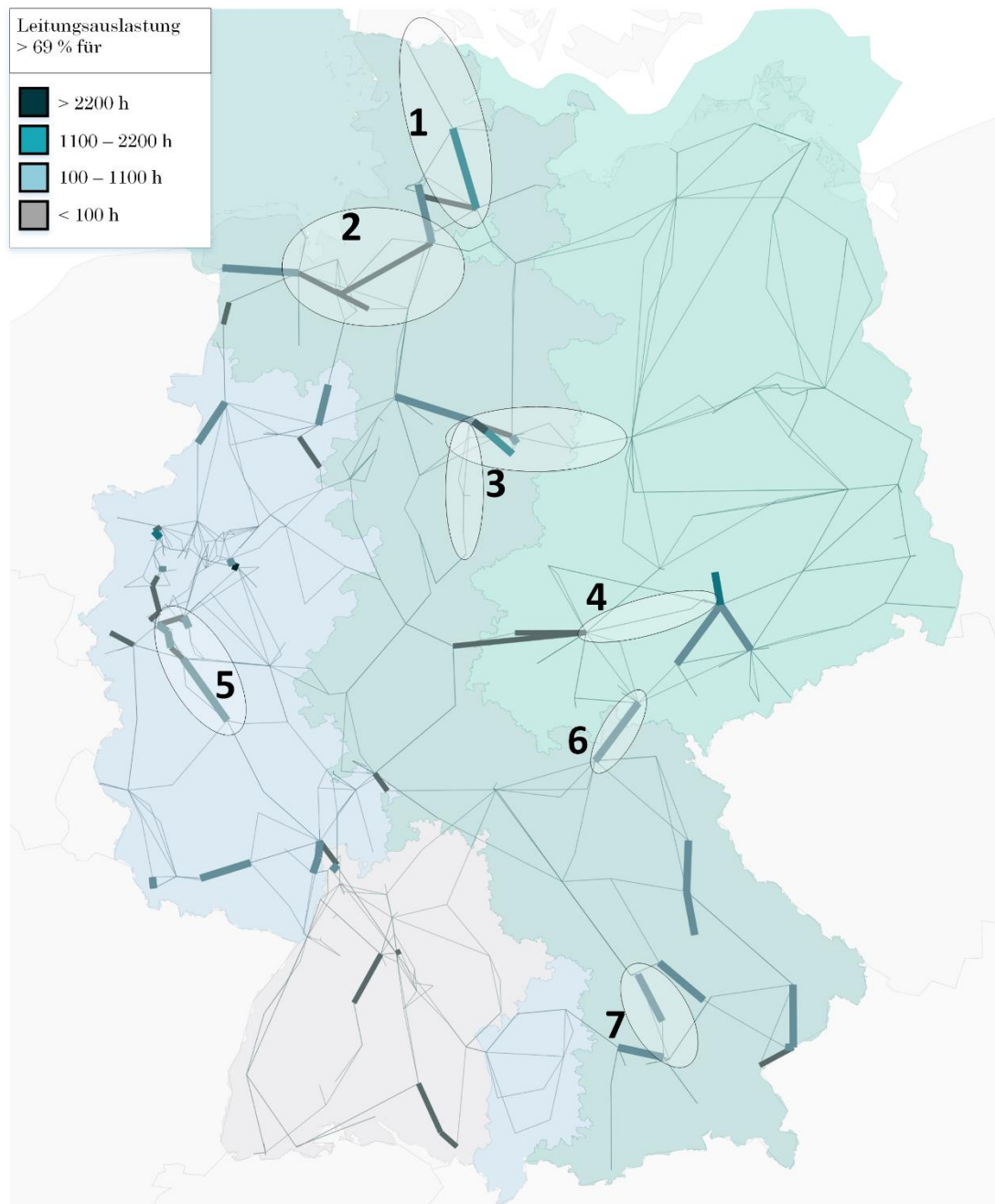


Abbildung 3-50: *Stark ausgelastete Leitungen aus dem Validierungslauf. Eingefärbt sind Leitungen mit einer Auslastung größer 69 %*

Im Norden Deutschlands, zeigt sich im Bereich 1 der Engpass zwischen Hamburg Nord und Kasso (DK) in der Simulation auf einem Teilabschnitt der Trasse. Im Bereich 2 wird westlich von Hamburg in der Simulation eine parallel zum wirklichen Engpass verlaufende Leitung als beschränkendes Element ausgemacht. Im markierten Bereich 3 tritt die Engstelle von Göttingen nach Lehrte in der Simulation nicht in Erscheinung, jedoch ein Teilstück des weiter nach Osten laufenden Engpasses. Die überlasteten Leitungen von Pulgar und Vieselbach werden in der Simulation in Bereich 4 zwar nicht getroffen, jedoch beschränkt die weiter nach Westen laufende Leitung den Stromfluss in dieser Zone. Der Engpass im Amprion-Netzgebiet wird in der Simulation in Zone 5 genau getroffen. Die Engstelle „Thüringer Strombrücke“ wird in Bereich 6 ebenfalls genau wiedergegeben. Auch die stark belasteten Leitungen im Süden zwischen Irsching

und Neufinsing werden auf einem Teilstück und mit Nachbarleitungen in Zone 7 getroffen. Der Engpass von Vierraden nach Krajnik ist eine Leitung über die Grenze nach Polen und wird in der Simulation als Randbedingung festgehalten. Aus diesem Grund kann im *ISAAr* dieser Engpass nicht wegen einer Redispatchmaßnahme, wie im Monitoringbericht gezeigt, auftreten.

Die weiteren im Validierungslauf in Erscheinung tretenden Engpässe, welche nicht im Monitoringbericht 2013 als solche deklariert sind, können durch den Counter-Trading-Vorgang erklärt werden. Im *ISAAr* tritt Counter-Trading als eine Redispatch-Maßnahme in Erscheinung, bei welchem Leitungen überlastet werden, um eine Änderung der Kraftwerkseinsatz-Reihenfolge herbeizuführen. In den Statistiken des Monitoringberichts wird Counter-Trading jedoch nicht als ein Redispatchvorgang gewertet, was zur Folge hat, dass bei der Simulation mehr Engpässe in Erscheinung treten als in Abbildung 3-49. Des Weiteren werden in der Simulation im Netzmodell Phasenschieber-Transformatoren nicht berücksichtigt, deren Einsatz durch Lastflussänderungen das Potenzial besitzt, Engpässe zu reduzieren.

3.4.3.3 Redispatch und Abregelung Erneuerbarer Energien

Im Jahr 2012 belief sich der durch Netzengpässe entstehende Redispatch auf ein Volumen von 2,57 TWh, davon waren 1,96 TWh strombedingte Eingriffe in die Energieerzeugung /BNETZA-19 14/. Getätigte Gegengeschäfte zum vorsorglichen Umgehen von Redispatch-Maßnahmen, sogenanntes Counter-Trading, beliefen sich auf 2,12 TWh vgl. /BNETZA-18 14/. Da im *ISAAr* aufgrund vereinfachender Annahmen durch den *PTDF*-Ansatz lediglich strombedingte Maßnahmen identifiziert werden können, wird das strombedingte Counter-Trading-Volumen auf 1,61 TWh geschätzt, entsprechend dem selben Verhältnis wie beim Redispatch. Die Abregelung Erneuerbarer Energien betrug im Jahr 2012 385 GWh, wobei 98 % davon im Verteilnetz durchgeführt wurden /BNETZA-19 14/. Im *ISAAr* wird die Erzeugung Erneuerbarer Energien jedoch durch die Vernachlässigung des Verteilnetzes direkt auf die Netzknoten des Übertragungsnetzes gelegt, in dessen Folge Engpässe des Verteilnetzes in das Übertragungsnetz verlagert werden. In **Tabelle 3-5** sind die genannten historischen Daten aufgelistet und den simulierten Daten des Validierungslaufes gegenübergestellt.

Tabelle 3-5: *Redispatch-Volumina und Abregelung Erneuerbarer Energien durch Einspeisemanagement aus Simulationsergebnissen und aus historischen Daten /BNETZA-19 14/.*

Redispatch in GWh	Deutschland	TenneT	50Hertz	Amprion	TransnetBW
Historisch, gesamt	2566	822	1714	30	0
Counter-Trading, gesamt	2124				
Historisch, strombedingt	3564				
Simulation, pos. und neg.	2581	668	847	674	392
Simulation, positiv	1309	350	243	380	336
Simulation, negativ	1272	318	604	294	56
Abr. Erneuerbarer, historisch	385				
Abr. Erneuerbarer, Simulation	509				

Es ergibt sich ein in der Simulation um 28 % geringeres Redispatch-Volumen von 2,58 TWh, als in den historischen Daten aufgeführt. Auf der anderen Seite wurde mit 509 GWh Abregelung Erneuerbarer Energien 32 % mehr heruntergeregelt, als dies historisch der Fall war. Im Gesamten wurden in der Simulation 22 % weniger Eingriffe in das Marktgeschehen getätigt, als es im Jahr 2012 tatsächlich der Fall war. Diese Diskrepanz ist durch mehrere Aspekte zu erklären:

- Im ISAaR wird ein kostenoptimaler Redispatch simuliert, welcher unabhängig des Verursacherprinzips Kraftwerke in jeder beliebigen Region des Marktgebietes hoch- bzw. herunterregelt. In der Praxis hingegen, stehen ausgewählte Kraftwerke für einen eventuellen Redispatch-Einsatz bereit. Dies ist, verglichen mit historischen Daten, der Grund für die Diskrepanz der Redispatch-Volumina in den Gebieten der Netzbetreiber in Tabelle 3-5 und eine Erklärung des insgesamt zu niedrigem Redispatch.
- Im ISAaR wird das $n-1$ -Kriterium durch eine maximale Auslastung der Leitungen von 70 % sichergestellt. Ein weiterer möglicher Grund dafür, dass das historische Redispatch-Volumen höher als in der Simulation lag, ist ein zusätzlicher Eingriff in den Markt, um eine größere Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Die Simulation besitzt die Eigenschaft mit einer optimalen Voraussicht auf zukünftige Netzzustände das Kostenoptimum zu finden. In der Praxis sind viele Einflussgrößen auf die Netzauslastung nicht genau vorhersagbar, weshalb zusätzliche Sicherheiten evtl. durch zusätzliches Counter-Trading erkaufte werden, welche jedoch im Nachhinein nicht nötig gewesen wären.
- Durch das hohe Abstraktionslevel der Netzdarstellung und der damit einhergehenden Abbildungsungenauigkeit kann zudem keine akkurate Wiedergabe von Netzengpässen und deren Redispatch-Volumina erwartet werden, vielmehr sollen Trends und Zusammenhänge sichtbar werden.

Das im Validierungslauf errechnete Redispatch-Volumen und die abgeregelte Energiemenge Erneuerbarer Energien kann trotz einer nicht zu vernachlässigenden Unterschätzung tatsächlicher Werte als valide betrachtet werden. Zusätzlich ist bei der

Bewertung netzoptimierender Maßnahmen im *ISAaR* das Vermögen an Redispatchvermeidung konservativ angenommen.

Verglichen mit anderen Redispatch-Modellen, welche als Netzmodell ebenfalls den *PTDF*-Ansatz nutzen, zeigt sich, dass auch dort das Redispatch-Volumen nicht akkurat getroffen wird. Schaber und Bieberbach kommen in /ET-57 15/ ebenfalls zu einem anderen Redispatchvolumen, weshalb dort das $(n-1)$ -Kriterium, also die Beschränkung der Leitungsauslastung auf 70 %, gelockert wird und Leitungen bis zu 90 % ausgelastet werden können, sodass das Redispatch-Volumen getroffen wird. In /DIW-05 13/ wird der Redispatch des Jahres 2011 ebenfalls nicht genau wiedergegeben, wie ein Vergleich mit den historischen Redispatch-Volumina in /BDEW-04 16/ zeigt.

Das Wissen um den „Grad der Ungenauigkeit“ ist für die anschließende Einordnung der Ergebnisse zur Beurteilung der Netzoptimierenden Maßnahmen von großer Relevanz. Einige der oben genannten Punkte können sich zudem bis zum betrachteten Zieljahr 2030 in ihrer Wirkweise ändern. An dieser Stelle sei die Ausgestaltung der Redispatch-Kaskade beispielhaft angeführt. Darüber hinaus ist festzuhalten, dass allen Optimierungsmodellen das Problem der perfekten Voraussicht und der Optimalität inhärent ist. Insbesondere im Bereich der Stromversorgung sind im realen Netzbetrieb zahlreiche Sicherheiten vorgesehen, die oftmals nicht kostenoptimal, aber dennoch notwendig sind und daher durch Modelle nicht vollständig erfasst werden können.

4 Modellumgebung GridSim

Zur Simulation und Analyse von Verteilnetzen auf Basis von Lastflussberechnungen wurde an der FfE das modulare, flexible und erweiterbare Simulationsmodell GridSim entwickelt. Das Modell wurde im Zuge der Projekte Smart Grid und Sun2Car in der Modellkommune für Elektromobilität („eGAP“) in Garmisch-Partenkirchen entwickelt. Die dort gelegten Grundlagen wurden seitdem in verschiedenen Projekten weiter entwickelt und werden nun in MONA 2030 für die Netzberechnungen in den Verteilnetzen verwendet. /EGAP 01 12/, /FFE 48 14/, /NOBI 01 16/.

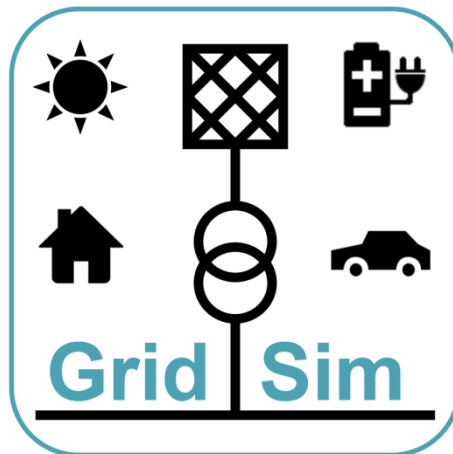


Abbildung 4-1: *GridSim-Logo*

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die Methodik und wichtigsten Komponenten von GridSim. Zuerst erfolgt eine Diskussion der abzubildenden Maßnahmen und der daraus resultierenden Anforderungen an GridSim. Danach wird die verwendete Datengrundlage sowie die Simulationsmethodik von GridSim vorgestellt. Abschließend werden die Auswertungsmethodik und die damit verbundenen Analysemöglichkeiten beschrieben.

4.1 Anforderungen an die Simulationsumgebung

Vor dem Hintergrund der einschneidenden Veränderungen im Energie- und Mobilitätssektor durch die Energiewende soll GridSim dem Nutzer ermöglichen, den Einfluss einzelner oder mehrere Aspekte dieser Veränderung auf bestehende Niederspannungsnetzgebiete zu untersuchen. Durch die Option, zahlreiche und individuell anpassbare Szenarien zu analysieren, ermöglicht GridSim Chancen und Risiken durch das Zusammenspiel dieser Technologien zu bewerten sowie künftige Handlungsstrategien zu entwickeln.

Die Hauptmotivation ist dabei eine ganzheitliche Betrachtung des Zusammenspiels der Komponenten Haushalt, Elektrofahrzeug, PV-Anlage und Speichersystem sowie die Analyse deren Einflüsse auf bestehende und künftige Niederspannungsnetzgebiete zu ermöglichen. Der ganzheitliche Analyseansatz bedeutet, dass mit GridSim nicht nur technische Aspekte wie Energiebilanzen und Spannungsauswertungen, sondern auch ökologische und wirtschaftliche Aspekte wie CO₂-Bilanzen oder Verlustkosten simuliert

werden können. Dadurch befähigt GridSim den Benutzer unter anderem zur Beantwortung folgender Fragestellungen:

- Welche Netzzrückwirkungen verursachen zusätzliche Verbraucher wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen bei hoher Marktdurchdringung?
- Wie hoch ist die maximal in das Netz integrierbare Erzeugungsleistung bzw. ab welchem Zubau muss das Netz verstärkt werden?
- Kann dezentrale Erzeugung zukünftige Verbraucher versorgen?
- Inwiefern erhöhen Netzoptimierende Maßnahmen die Aufnahmekapazität für Erneuerbare Energien?
- Welche Netzoptimierenden Maßnahmen sind in welchem Netz und Szenario am effektivsten und am günstigsten?
- Welche Auswirkungen haben unterschiedliche Netzoptimierende Maßnahmen auf die lokalen CO₂-Emissionen?
- Wie verändern sich die Wirk- und Blindleistungsflüsse in Verteilnetzen?
- Können Verteilnetze Systemdienstleistungen für überlagerte Spannungsebenen bereitstellen?

4.2 Eingangsdaten

Für die Simulation der Niederspannungsnetzgebiete mittels GridSim sind hinterlegte Eingangsdaten für die verschiedenen Komponenten des Niederspannungsnetzes notwendig. Ein Niederspannungsnetz setzt sich aus einem Transformator, Stromleitungen, Verteilerkästen und Hausanschlüssen zusammen. An einem Hausanschluss können wiederum mehrere Wohneinheiten angeschlossen sein. Im Rahmen des Projekts MONA 2030 liegt der Fokus auf Wohneinheiten, um möglichst allgemeingültig die Netzbelastung abzubilden. Prinzipiell sind auch Analysen mit Sonderverbrauchern wie Gewerbeeinheiten möglich.

Zur Verwendung aussagekräftiger und repräsentativer Eingangswerte in der Modellumgebung des Verteilnetz-Simulationstools GridSim werden neben den technischen Parametern die regionalisierten Eingangsdaten verwendet. Ziel ist es dabei, die untersuchten Netzdaten (Kapitel 4.2.1) mit Verbrauchs- (Kapitel 4.2.3 und 4.2.4) und Erzeugungsdaten (Kapitel 4.2.2) zu hinterlegen, die nach einer logischen und transparenten Verteilung in Regionen realistisch sind. Basis hierfür sind die Mantelzahlen, welche im Szenarioprozess entwickelt und als konsistente Ausprägung der Entwicklung des Energiesystems abgebildet wurden.

Da sich die entwickelten Szenarien für die Verwendung als Eingangsdaten in GridSim nur in bestimmten Bereichen unterscheiden, werden für die Simulation die Szenarien „Konservativ“ (entsprechend GridSim Szenario A), „Zentral“ (GridSim Szenario B in der Variante Standard) und „Verteilnetz“ (GridSim Szenario C in der Variante Klimaschutz) ausgewählt. Die weiteren Szenarien unterscheiden sich durch die Verfügbarkeit der Netzoptimierenden Maßnahmen, die separat bewertet werden.

Konkret hat dies im Verteilnetz Relevanz für die installierten Photovoltaikanlagen, Power2Heat-Anlagen (Elektrische Speicherheizungen und Wärmepumpen) sowie für Elektrofahrzeuge und Hausspeichersysteme (HSS). Bezogen auf die Entwicklung des aktuellen Bestands hin zu den fünf MONA-Szenarien unterscheiden sich die

Mantelzahlen (bezogen auf Deutschland) mitunter wesentlich. **Tabelle 4-1** zeigt die für die GridSim-Simulationen relevanten Mantelzahlen für Erzeugung und Verbrauch auf Verteilnetzebene in Abhängigkeit der Szenarien.

Tabelle 4-1: *Übersicht der aus dem Szenarioprozess resultierenden Mantelzahlen mit Relevanz für die Verteilnetz-Modellierung*

	Bestand (Stand 2015)	GridSim Szenario A	GridSim Szenario B	GridSim Szenario C
Installierte PV-Leistung	39,3 GW _{el}	58,7 GW _{el}	76,8 GW _{el}	116,8 GW _{el}
Anteil von Dachanlagen an jährlichem PV-Zubau	k.A.	80 %	80 %	90 %
Anzahl an Elektrofahrzeugen	0,084 Mio.	1 Mio.	6 Mio.	6 Mio.
Installierte Leistung Power2Heat	0,370 GW _{el}	0,7 GW _{el}	7,7 GW _{el}	7,7 GW _{el}
Anzahl an WP	0,9 Mio.	1,3 Mio.	1,8 Mio.	2,7 Mio.
Anzahl an ESH	1,4 Mio.	0,5 Mio.	0,9 Mio.	1,7 Mio.
Installierte Leistung Hausspeichersysteme	0,09 GW _{el}	3,4 GW _{el}	3,4 GW _{el}	6,0 GW _{el}

4.2.1 Netzdaten

Zur Bewertung verschiedener Netzsituationen und dem Einfluss Netzoptimierender Maßnahmen im Verteilnetz auf Niederspannungsebene müssen fundierte, praxisnahe Simulationen und Lastflussrechnungen durchgeführt werden. Diese sind nur möglich, wenn realistische Typnetze, bestehend aus repräsentativen Netzdaten (sogenannten Basisnetztopologien) und realistischen Last- und Erzeugungsgängen, zur Verfügung stehen. Die für das Projekt MONA 2030 erarbeitete Kombination der Basisnetztopologien mit repräsentativen Gebäude- und Bewohnerzusammensetzungen ermöglicht es, sowohl die elektrischen als auch die thermischen Lastgänge an jedem Netzanschlusspunkt realitätsnah abzubilden.

4.2.1.1 Basisnetztopologien

Aufgrund der großen Anzahl unterschiedlicher realer Netze, welche nicht vollständig im Rahmen eines Forschungsprojekts untersucht werden können, ist es notwendig, eine Auswahl repräsentativer Netztopologien zu finden, welche einen möglichst großen Anteil der real auftretenden Strukturen abbildet. Diese werden als Basisnetztopologien bezeichnet.

Zur Ermittlung dieser wird ausschließlich die Topologie der Netzgebiete betrachtet und somit die Last- und Erzeugungssituation im Netz nicht berücksichtigt. Dies ermöglicht im Anschluss verschiedene Szenarien im Netz abzubilden, welche beispielsweise unterschiedliche Ausbaugrade verschiedener Technologien wie Elektrofahrzeuge oder Photovoltaikanlagen darstellen. Die Kombination der Basisnetztopologien mit den in den vorherigen Kapiteln erarbeiteten Gebäuden, Last- und Erzeugungsgängen ist somit abhängig vom Szenario und dem Ziel der Simulation.

Methodisches Vorgehen zur Ermittlung der Basisnetztopologien

Die im Projekt verwendeten Basisnetztopologien werden auf Basis realer Netzdaten der teilnehmenden Projektpartner ermittelt. Dazu wird ein hierarchisches Clusterverfahren angewandt [JKU-01 10], welches verschiedene Kennzahlen zur Identifikation ähnlicher Netze und daraufhin zur Ableitung repräsentativer Netze heranzieht.

In den folgenden Abschnitten findet sich eine Darstellung der verwendeten Datengrundlage, gefolgt von einer Beschreibung der definierten Kennzahlen sowie der Methodik zur Auswahl der Basisnetztopologien und abschließend eine grafische Darstellung der resultierenden neun Netze.

Datengrundlage

Wie bereits erläutert, sind reale Netzdaten verschiedener deutscher Verteilnetzbetreiber Grundlage bei der Ermittlung der Basisnetztopologien. Diese liegen in unterschiedlichen Formaten vor und werden zuerst in eine einheitliche Darstellung in Form eines Knoten-Kanten-Modells konvertiert. Dieses ermöglicht alle Eingangsnetzdaten in den folgenden Schritten einfach weiterzuverarbeiten.

Zur Abbildung der verschiedenen real auftretenden Topologien werden die vorliegenden Netzdaten auf Einzelnetze vereinfacht, welche aus einem Trafo sowie den zugehörigen Leitungen und Anschlusspunkten bestehen. Bei vermaschten Netzen wird dabei jeder Anschlusspunkt dem nächstgelegenen Trafo zugeordnet, wobei hierbei der Leitungswiderstand als Kriterium herangezogen wird. Dieser Verarbeitungsschritt ergibt schließlich 271 einzelne Netze, welche vereinfacht in **Abbildung 4-2** dargestellt sind.

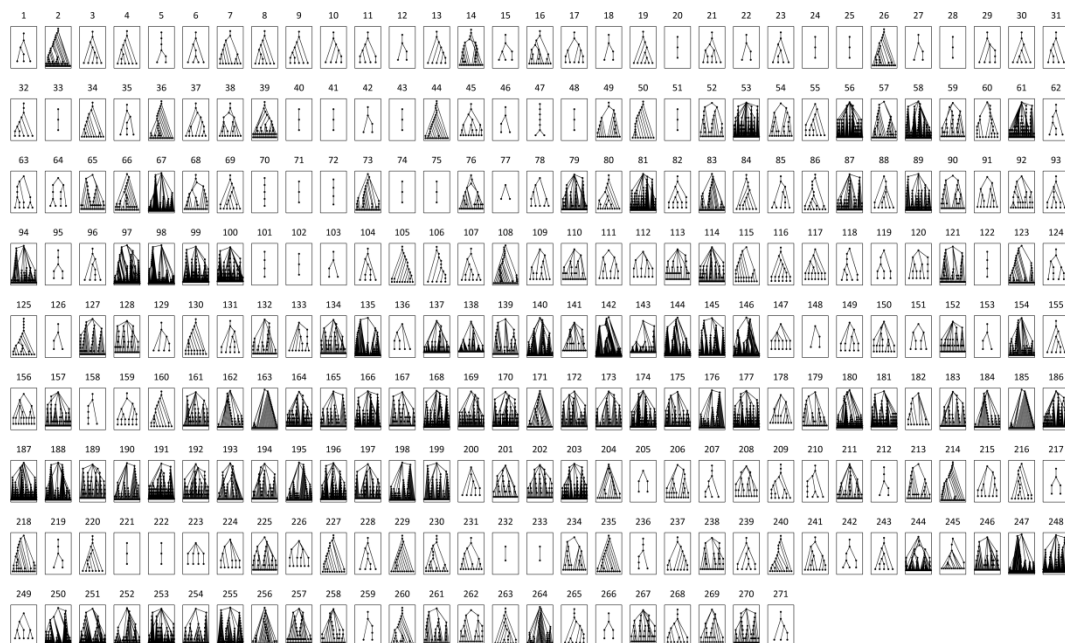


Abbildung 4-2: *Ausgangsnetze zur Ableitung der Basisnetztopologien*

Diese grafische Darstellung zeigt, dass sich die Netze stark in Eigenschaften wie Anzahl der Hausanschlusspunkte und Anzahl der Netzstränge unterscheiden. Aus diesem Grund werden verschiedene Kennzahlen definiert, um die Netze numerisch vergleichen zu können.

Kennzahlen

Wie bereits erläutert, liegen die realen Netze nun in Form eines Knoten-Kanten-Modells vor. Jeder Kante (jeder Leitung) sind dabei eine Länge und ein Leitungstyp zugeordnet. Aus diesen beiden Eigenschaften ergeben sich weitere Kennzahlen, welche das elektrische Verhalten dieser Leitung beschreiben, wie beispielsweise Widerstand und Kapazität. Da diese Werte für jede Leitung vorliegen, müssen sie zur Beschreibung des gesamten Netzes in geeigneter Weise aggregiert werden. Dabei können beispielsweise der mittlere oder maximale Wert der betreffenden Kennzahl vom Trafo zum Anschlusspunkt herangezogen werden.

Neben diesen Kennzahlen, welche die Eigenschaften einzelner Leitungen abbilden, ist auch die generelle Struktur eines Netzes ein relevantes Kriterium. Diese wird unter anderem durch die Anzahl der Netzstränge, die Anzahl der Anschlusspunkte insgesamt oder pro Netzstrang, die Tiefe der Verzweigung sowie die Möglichkeit zur Vermaschung beschrieben.

Durch empirische Analyse und Vergleich von Eigenschaften und Topologien der vorliegenden Netze wurden aus neun untersuchten Kennzahlen empirisch die sechs wesentlichen ausgewählt, welche die Netzstruktur bestmöglich beschreiben und deshalb im Folgenden zur Identifikation der repräsentativen Netze herangezogen werden. Diese sind:

- Anzahl der Netzstränge: Diese Kennzahl beschreibt die Anzahl von Leitungen am Trafo.
- Hausanschlusspunkte pro Netzstrang: Die Kennzahl ergibt sich aus dem Verhältnis aller Hausanschlusspunkte im Netz zur Anzahl der Netzstränge.
- Maximaler Widerstand: Diese Kennzahl beschreibt den maximalen Widerstand, der zwischen Trafo und einem beliebigen Anschlusspunkt auftritt.
- Mittlerer Widerstand: Analog dazu wird hier der mittlere Widerstand zwischen Trafo und den Anschlusspunkten ermittelt.
- Maximale Länge: Die maximale Entfernung (in Bezug auf die Leitungslänge) eines Hausanschlusspunkts vom Trafo.
- Mittlere Länge: Analog zur vorherigen Kennzahl ergibt sich diese aus der mittleren Leitungslänge zwischen Trafo und den Anschlusspunkten.

Die Untersuchungen zeigen, dass dieser Satz an Kennzahlen gut geeignet ist, Ähnlichkeiten und Unterschiede zwischen Netzen numerisch abzubilden, da Netze mit stark abweichender Topologie auch entsprechend unterschiedliche Werte aufweisen. Diese werden deshalb für jedes Netz berechnet und dienen im Folgenden als Eingangswerte für die Clusteranalyse.

Clusteranalyse

Für die Bestimmung repräsentativer Netze wird ein hierarchisches Clusterverfahren angewandt, welches gemäß den definierten Kriterien iterativ ähnliche Netze in einem Cluster zusammenfasst. Anfangs wird jedes Netz als eigenes Cluster betrachtet, sodass in den folgenden Schritten jeweils zwei Cluster mit der höchsten Ähnlichkeit, folglich dem geringsten Unterschied in den definierten Kriterien, zu einem neuen Cluster zusammengefasst werden können.

Sobald Cluster mehrere Netze beinhalten, wird der maximale Unterschied zwischen den Netzen beider Cluster als Ähnlichkeitsmaß herangezogen. Diese Definition führt zu vergleichsweise homogenen Clustern, die anschließend gut durch ein repräsentatives Netz abbildbar sind. Weitere Möglichkeiten wie minimaler Unterschied oder Betrachtung der jeweiligen Clustermittelpunkte erfüllen dies nur unzureichend /JKU-01 10/. Die Zusammenfassung von Netzen in Cluster wird wiederholt, bis der Grenzwert der Ähnlichkeit, welcher definiert, bis zu welchem Unterschied in den Kriterien Netze als ausreichend ähnlich betrachtet werden können, unterschritten wird. Durch dieses Verfahren entstehen mehrere Cluster, die jeweils eine unterschiedlich große Anzahl ähnlicher Netze umfassen und somit die Häufigkeit der auftretenden Kombinationen der definierten Kriterien repräsentieren.

Das Verfahren ist in **Abbildung 4-3** und **Abbildung 4-4** beispielhaft vereinfacht dargestellt. Dabei werden fünf Objekte betrachtet, welche jeweils zwei Eigenschaften x und y aufweisen. Dies entspricht in der Anwendung auf die Netze den Einzelnetzen mit jeweils zugeordneten Kennzahlen, beispielsweise Anzahl Netzstränge und Leitungslänge. Die fünf Objekte werden im Folgenden mit den Buchstaben A bis E bezeichnet und haben folgende Eigenschaften ($x|y$):

A(2|2), B(4|1), C(2|5), D(3|5), E(8|9)

Die Ähnlichkeit zwischen 2 Objekten (entspricht zwei Netzen) wird durch den Abstand, der im Fall von nur zwei Kennzahlen grafisch visualisiert werden kann, definiert. Auch rechnerisch, dargestellt in **Tabelle 4-2**, ist zu erkennen, dass der erste Schritt im Clusterverfahren die Zusammenfassung von C und D mit einem Abstand von 1,00 zum neuen Cluster CD ist.

Tabelle 4-2: *Paarweise Distanzen zwischen den Objekten im Clusterbeispiel*

	A	B	C	D	E
A		2,23	3,00	3,16	9,22
B			4,47	4,12	8,94
C				1,00	7,21
D					6,40
E					

Im nächsten Schritt werden wiederum paarweise die Distanzen zwischen allen Clustern A, B, CD und E berechnet und infolge dessen A und B zum neuen Cluster AB kombiniert. Die letzten beiden Verarbeitungsschritte ergeben sich analog zu AB und CD \rightarrow ABCD sowie ABCD und E \rightarrow ABCDE. Am Ende des Verfahrens sind alle Objekte in einem Cluster zusammengefasst.

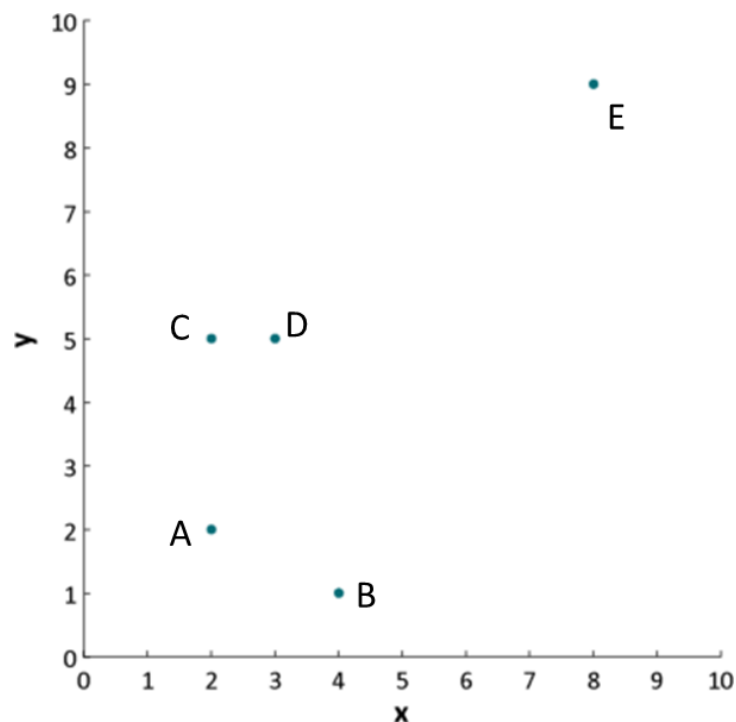


Abbildung 4-3: Grafische Darstellung der fünf Objekte mit je zwei Kennzahlen

Das Ergebnis dieses Prozesses ist in Abbildung 4-4 in Form eines so genannten Dendrogramms grafisch dargestellt. Dieses beschreibt in einer Baumstruktur die iterative Kombination der anfangs einzelnen Objekte zu Clustern. Die Länge der Verbindungslinie auf der Ordinate gibt dabei die Distanz zwischen den beiden Objekten an. Wie zuvor bereits erläutert, unterscheiden sich die Objekte C und D um 1 in ihren Kennzahlen. Dieser Wert ist auch in der Verbindungslinie zwischen C und D abzulesen. Analog gilt dies für die weiteren Clusterschritte AB, ABCD und ABCDE. Hier sind die entsprechenden Werte aus Tabelle 4-2 abzulesen.

Da nach Durchführung des Clusterprozesses alle Objekte in einem Cluster sind, ist ein Grenzwert zu definieren, bis zu welcher Ähnlichkeit, das heißt bis zu welcher maximalen Distanz, zwei Cluster noch zusammengefasst werden. Dieser Grenzwert hängt von der jeweiligen Anwendung ab und beeinflusst die Anzahl und Größe der resultierenden Cluster stark. In diesem Beispiel steht die orangefarbene horizontale Linie für den Grenzwert 3,5. Bei Anwendung dieses Grenzwerts ergeben sich schließlich 3 Cluster: AB, CD und E.

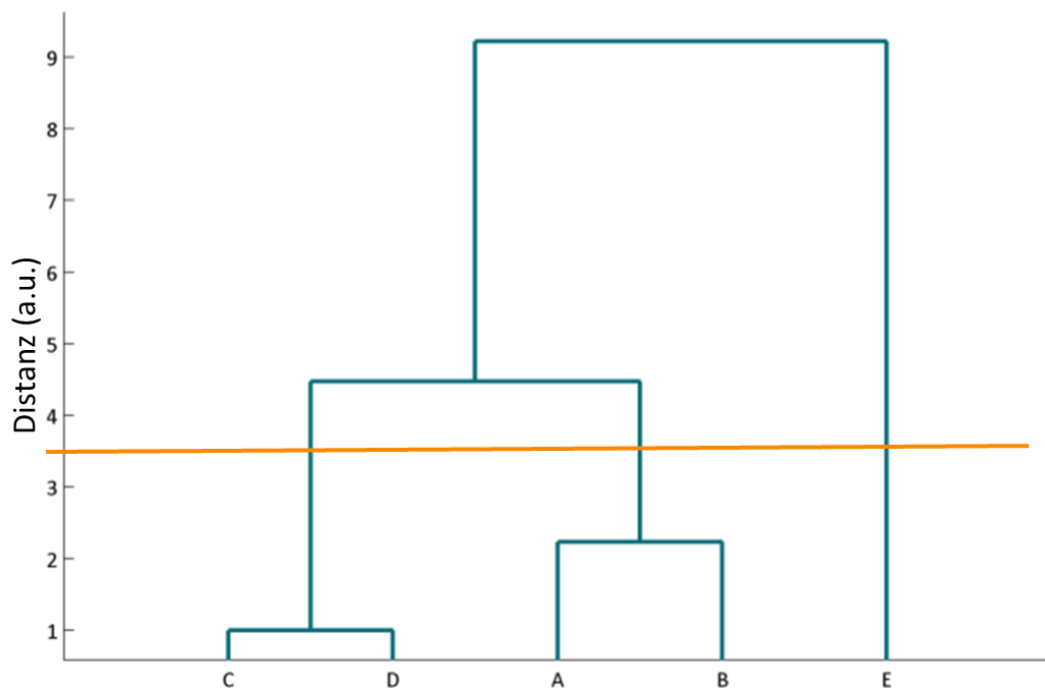


Abbildung 4-4: *Resultierendes beispielhaftes Dendrogramm*

Abbildung 4-5 zeigt das Dendrogramm, welches sich bei Anwendung dieses Verfahrens auf die zuvor extrahierten und aufbereiteten Netzdaten ergibt. Es zeigt sich, dass sich bei geringer Distanz und damit hoher Ähnlichkeit größere Cluster bilden, also viele Netze vergleichbare Topologien aufweisen und deshalb durch wenige repräsentative Netze abgebildet werden können.

Die genauere Analyse der Struktur des Dendrogramms ergibt, dass sich auf dieser niedrigen Ebene viele kleine Gruppen bilden. Dies ist eine Folge des verwendeten Complete-Linkage-Algorithmus, welcher den Abstand zweier Cluster als maximalen Abstand zwischen 2 Objekten in den Clustern definiert. Bei Anwendung einer anderen Definition ergäbe sich hier ein abweichendes Muster, was allerdings wie bereits erwähnt in diesem Anwendungsfall zu keinen sinnvollen Ergebnissen führt.

Wie beschrieben, ergibt sich bei vollständiger Durchführung des Clusterprozesses ein Cluster, welches alle Netze abbildet. Deshalb ist wie zuvor ein zweckmäßiger Grenzwert zu wählen und zu definieren, bei dem die weitere Zusammenfassung von bestehenden Clustern abgebrochen wird. Dafür wird hier der Wert 0,3 genutzt, da unterhalb dieses Grenzwerts eine zu große Menge sehr ähnlicher Netze geclustert wird. Liegt der Grenzwert darüber, werden die Abstände deutlich größer, weshalb bei weiterer Zusammenfassung erwartet werden kann, dass die Cluster nicht mehr repräsentativ für alle enthaltenen Netze wären.

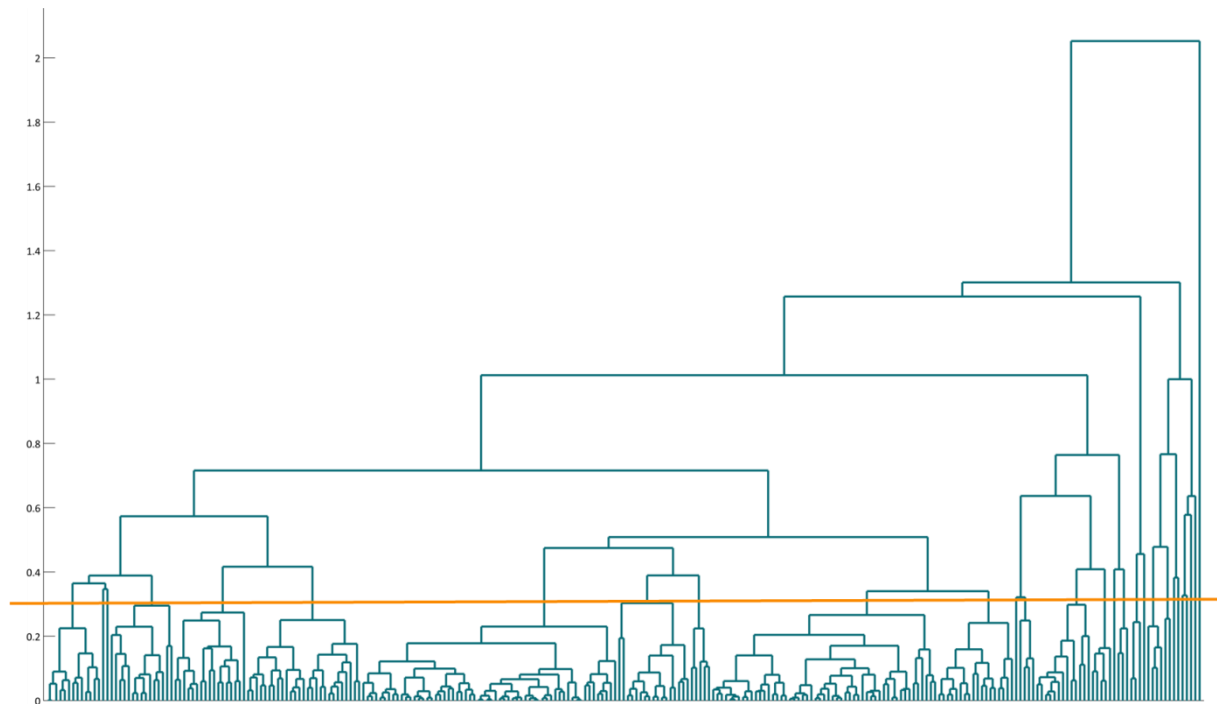


Abbildung 4-5: *Resultierendes Dendrogramm der vorliegenden Netze*

Pro Cluster wird nun das Netz identifiziert, welches die Mittelwerte der Kriterien aller Netze im Cluster möglichst gut abbildet, und als repräsentatives Netz für dieses Cluster definiert. **Abbildung 4-6** zeigt diese Netze für alle 20 Cluster, welche sich nach dem dargestellten Verfahren mit dem gewählten Grenzwert ergeben. Zusätzlich ist auch die jeweilige Anzahl von Netzen im Cluster dargestellt.

Dabei werden Cluster mit nur einem oder sehr wenigen Netzen nicht weiter berücksichtigt. Diese Vorgehensweise liefert sieben Basisnetztopologien, welche als repräsentativ für viele Niederspannungsnetze betrachtet werden können. Ergänzt werden diese durch zwei ausgewählte Extremnetze, da diese im Clusterverfahren aufgrund des seltenen Auftretens ausgeschlossen werden, aber für die umfassende Abbildung und Bewertung realer Netzsituationen, besonders die Anwendung netzoptimierender Maßnahmen, weiterhin relevant sind. Hiermit ergeben sich neun Basisnetztopologien, welchen im Folgenden mit dem Siedlungsmodell zu Typnetzen erweitert werden. Im Detail sind diese in **Abbildung 4-9ff.** dargestellt. Die Trafogrößen wurden dabei ebenfalls als Mittelwert aus den vorliegenden originalen Netzdaten abgeleitet.

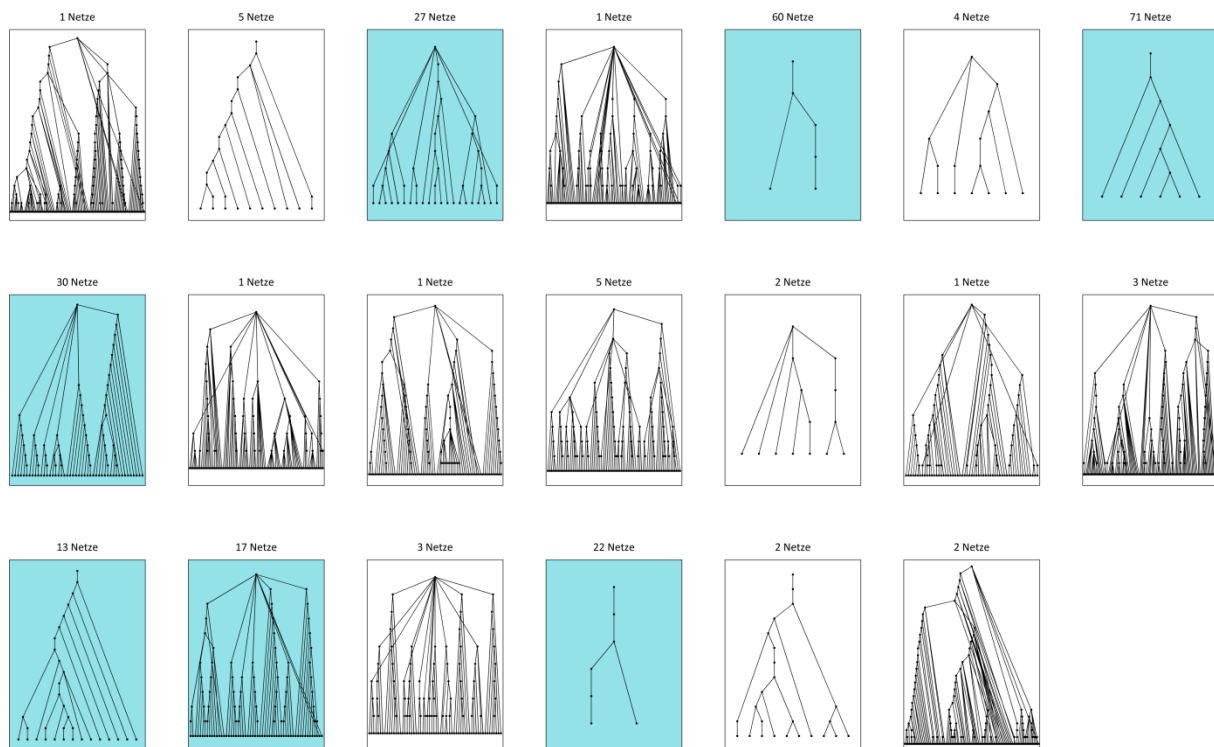


Abbildung 4-6: Darstellung der Cluster mit jeweiliger Anzahl der enthaltenen Netze

4.2.1.2 Siedlungsmodell

Wie in Kapitel 2.3.2 beschrieben enthält das FREM ein Wohngebäudemodell. Dieses umfasst für Deutschland auf Gemeindeebene regionalisierte Daten zur Zusammensetzung der Gebäudestruktur sowie zu relevanten Charakteristika je Gebäudecluster. Bei den Gebäudeclustern handelt es sich um 70 Kombinationen aus Gebäudetyp und Baualtersklasse. Die Gemeinden sind in elf Stadtkategorien (siehe **Tabelle 4-3**) unterteilt und bestehen analog zu /BMBAU-01 80/ jeweils aus bis zu neun Siedlungstypen (siehe Tabelle 2-1).

Tabelle 4-3: Übersicht der verschiedenen Stadtkategorien

Nummerierung Stadtkategorie	Beschreibung Stadtkategorie
1	Kleinstädte mit 20.000 bis 50.000 Einwohnern und mehr als 2.000 Wohneinheiten in Mehrfamilienhäusern (alte Bundesländer)
2	Mittelgroße Städte mit 50.001 bis 150.000 Einwohnern (alte Bundesländer)
3	Größere Städte mit 150.001 bis 450.000 Einwohnern (alte Bundesländer)
4	Städte mit 20.000 bis 80.000 Einwohnern in der Peripherie einer Großstadt (alte Bundesländer)
5	Großstädte mit 450.001 bis 650.000 Einwohnern (alte Bundesländer)
6	Städte mit 20.000 bis 450.000 Einwohnern in hoch verdichteten Zonen (alte Bundesländer)
7	Städte mit mehr als 650.000 Einwohnern (alte Bundesländer)
8	Kleinstädte mit 20.000 bis 50.000 Einwohnern und mehr als 2.000 Wohneinheiten in Mehrfamilienhäusern (neue Bundesländer)
9	Mittelgroße Städte ab 50.001 Einwohner (neue Bundesländer)
10	Kleinstädte und Gemeinden (alte Bundesländer)
11	Kleinstädte und Gemeinden (neue Bundesländer)

Somit ergeben sich in den ursprünglichen Daten 99 Siedlungscluster, welche jeweils eine einmalige Kombination aus Stadtkategorie und Siedlungstyp darstellen. Diese im FREM hinterlegten Daten beinhalten je Siedlungscluster Informationen zu:

- Der Anzahl an Gebäuden eines Gebäudeclusters im Siedlungscluster,
- Der durchschnittlichen Anzahl an Wohneinheiten je Gebäudecluster,
- Der durchschnittlichen Wohnfläche pro Wohneinheit je Gebäudecluster (m^2),
- Dem durchschnittlichen Heizwärmebedarf je Gebäudecluster (kWh/a),
- Der durchschnittlichen verfügbaren Dachfläche für Photovoltaik je Gebäudecluster (m^2).

Für die Kombination mit den Basisnetztopologien werden diese 99 Siedlungscluster im Folgenden zusammengefasst und die jeweilige Relevanz bewertet.

Aus den FREM-Daten wird für jedes der 99 Siedlungscluster eine Abhängigkeit der Zusammensetzung der Gebäude und ihrer Charakteristika je Siedlungscluster abgeleitet. Das wichtigste Kriterium für die Beschreibung der Siedlungscluster ist hierbei die anteilige Zusammensetzung der vorhandenen Gebäudecluster. Daher werden zunächst die Anteile der einzelnen Gebäudecluster in den verschiedenen Siedlungstypen bzw. Stadtkategorien grafisch vergleichend gegenübergestellt. Hieraus lassen sich in ihrer Zusammensetzung ähnliche Kategorien bestimmen. Ist die Ähnlichkeit für die gleichen Stadtkategorien auch in den anderen Siedlungstypen gegeben, können diese zusammengefasst werden. Vor dem Aggregieren wird jedoch geprüft, ob sich die vorhandenen Gebäude in den anderen relevanten Charakteristika (Anzahl Wohneinheiten, Baualter) essenziell unterscheiden. Die Anzahl der Wohneinheiten je Gebäude ist deswegen von nächst höherer Relevanz, da sie die Wohnfläche und Anzahl der Bewohner sowie die elektrischen und thermischen Lasten maßgeblich beeinflusst. In Stadtkategorie 5 zum Beispiel ist die Zusammensetzung der Gebäudecluster in allen Siedlungstypen der in Stadtkategorie 3 und 4 sehr ähnlich. Die großen Mehrfamilienhäuser verfügen jedoch durchschnittlich über 27 statt 19 Wohneinheiten. Somit werden diese Kategorien nicht zusammengefasst. Als letztes Kriterium ist das Baualter von Relevanz, da der Wärmebedarf älterer Gebäude und somit die thermischen Lastgänge höher sind. Daher werden die Siedlungstypen Altstadt und Dorfkern trotz ähnlicher Gebäudezusammensetzung nicht zusammengefasst.

Durch dieses Vorgehen zur Zusammenfassung werden sechs aggregierte Stadtkategorien und sechs Siedlungstypen erreicht, sodass aus den 99 Siedlungsclustern 36 repräsentative Siedlungscluster resultieren. Relevante Siedlungstypen (ST) sind: Streu- und Einfamilienhaussiedlung (ST 1), Dorfkern (ST 2), Reihenhaussiedlung (ST 3), Zeilen- und Blockbebauung (ST 4), Hochhäuser und City-Bebauung (ST 5) sowie Altstadtsiedlung (ST 6). Bezüglich der Stadtkategorien begründet die Datenanalyse eine Unterscheidung der Stadtkategorien zum einen bzgl. der Anzahl der Bewohner, somit indirekt der Bevölkerungsdichte, und zum anderen zwischen alten und neuen Bundesländern (siehe **Tabelle 4-4**).

Tabelle 4-4: Beschreibung der geclusterten Stadtkategorien

Stadtkategorien mit Anzahl Einwohner		Region
1	Kleinstädte bis 50.000	Alte Bundesländer
2	Mittelgroße Städte mit 50.001 bis 450.000 und Städte mit 20.000 bis 80.000 in der Peripherie einer Großstadt	
3	Großstädte mit 450.001 bis 650.000 und Städte mit 20.000 bis 450.000 in hoch verdichteten Zonen	
4	Metropolen mit mehr als 650.000	
5	Kleinstädte bis 50.000	Neue Bundesländer
6	Mittelgroße Städte ab 50.001	

Das Aggregieren der Charakteristika der Gebäudecluster in den Siedlungsclustern erfolgt über den gewichteten Mittelwert. Dies ist beispielhaft für die durchschnittliche Wohnfläche pro Wohneinheit in **Formel (40)** dargestellt.

$$\text{Wohnfläche je Wohneinheit} = \frac{\sum \text{Wohnfläche je Wohneinheit aller Gebäude}}{\sum \text{Anzahl Wohneinheiten aller Gebäude}} \quad (40)$$

Auf Grund der hohen Relevanz der Anzahl an Wohneinheiten je Gebäude wird hier nicht der gewichtete Mittelwert gewählt. Während die Anzahl an Wohneinheiten bei Gebäuden mit ein und zwei Wohneinheiten klar über den Gebäudetyp definiert ist, wird für die Anzahl an Wohneinheiten je Gebäude in Mehrfamilienhäusern (MFH) ein mehrstufiger Prozess besprochen. Mehrfamilienhäuser sind in FREM in drei Gebäudetypen unterteilt: MFH mit drei bis sechs, MFH mit sieben bis zwölf oder MFH mit über zwölf Wohneinheiten. Zunächst wird für jede Gemeinde die Anzahl an MFH des MFH-Typs und die durchschnittliche Anzahl an Wohneinheiten je MFH-Typ bestimmt. Innerhalb von Gemeinden einer Stadtkategorie wird darauf aufbauend die Summe aller Gebäude mit derselben Anzahl an Wohneinheiten (z.B. Wohngebäude mit acht Wohneinheiten) gebildet. Der Anteil dieser Gebäude an allen Gebäuden des MFH-Typs in der Stadtkategorie wird dann als repräsentativ festgelegt. Die unterschiedliche Verteilung der Anzahl von Wohneinheiten je Gebäude abhängig von der Stadtkategorie ist in **Abbildung 4-7** dargestellt. In einer Kleinstadt in den alten Bundesländern verfügen von den Gebäuden mit drei bis sechs Wohneinheiten 9,6 % über drei Wohneinheiten, 15 % über vier, 45,6 % über fünf und 29,7 % über sechs Wohneinheiten.

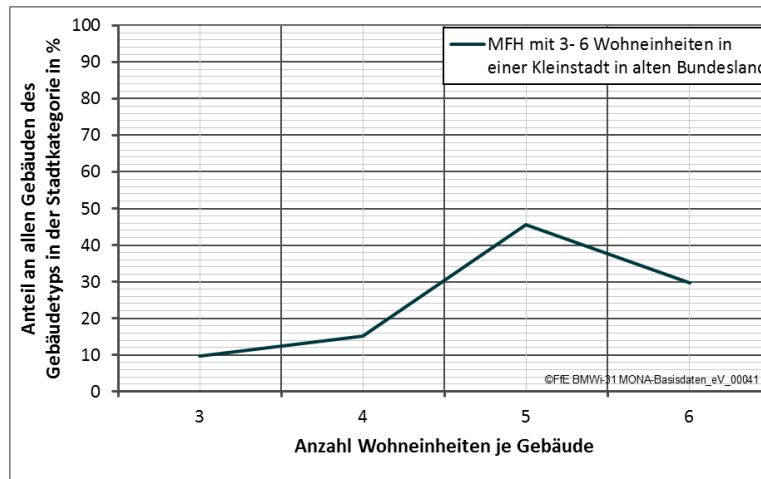


Abbildung 4-7: *Beispielhafte Auswertung der Anteile einer Wohneinheitenkategorie für eine Kleinstadt in einem alten Bundesland*

Sanierungsmodell

Aufgrund niedriger Neubauraten in Deutschland werden die ermittelten Siedlungscluster auch für die Evaluierung zukünftiger Siedlungsstrukturen als repräsentativ angenommen. Allerdings wird hierfür eine durch Sanierung erreichte Verminderung des spezifischen Raumwärmebedarfs angenommen. In /IWU-01 15/ wurde das Sanierungspotenzial von Gebäuden anhand eines Beispielgebäudes des jeweiligen Gebäudeclusters evaluiert. Hierbei wurde zwischen konventioneller und zukunftsweisender Sanierung unterschieden. Da sich der im Siedlungsmodell hinterlegte ursprüngliche spezifische Heizwärmebedarf von denen der vom Institut Wohnen und Umwelt (IWU) in /IWU-01 15/ gewählten Repräsentanten unterscheiden, wurde die prozentuale Absenkung des spezifischen Heizwärmebedarfs als typisch angenommen. Die resultierenden Werte für den spezifischen Heizwärmebedarf von Einfamilienhäusern verschiedener Baualtersklassen, abhängig von Sanierungsstand, sind in **Abbildung 4-8** dargestellt.

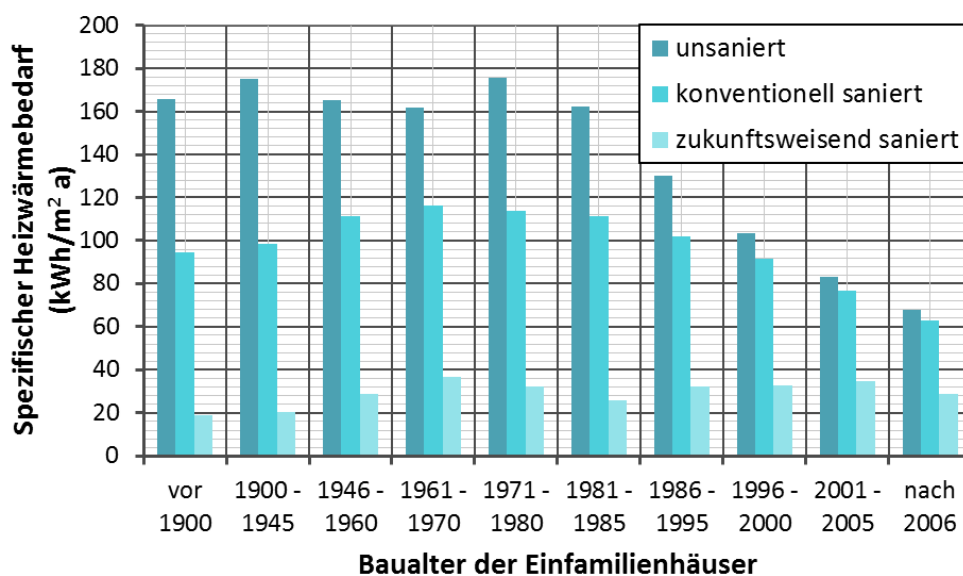


Abbildung 4-8: *Abnahme des spezifischen Heizwärmebedarfes eines Einfamilienhauses abhängig von der Baualtersklasse*

Um die Simulation von Passivhaussiedlungen zu ermöglichen, kann im Siedlungsmodell der Passivhausstandard für Gebäude hinterlegt werden. Die verschiedenen Sanierungsgrade sind wie folgt definiert:

- Konventionell saniert: Einhaltung der EnEV 2014
- Zukunftsweisend saniert: Der Wärmedurchgangskoeffizient der einzelnen Bauteile entspricht dem des Passivhausstandards, dieser wird jedoch nicht erreicht
- Passivhausstandard: Spezifischer Heizwärmebedarf von 15 kWh/(m²*a)

Neben der Verminderung des spezifischen Heizwärmebedarfs führt die energetische Sanierung außerdem zur Absenkung der Vorlauftemperatur des Heizsystems im Gebäude. Dies hat einen essenziellen Effekt auf die Effizienz der modellierten Wärmepumpen (siehe Kapitel 4.3.3.3). Während in der Realität eine Abhängigkeit der Vorlauf- und Rücklauftemperatur von der Außentemperatur vorgeschrieben ist, werden diese im Modell zur Vereinfachung als konstant angenommen.

Des Weiteren wird angenommen, dass im Rahmen der Sanierung effizientere Umwälz- und Zirkulationspumpen eingesetzt werden und somit deren elektrischer Leistungsbezug vermindert wird.

Auswahl repräsentativer Siedlungen

Zur Auswahl repräsentativer Siedlungen sind die Anteile der Gebäude eines Siedlungsclusters am gesamten deutschen Gebäudebestand relevant. Wie **Tabelle 4-5** deutlich macht, liegt dieser Anteil zwischen unter 0 % und 23 %.

Tabelle 4-5: *Anteile der Gebäude eines Siedlungsclusters am deutschen Gebäudebestand*

		Siedlungstyp					
		1	2	3	4	5	6
Stadtkategorie	1	23 %	4 %	22 %	9 %	-	2 %
	2	3 %	0 %	4 %	3 %	1 %	1 %
	3	3 %	0 %	2 %	3 %	0 %	0 %
	4	2 %	0 %	1 %	1 %	0 %	0 %
	5	5 %	1 %	3 %	3 %	0 %	2 %
	6	0 %	1 %	-	1 %	0 %	0 %

Um die Anzahl der mit den Basisnetztopologien zu verknüpfenden Siedlungscluster zu vermindern, werden einige Siedlungscluster vernachlässigt. In den neuen Bundesländern befinden sich im Gegensatz zu den alten Bundesländern auch in den Siedlungstypen Streu-, Einfamilienhaus und Reihenhaussiedlung MFH mit mehr als sechs Wohneinheiten. Der Anteil dieser MFH an allen Gebäuden in den jeweiligen Siedlungsclustern ist jedoch sehr gering. Die Anteile der einzelnen Gebäudecluster werden für die Verknüpfung mit der Anzahl der Netzanschlusspunkte multipliziert. Hieraus ergibt sich die Anzahl der vorhandenen Gebäude je Gebäudecluster. Für die Siedlungscluster der neuen Bundesländer in Kombination mit den zuvor bestimmten

Basisnetztopologien ergibt sich, dass diese MFH nie in den Siedlungen auftreten würden. Somit werden die gesonderten Cluster der neuen Bundesländer vernachlässigt.

Auf Grund ihres geringen Anteils am gesamten Gebäudebestand werden Metropolen sowie ST 5 und 6 für die Verknüpfung mit den Basisnetztopologien im Rahmen des Projekts nicht weiter analysiert.

Wie im folgenden Kapitel beschrieben (Kapitel 4.2.1.3) wird für jedes Typnetz eines der 36 Siedlungscluster als passend ausgewählt. Für die Regionalisierung der Simulation könnte mit den Daten aus FREM je Gemeinde die individuelle Zusammensetzung der Gebäudecluster für das festgelegte Siedlungscluster berechnet werden. Diese beeinflusst aber maßgeblich die Anzahl der Wohneinheiten im Netzgebiet und dadurch die elektrischen und thermischen Lastgänge. Im Rahmen der Regionalisierung ergeben sich aus den festgelegten Szenarien zudem unterschiedliche Entwicklungen der Durchdringung von Netzkomponenten, wie PV-Anlagen. Eine Überlappung dieser Effekte würde die Evaluierung der Auswirkungen der Netzkomponenten unmöglich gestalten. Daher erfolgt keine Regionalisierung der Gebäudestruktur je Siedlungscluster.

4.2.1.3 Kombination von Basisnetztopologien mit Siedlungsclustern

Die Verknüpfung von Basisnetztopologien mit Siedlungsclustern zu Typnetzen erfolgt in einem zweistufigen Verfahren. Im ersten Schritt werden kombinatorisch alle Basisnetztopologien aus 4.2.1.1 mit den unter 4.2.1.2 erläuterten Siedlungsclustern kombiniert und in der Voranalyse mit einem vereinfachten Referenzszenario simuliert. Das vereinfachte Referenzszenario bildet den Status quo der heutigen Netzbelastung ab, weswegen der dominierende Faktor die Stromlastgänge der Haushalte (vgl. Kapitel 4.2.3.2) sind. Zusätzlich wird angenommen, dass 25 % der Gebäude über eine PV-Anlage (5 kW) verfügen, aber keine Netzoptimierenden Maßnahmen eingesetzt werden. Die Werte für diese Referenzsimulation fußen auf Erfahrungen aus Vorgängerprojekten. Basierend auf dieser Referenzsimulation werden die Netzbelastungen der einzelnen Basisnetztopologien ausgewertet. Im Fall von Betriebsmittelüberlastungen oder Verletzungen des erlaubten Spannungsbandes wird diese Kombination aus Basisnetztopologie und Siedlungscluster ausgeschlossen. Der Ausschluss von Typnetzen mit Überlastungen in der Referenzsimulation basiert auf der Annahme, dass die geclusterten, realen Netze in der Realität aktuell nicht überlastet sind, sondern erst durch weiteren Zubau überlastet werden könnten.

Im zweiten Schritt werden die weiterhin möglichen Kombinationen von Siedlungsclustern und Basisnetztopologien unter Berücksichtigung von Leitungslängen, Anordnung und Anzahl der einzelnen Hausanschlussknoten sowie Anzahl an Strängen, der statistischen Häufigkeit der Siedlungscluster und den Ergebnissen aus den oben beschriebenen Referenzsimulationen zu Typnetzen verknüpft. Die statistische Häufigkeit ist hierbei essenziell, da davon ausgegangen wird, dass die Basisnetztopologien, welche auf realen Netzen basieren, ebenfalls die statistisch relevanten Siedlungscluster abdecken. Ebenso wird mit diesem Ansatz sichergestellt, dass alle relevanten Siedlungscluster verwendet werden.

Aus diesem Verfahren wird je Typnetz die Anzahl der Gebäude je Gebäudecluster, die Anzahl der Wohneinheiten (WE) je Gebäude sowie die Anzahl Personen je Wohneinheit

in einem Gebäude bestimmt. Diese Gebäude werden für die durchzuführenden Simulationen zufällig auf die Hausanschlüsse der zugeordneten Basisnetztopologie verteilt. **Tabelle 4-6** zeigt die Kennwerte der Typnetze im Referenzfall. Spannungsabweichungen und Betriebsmittelauslastung beziehen sich dabei jeweils auf den maximalen Wert.

Tabelle 4-6: Kennwerte der Typnetze im Referenzfall

	Typnetz								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Stränge	6	1	1	6	1	9	1	1	1
Leitungslänge (m)	728	77	242	1753	486	2209	210	870	733
Gebäude	21	2	6	45	14	56	2	10	2
Wohneinheiten	75	15	30	45	21	83	2	15	2
Spannungsabfall (maximal)	3 %	1 %	3 %	4 %	3 %	1 %	1 %	6 %	6 %
Spannungshub (maximal)	1 %	0 %	1 %	2 %	1 %	1 %	1 %	3 %	2 %
Auslastung (maximal)	38 %	37 %	38 %	29 %	24 %	30 %	18 %	31 %	19 %

Im Folgenden werden die neun Typnetze dargestellt.

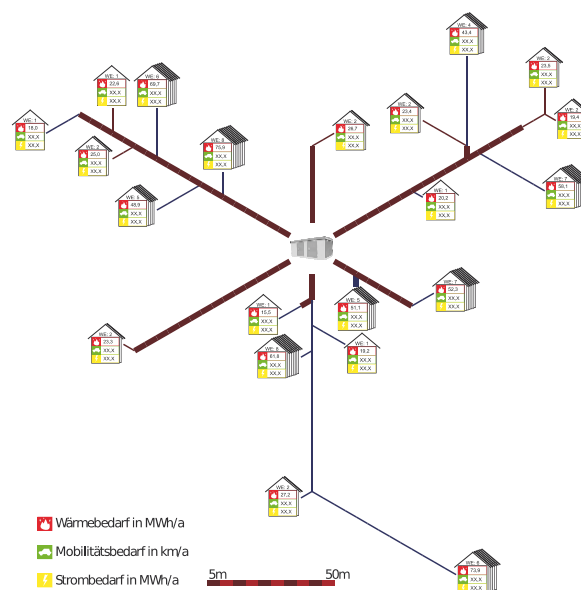


Abbildung 4-9: Typnetz 1

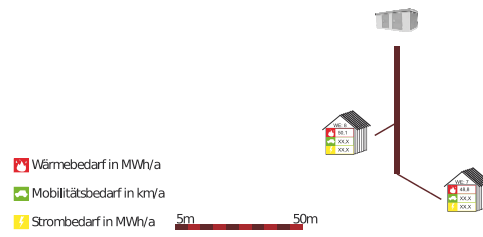


Abbildung 4-10: *Typnetz 2*

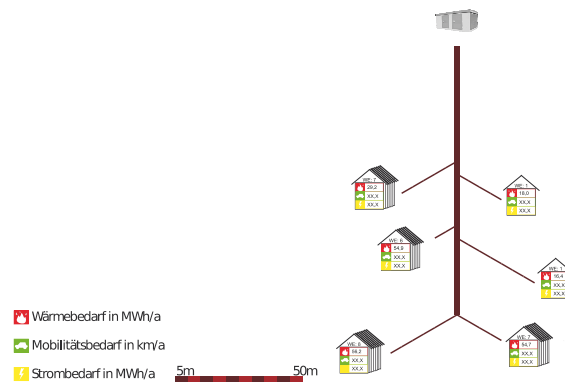


Abbildung 4-11: *Typnetz 3*

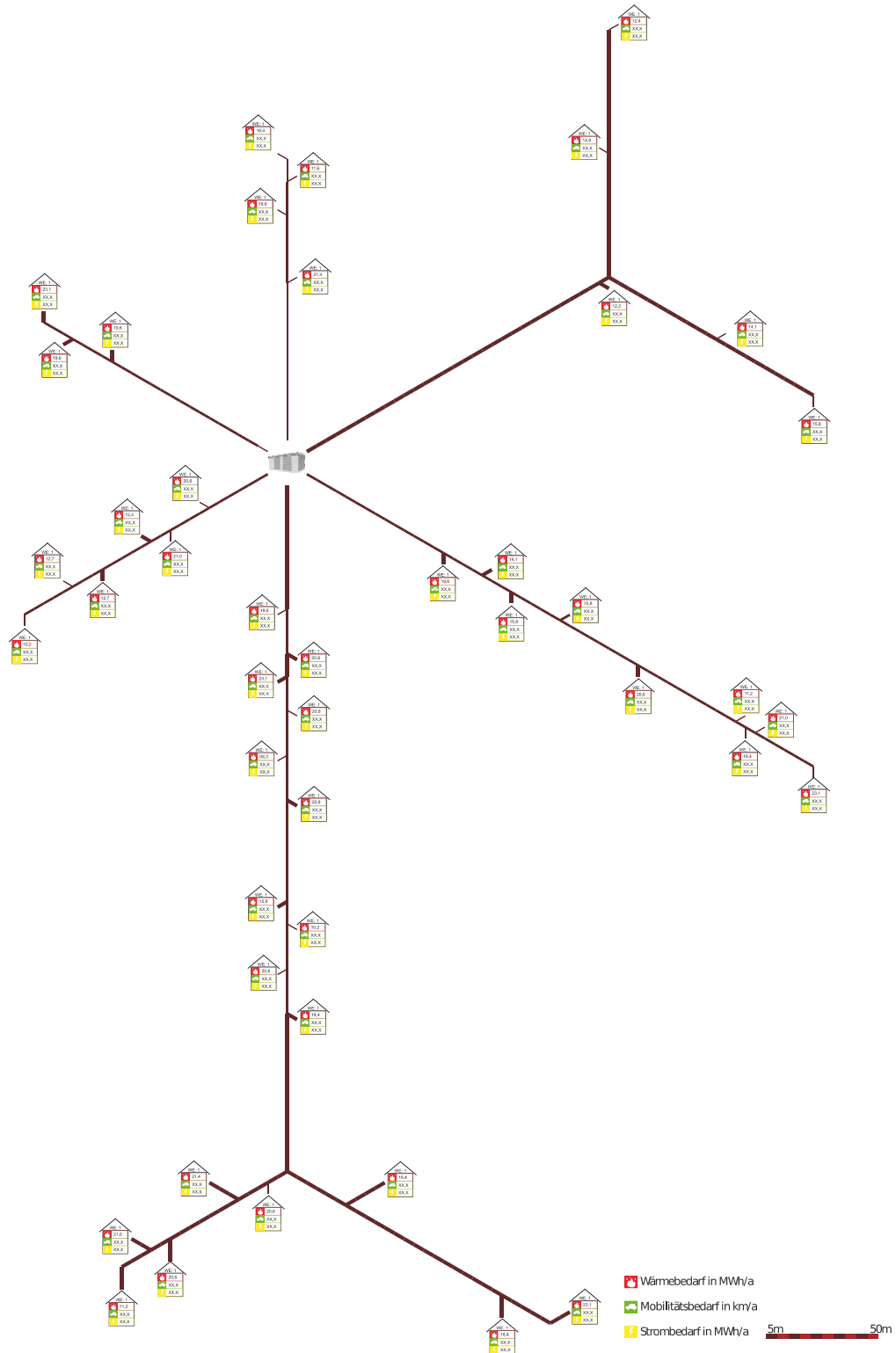


Abbildung 4-12: Typnetz 4

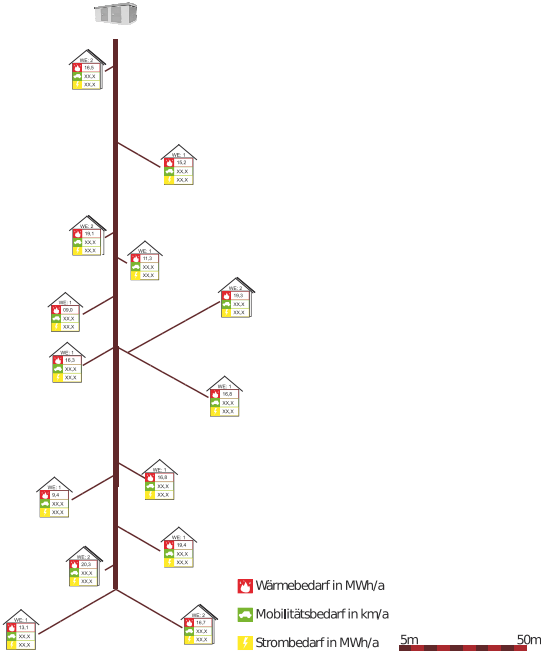


Abbildung 4-13: Typnetz 5

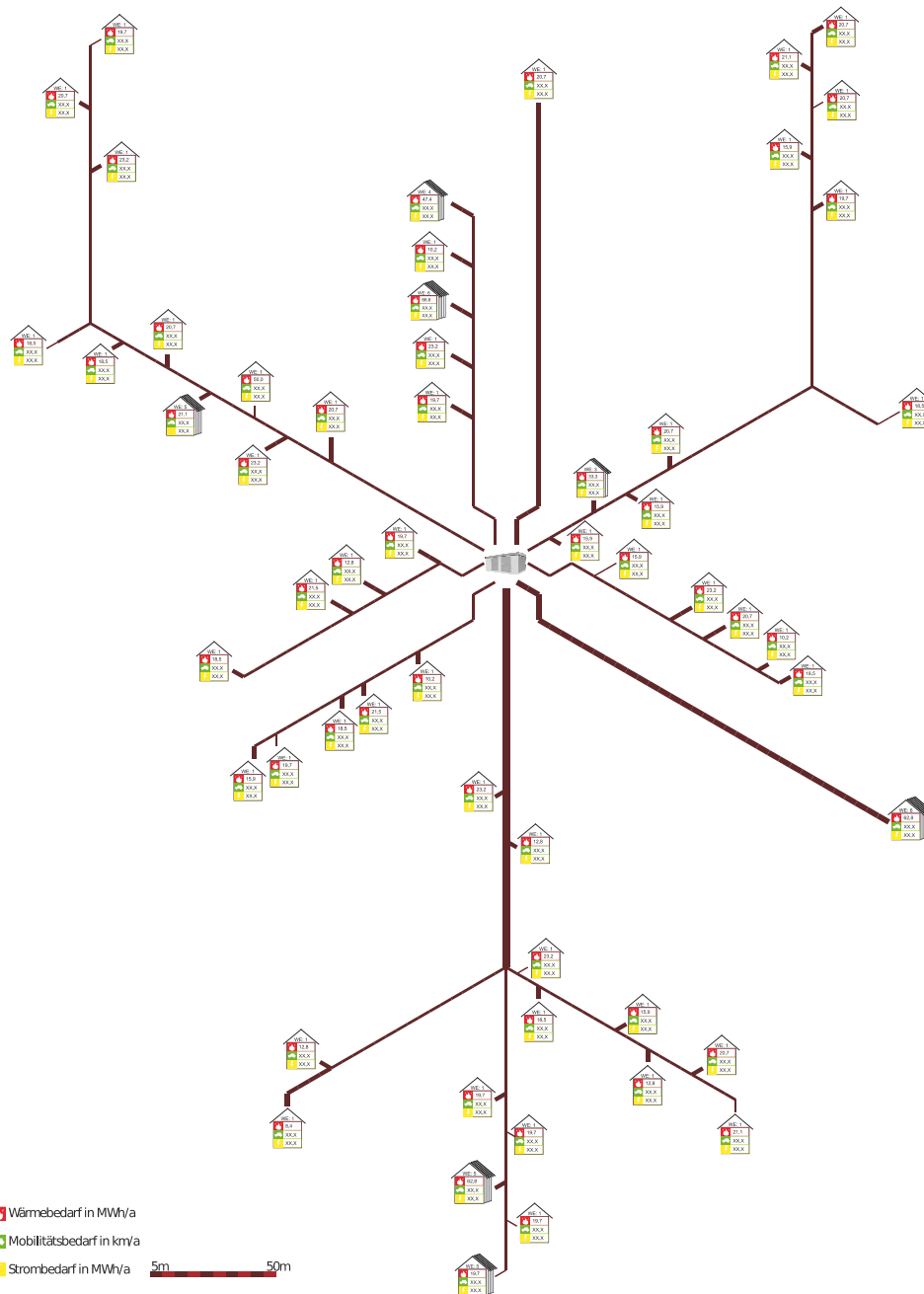


Abbildung 4-14: *Typnetz 6*

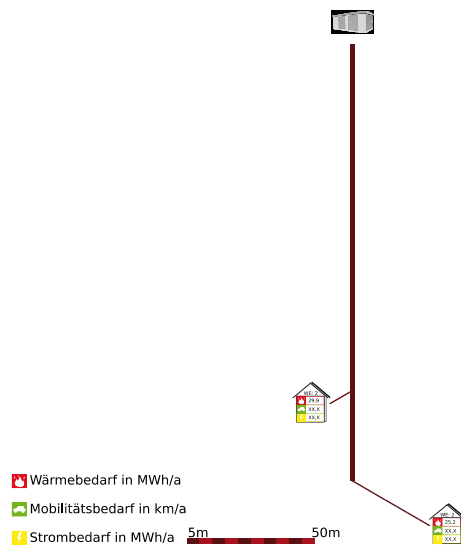


Abbildung 4-15: Typnetz 7

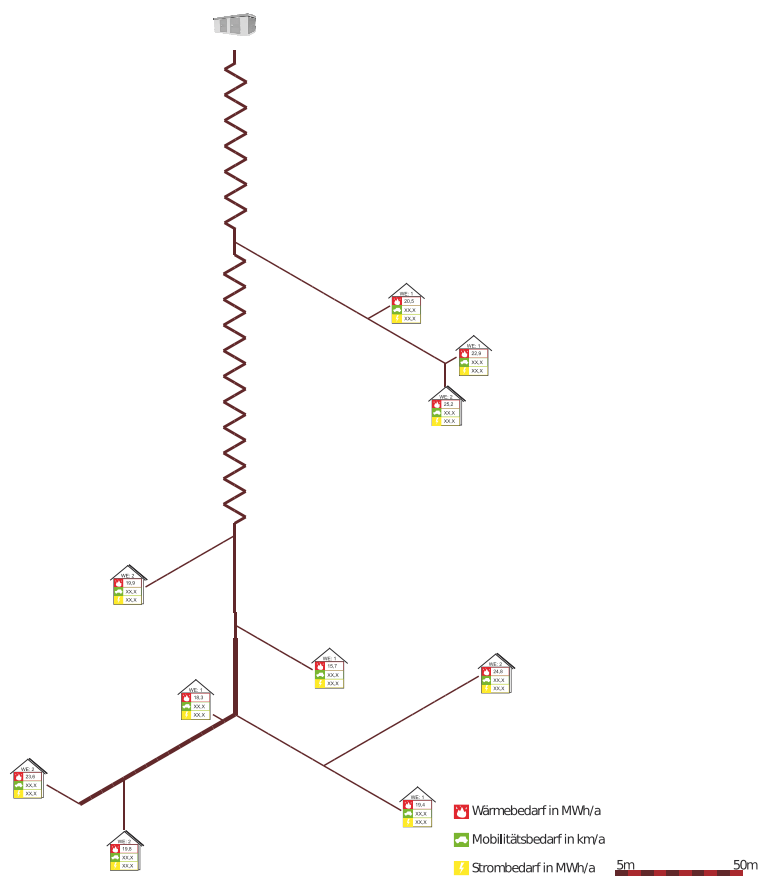


Abbildung 4-16: Typnetz 8

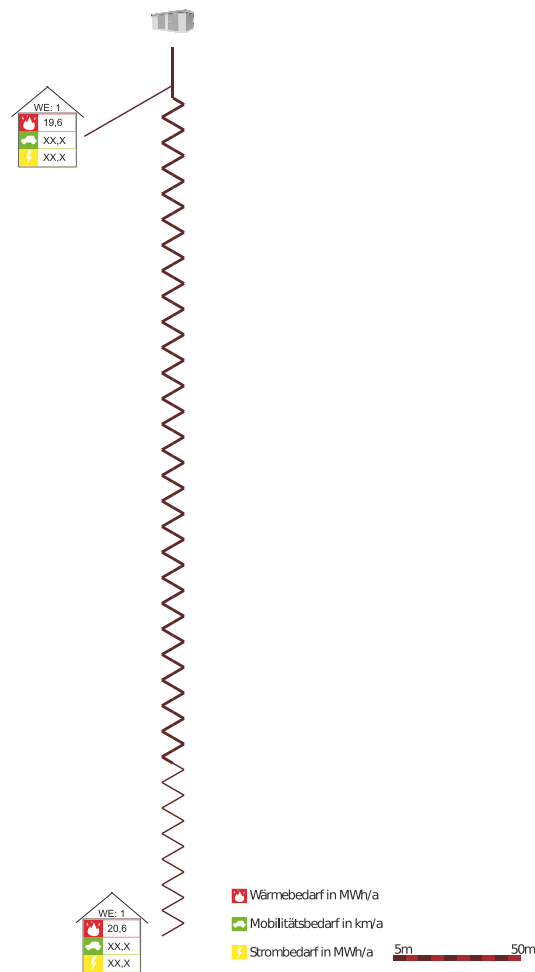


Abbildung 4-17: *Typnetz 9*

4.2.2 Erzeugungsanlagen

Im Folgenden werden sowohl die Regionalisierung der Photovoltaikanlagen, welche im Rahmen von GridSim als Aufdachanlagen betrachtet werden, als auch die verwendete Datengrundlage erläutert.

4.2.2.1 Photovoltaik Aufdachanlagen in der Niederspannung

Auf Basis der Mantelzahlen gemäß des Szenario-Prozesses (siehe **Tabelle 4-7**) wird die regionale Entwicklung entsprechend der in Kapitel 2.4.2 beschriebenen Methodik errechnet. Der *Anteil an Süd-West-ausgerichteten Anlagen* am Zubau von PV-Dachanlagen (wie in der Szenario-Analyse beschrieben) wird in GridSim nicht abgebildet, um die Komplexität zu reduzieren und eine bessere Vergleichbarkeit zu erzielen.

Tabelle 4-7: *Übersicht der aus dem Szenario Prozess resultierenden Photovoltaik-Mantelzahlen für die Betrachtung in der Simulationsumgebung GridSim*

	Bestand (Stand 2015)	GridSim Szenario A	GridSim Szenario B	GridSim Szenario C
Installierte PV-Leistung	39,3	58,7	76,8	116,8
Anteil von Dachanlagen an jährlichem PV-Zubau	k.A.	80 %	80 %	90 %

In den Simulationen in GridSim werden lediglich Anlagen in der Niederspannung auf privaten Gebäuden berücksichtigt. Hierzu muss die in Kapitel 2.4.2 beschriebene Datenbasis auf die für GridSim relevanten Anlagen mit folgenden Annahmen gefiltert werden:

- Die PV-Anlage ist in einem Wohngebiet verortet (Kategorie „privater Haushalt“ im FREM) oder
- Für die PV-Anlage ist keine exakte Verortung möglich (zum Beispiel keine Angabe der Straße). Sie kann somit keiner Siedlungskategorie zugewiesen werden. Die installierte Leistung ist kleiner gleich 15 kW und der Netzanschluss erfolgt in der Niederspannung. In diesem Fall wird davon ausgegangen, dass diese Anlage auf einem Wohngebäude installiert ist.

Zur Bestimmung des Zubaus an PV-Anlagen auf Landkreisebene wird das in Kapitel 2.4.2 beschriebene Verfahren verwendet, um für jeden Landkreis und für jedes Szenario die zukünftig installierte PV-Leistung zu bestimmen. Darüber hinaus wird für jeden Landkreis aus den bestehenden PV-Anlagen auf Wohngebäuden der Median der Anlagengröße bestimmt und als konstant angenommen. Der Median ist in **Abbildung 4-18** dargestellt. In dicht besiedelten Gebieten sinkt – wie erwartet – die Anlagengröße. Durch die Annahme der Median-Leistung im Zubau kann dieser Effekt in der Gridsim geeignet abgebildet werden.

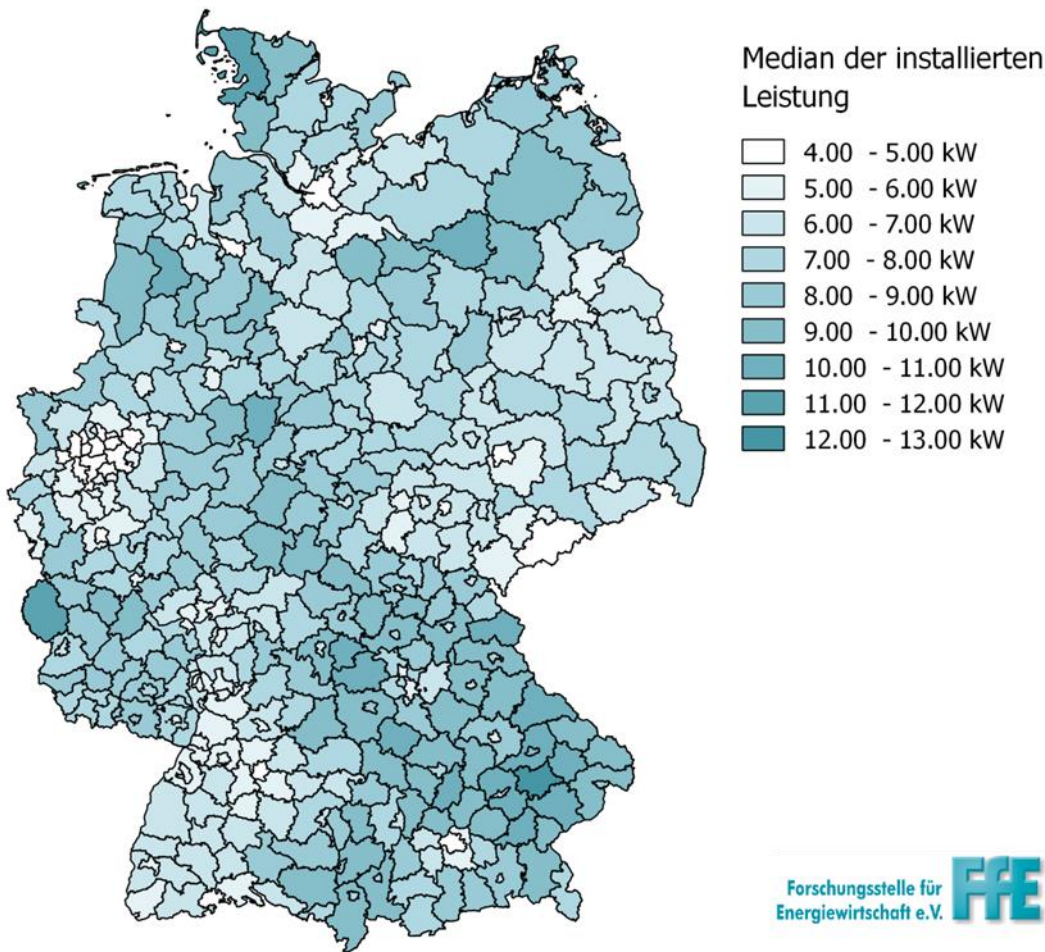


Abbildung 4-18: Median der installierten Leistung der bestehenden PV-Anlagen auf Wohngebäuden

Für die Simulation in GridSim wird der Wert „Anteil der Wohngebäude mit PV-Anlagen“ benötigt. Dieser kann mit folgender Formel berechnet werden:

$$\text{Anteil}_{\text{Wohngebäude mit PV-Anlage}} = \frac{P_{PV,installiert_LK}}{P_{PV,Median_LK} * \text{Anzahl}_{\text{Wohngebäude_LK}}} \quad (41)$$

$P_{(PV,installiert_LK)}$:	installierte PV-Leistung im Landkreis im gewählten Szenario
$P_{(PV,Median_LK)}$:	Median der Anlagengröße der bestehenden PV-Anlagen im Landkreis
$\text{Anzahl_Wohngebäude_LK}$	Anzahl der Wohngebäude im Landkreis

Dieser Wert kann nun für jeden Landkreis berechnet werden (vgl. Abbildung 4-19 für das Szenario C dargestellt). Das Charakteristikum des Szenario C – eine verbrauchernahe Stromerzeugung – führt zu hohen PV-Anteilen in städtischen Gebieten. Weiterhin führt der geringe Ausbau in den neuen Bundesländern (vgl. Kapitel 2.4.2) zu einer geringen Anschlussquote in Mecklenburg-Vorpommern,

Sachsen-Anhalt

und

Brandenburg.

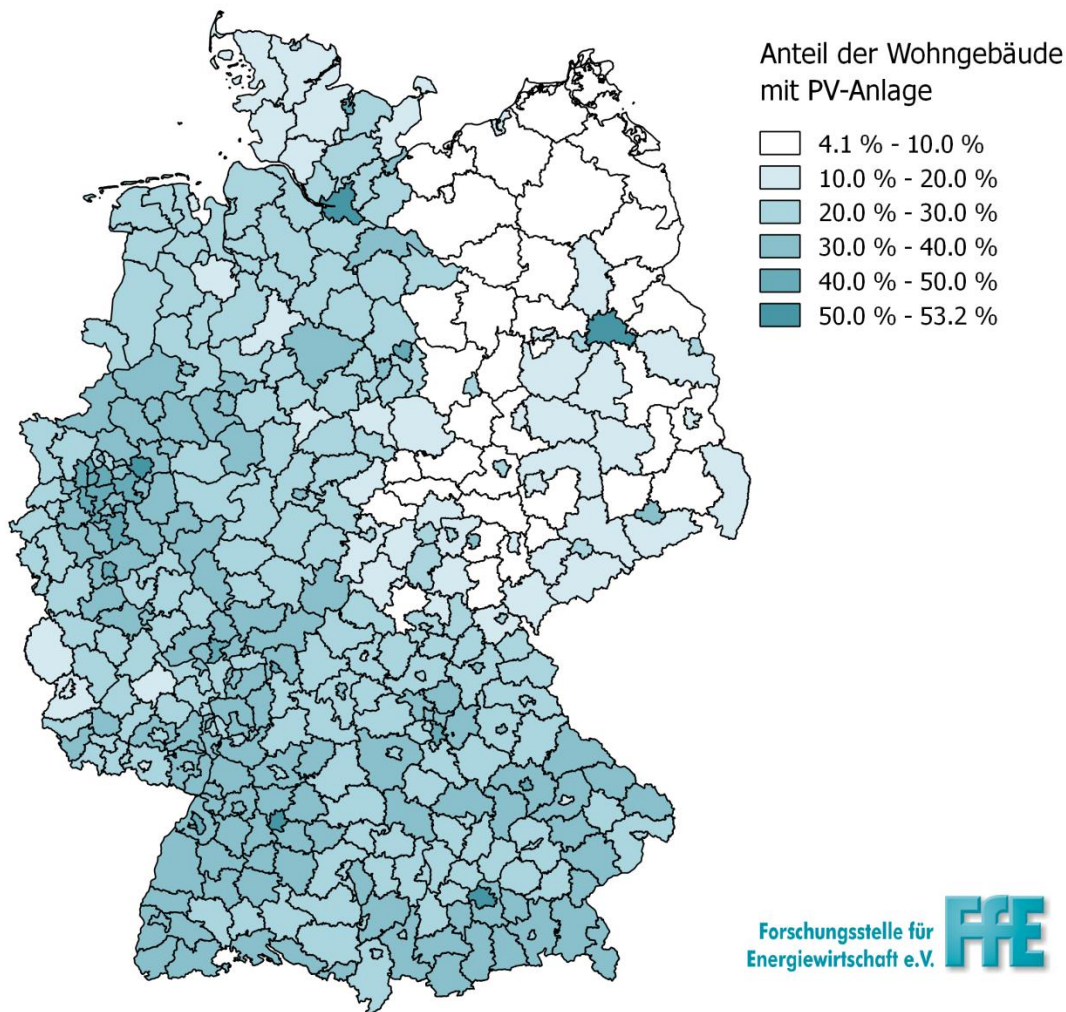


Abbildung 4-19: Anteil der Wohngebäude mit einer PV-Anlage im Szenario C

Weitere Übergabewerte neben dem Anteil der Wohngebäude mit einer PV-Anlage sind der oben beschriebene Median der Anlagengröße als Leistungswert der durchschnittlichen PV-Anlage des Landkreises sowie die Streuung der Anlagengrößen als Interquartilsabstand der installierten PV-Anlagen. Basierend auf diesen Daten kann eine realistische Verteilung der PV-Anlagen und auch der vorhandenen Größen in GridSim nachgebildet werden.

4.2.2.2 Erzeugungsgänge der Photovoltaik-Anlagen

Die Datengrundlage der simulierten PV-Anlagen basiert auf Ganzjahresdaten von realen PV-Anlagen. Zur Berücksichtigung der Abhängigkeit der durchschnittlichen jährlichen Sonneneinstrahlung von der geografischen Lage des Simulationsortes wurden Betriebsdaten für neun verschiedenen Standorte in Deutschland ausgewählt, welche in **Abbildung 4-20** (schwarz) dargestellt sind. Die ausgewählten Standorte unterscheiden sich folglich in ihrer jährlichen Globalstrahlung.

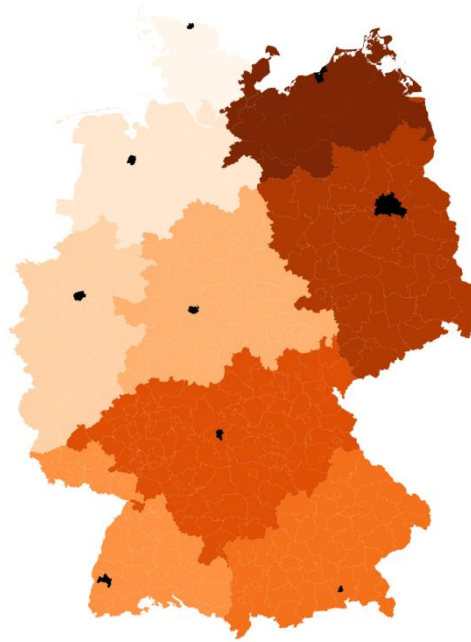


Abbildung 4-20: Zuordnung der Landkreise zu den gewählten PV-Standorten (schwarz)

Pro Standort werden je drei PV-Anlagen mit maximalen Anlagenleistungen von 25 kW_p und unterschiedlichen Ausrichtungen (Ost, Süd, West) verwendet, deren Leistungsdaten für die Jahre 2013 und 2014 zur Verfügung stehen. Die Originaldaten liegen in einer Auflösung von 5 Minuten vor und werden je nach Simulationsauflösung interpoliert bzw. gemittelt. Jeder Landkreis in Deutschland wird basierend auf der kürzesten Distanz einer dieser neun Anlagen zugewiesen. Das Ergebnis dieser Zuweisung ist in Abbildung 4-20 farblich dargestellt. Die Farben zeigen die Einordnung in die neun Regionen mit den schwarz markierten Standorten der PV-Anlagen.

4.2.3 Erzeugung von Haushaltslastgängen

Nach /EEN-01 12/ ist eine Verwendung von Standardlastprofilen bei unter 150 Wohneinheiten nicht zulässig. Dies ist in der zu geringen Anzahl für eine Verallgemeinerung begründet. Deswegen wurde für die Simulationen in GridSim ein Haushaltslastganggenerator entwickelt, bei dem die Verbraucher und Endgeräte im Fokus der Lastganggenerierung stehen.

4.2.3.1 Typische Bewohnerstrukturen und Aktivitätsprofile

Elektrische- und Trinkwarmwasserlastgänge der einzelnen Wohneinheiten sind stark von den Bewohnern und deren individuellem Aktivitätsprofil abhängig. Daher müssen der Siedlung und jeder einzelnen Wohnungen repräsentative Bewohnerstrukturen zugewiesen werden.

Haushaltsgrößen

Da keine fundierten Daten zur Verteilung der Anzahl an Personen pro Wohneinheit (Haushaltsgrößen) auf die verschiedenen Gebäudetypen vorliegen, werden die Haushaltsgrößen gemäß ihres Anteils an allen Haushalten im Zensus 2011 zufällig auf alle Wohneinheiten in der Siedlung verteilt. Hierbei können regionalisierte oder für

Deutschland durchschnittliche Anteile verwendet werden. In Deutschland gibt es starke regionale Unterschiede zwischen den Anteilen der Haushaltsgrößen an allen Haushalten. Speziell Großstädte weisen zum Beispiel einen hohen Anteil an Single-Haushalten auf. Die Anteile der Haushaltsgrößen sind daher für die Simulationen regionalisiert hinterlegt. Dies erfolgte anhand der Daten aus FREM.

Haushaltstypen

In der Zeitverwendungserhebung 2009/10 wurde eine Vielzahl an soziodemographischen Informationen (z. B. Haushaltstyp oder Erwerbstätigkeit) durch Haushalts- und Personenfragebogen erfasst. Dies ermöglicht eine Einteilung von Haushalten und Bewohnern in Typenklassen, welche vereinfacht in **Tabelle 4-8** aufgeführt sind und im Modell den Haushalten in repräsentativen Anteilen zugeordnet werden. Mit Hilfe dieser Typklassen, welche den einzelnen Bewohner im Haushalt Eigenschaften zuweisen, können ihnen Aktivitätsprofile zugeordnet werden.

Für die Anteile der Haushaltstypen liegen nur bundesweite Daten vor, sodass diese im Gegensatz zu den Haushaltsgrößen für die Simulationen nicht regionalisiert sind.

Tabelle 4-8: *Haushalts- und Bewohnertypen in GridSim*

Haushaltstyp	Bewohnertyp
Singlehaushalt	Vollerwerbstätig(m/w) Teilzeit(m/w) Rentner(m/w)
Paarhaushalt	2 Vollerwerbstätig (m/w) 2 Rentner(m/w) 1 Vollerwerbstätig (m/w) und 1 Teilzeit(m/w)
Paarhaushalt + 1 Kind	2 Vollerwerbstätig(m/w) + 1 Kind 1 Vollerwerbstätig (m/w) und 1 Teilzeit(m/w) + 1 Kind
Paarhaushalt + 2 Kinder	2 Vollerwerbstätig(m/w) + 2 Kinder 1 Vollerwerbstätig (m/w) und 1 Teilzeit(m/w) + 2 Kinder
Paarhaushalt + 3 Kinder	2 Vollerwerbstätig(m/w) + 3 Kinder 1 Vollerwerbstätig (m/w) und 1 Teilzeit(m/w) + 3 Kinder

Aktivitätsprofile

Die Modellierung der Energienachfrage privater Haushalte erfordert individuelle Aktivitätsprofile für die einzelnen Bewohner jedes Haushaltes. Dies wird durch die Kombination der zuvor festgelegten typischen Bewohnerstruktur mit den Daten der Zeitverwendungserhebung 2012/2013 des statistischen Bundesamtes (/DESTATIS-10 15/) ermöglicht. Im Rahmen der Erhebung wurden 4.775 Haushalte mit 12.254 Personen zu ihrer Zeitverwendung befragt. Die Haushalte dokumentierten den Tagesablauf in 10-Minuten-Schritten an 2 Werktagen und einem Wochenende. Dadurch ergibt sich eine Datengrundlage von 32.105 Tagebuchtagen, an denen die Haushaltsaktivitäten detailliert durch 165 verschiedene Aktivitätscodes deklariert werden. Zur besseren Handhabbarkeit der Aktivitätscodes erfolgt eine Zusammenfassung der 165 Codes zu 11 verschiedenen Kategorien. Ein Aktivitätsprofil

mit modifiziertem Code-Schema ist in **Abbildung 4-21** dargestellt. Die Abbildung zeigt einen Aktivitätsbeginn; die Aktivität selbst hat eine aktivitätsspezifische Dauer. In Folge unterschiedlicher Zeitspannen können mehrere Aktivitäten gleichzeitig ausgeführt werden.

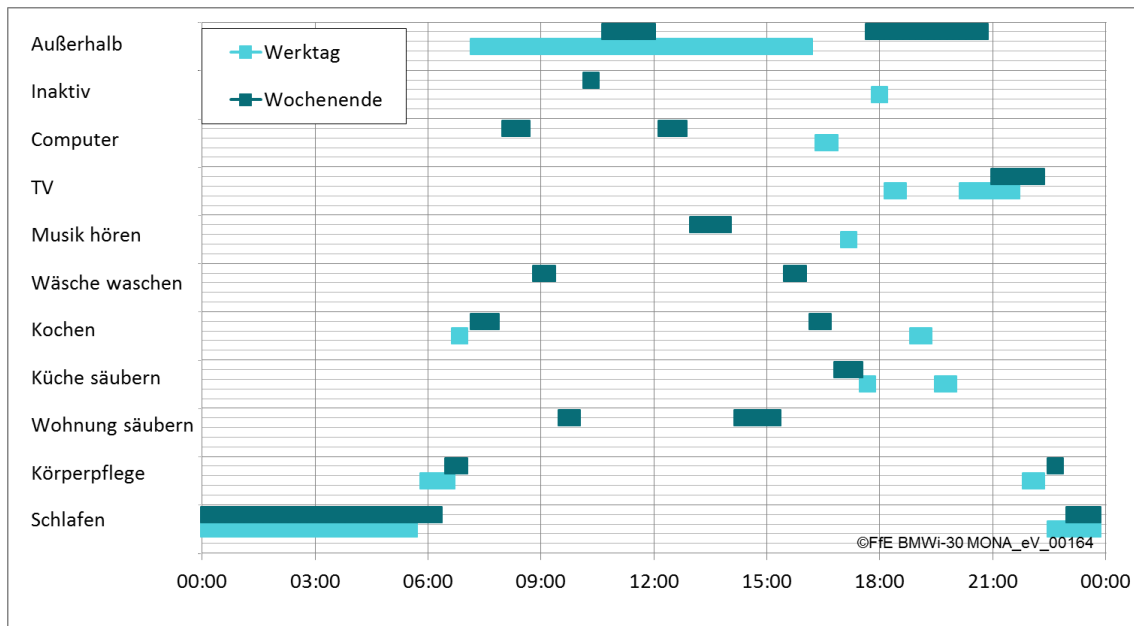


Abbildung 4-21: *Beispiel eines Tagesaktivitätsprofils für einen Werk- bzw. Wochenendtag mit modifiziertem Code-Schema*

Ausstattungs- und Verbrauchsniveaus

Das Ausstattungsniveau wird unabhängig voneinander für elektrische und Trinkwarmwasser-Endgeräte festgelegt. Das dreistufige elektrische Ausstattungsniveau entscheidet zum Beispiel darüber, ob eine Wohneinheit lediglich über eine Waschmaschine verfügt (Stufe 1), zusätzlich über eine Geschirrspülmaschine (Stufe 2) oder beides und des Weiteren über einen Trockner (Stufe 3). Die zweistufige Trinkwarmwasserausstattung beschreibt, ob eine Wohneinheit nur eine Dusche besitzt (Stufe 1) oder zusätzlich eine Badewanne (Stufe 2).

Für die Simulationen zukünftiger Haushalte ist es essenziell, das Verbrauchsniveau der einzelnen Haushalte anzupassen. Hierdurch kann zum einen eine steigende Effizienz der Anlagen simuliert werden oder zum anderen ein steigender Energieverbrauch, z.B. aufgrund längerer Duschzeiten. Deswegen wurden die drei verschiedenen Verbrauchsniveaus hoher, mittlerer und geringer Verbrauch implementiert.

Die Anteile der einzelnen Ausstattungs- und Verbrauchsniveaus werden zu Beginn der Simulation gewählt, sodass diese im Rahmen der Initialisierung des Siedlungsgebietes zufällig auf alle Wohneinheiten im Siedlungsgebiet verteilt werden. Wie aus Aktivitätsprofil, Ausstattungs- und Verbrauchsniveau die resultierenden Lastgänge generiert werden, wird im folgenden Kapitel erläutert.

4.2.3.2 Stromlastgänge

Anlehnend an /WID-01 09/ lassen sich basierend auf den Aktivitätsprofilen für jeden Bewohnertyp eines Haushaltes Einschaltwahrscheinlichkeiten für verschiedene Geräte bzw. Ereignisse bestimmen. Basierend auf den Wahrscheinlichkeitswerten und den

zugehörigen Verbrauchswerten können mittels des am FfE entwickelten Haushaltslastganggenerators die benötigten Lastgänge generiert werden (vgl. u.a. /NOBI-01 16/). Ein Zufallsgenerator ermöglicht die realistische Verminderung von Gleichzeitigkeitseffekten und die Integration von Ungleichmäßigkeiten in die Lastgänge (z. B. späteres Aufstehen an einem Wochentag). Während die Verbrauchswerte der meisten Geräte aus realen Messdaten stammen (/FFE-26 13/, /LUG-01 14/, /FFE-22 12/), wurden die elektrischen Lasten von Zirkulations- und Umwälzpumpen abhängig vom thermischen Lastprofil des Gebäudes sowie dessen Sanierungsgrad nach /IWU-01 02/ berechnet. Zur Modellierung der Beleuchtung wird zusätzlich zu den Aktivitätsprofilen die solare Einstrahlung aus den Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes beachtet. Hierzu wird die in FREM hinterlegte standortabhängige Globalstrahlung genutzt (siehe Kapitel 2.4.2). Darüber hinaus wird eine normalverteilte Einstrahlungsgrenze berechnet, ab der die Bewohner das Licht einschalten. Um abzubilden, dass diese Grenze individuell unterschiedlich ist, wird über eine Zufallsverteilung mit einem Mittelwert von 50 W/m^2 und einer Standardabweichung von 10 für jeden Haushaltsagenten individuell gerechnet. Des Weiteren wird geprüft, ob die Globalstrahlung zu diesem Zeitpunkt über oder unter dem Grenzwert liegt. Ist die Globalstrahlung unter dem Grenzwert und der Bewohner ist zu Hause (und schläft nicht) ist die Beleuchtung an, wobei die Leistung dann wieder von weiteren Variablen abhängt.

Je Wohneinheit wird für jeden Bewohner das passende elektrische Lastprofil zum Aktivitätsprofil erstellt. Bei der Zusammenfassung dieser Lastprofile für die Wohneinheit wird berücksichtigt, dass ein Gerät nicht mehrfach in Betrieb ist. Ein Zufallsgenerator ermöglicht die realistische Verminderung von Gleichzeitigkeitseffekten und die Integration von Ungleichmäßigkeiten in die Lastgänge (z. B. späteres Aufstehen an einem Wochentag).

4.2.3.3 Trinkwarmwasserlastgänge

Die Trinkwarmwasserlastgänge werden analog zu den elektrischen Lastgängen generiert (siehe Kapitel 4.2.3.2). Anstelle der Einschaltwahrscheinlichkeiten werden hier jedoch Zapfwahrscheinlichkeiten der einzelnen Trinkwarmwasserzapfstellen abgeleitet aus den zuvor generierten Aktivitätsprofilen, verwendet. Die Verbrauchswerte je Zapfereignis, also Bedarfsvolumenstrom und Zapfdauer, sind /REC-01 01/ entnommen. Aus Bedarfsvolumenstrom und Zapftemperatur, welche abhängig von der jeweiligen Zapfstelle ist, ergibt sich der benötigte Wärmebedarf. Um die Realität passend abzubilden, wurden Einschränkungen zu Aktivitätsprofilen implementiert. Angelehnt an die Nutzungsfrequenzen in /VDI-01 17/ werden Dusche und Badewanne pro Person maximal einmal am Tag verwendet, Spül- und Waschbecken maximal zweimal am Tag. Zudem werden Kalibrierungsfaktoren genutzt, um den Verbrauch anzupassen. Dazu werden die jeweils gewählten Faktoren in jedem Zeitschritt mit einer Zufallszahl verglichen. Ein Abruf der Entnahmestelle findet nur dann statt, wenn die Zufallszahl einen bestimmten Wert überschreitet. In Folge der Anpassungen werden die Bedarfe nach /VDI-01 08/, 500 kWh Trinkwarmwasser pro Person in EFH und 1000 kWh Trinkwarmwasser pro Wohneinheit in MFH, nicht überschritten.

Verluste der Trinkwarmwasserbereitstellung

Verluste in Trinkwarmwasserleitungen beinhalten Verteil-, Anlauf- und Zirkulationsverluste. *Verteilverluste* treten während der Entnahmedauer entlang der Verteilrohre vom Wärmespeicher zur Entnahmestelle auf. *Anlaufverluste* andererseits entstehen während der Aufwärmung der Trinkwarmwasserleitung und durch Austausch deren Inhalts. *Zirkulationsverluste* treten nur in Gebäuden mit Zirkulationsleitung auf, welche in Zwei- und Mehrfamilienhäusern auch in Zeiten ohne Trinkwarmwasserabnahme einen kontinuierlichen Durchfluss des Trinkwarmwassers garantiert, um das Abkühlen des Wassers in der Leitung und die hieraus resultierende Legionellenbildung zu verhindern.

Nach /FFE-05 02/ betragen die Zirkulationsverluste der Trinkwarmwasserleitung abhängig von Gebäudetyp und Baualtersklasse zwischen 10 % und 65 % der Energie der Trinkwarmwasserentnahme aus dem Wärmeerzeuger. Ist in einem Einfamilienhaus keine Zirkulationsleitung vorhanden, machen Anlaufverluste zwischen 10 % und 50 % der Trinkwarmwasserentnahme aus. Anstelle einer genauen Modellierung der Verluste, abhängig von Zapfprofilen und Strömungsvorgängen in den Verteilrohren, wird basierend auf den in /FFE-05 02/ ermittelten Werten vereinfacht ein kontinuierliches Auftreten der Wärmeverluste angenommen. Da Wärmeverteilrohre in älteren und unsanierten Gebäuden in geringerem Umfang gedämmt sind, entstehen hier generell höhere Verluste als in neueren und sanierten Gebäuden.

4.2.3.4 Raumwärmelastgänge

Für die Generierung von Raumwärmelastgängen wird die Methode der Standardlastprofile für Gaskunden verwendet (/BDEW-03 15/). Die Raumwärmelastgänge ergeben sich hierbei aus dem jährlichen Heizwärmebedarf, der Baualtersklasse des Gebäudes, dessen Sanierungsgrad und dem lokalen Temperaturprofil. Diese Gebäudedaten stammen aus dem in Kapitel 4.2.1.2 beschriebenen Siedlungsmodell, die regionalen Temperaturprofile vom Deutschen Wetterdienst. Um die thermische Speicherkapazität des Gebäudes mit einzubeziehen, wird hier über Einbeziehung der Temperaturen der letzten drei Tage ein verzögerter Wärmebedarf modelliert. Da der Wärmebedarf der Gebäude in FREM bereits interne Verluste im Verteilsystem (nicht des Erzeugers selbst) beinhaltet, müssen diese nicht zusätzlich modelliert werden.

Die Faktoren Baualtersklasse bzw. Sanierungsgrad werden genutzt, um die Heizgrenztemperatur festzulegen, ab welcher ein Gebäude beheizt werden muss. Mit einer steigenden energetischen Effizienz des Gebäudes sinkt diese leicht.

Normheizlast

Um die für die Auslegung der Wärmeerzeuger notwendige Normheizlast zu bestimmen, wurde mit Hilfe des Raumwärmelastgang-Generators die maximale Heizlast am Tag mit Normaußentemperatur nach /DIN-02 03/ berechnet. Verglichen mit der vereinfachten Herleitung der Normaußentemperatur nach /VDI-06 13/, liefert dieses Vorgehen realistische Werte.

Für die Simulationen werden regionalisierte PV-Erzeugungslastgänge genutzt. Speziell für die PV-Integration über Power2Heat sind daher die Raumwärmelastgänge ebenfalls

zu regionalisieren. Im Regionenmodell sind Temperaturverläufe auf Gemeindeebene bereits hinterlegt. Eine Kombination dieser Temperaturprofile mit dem für Deutschland durchschnittlichen spezifischen Heizwärmebedarf der Gebäude würde zu verfälschten thermischen Lastgängen führen. Daher wird anstelle der in Kapitel 4.2.1.2 berechneten durchschnittlichen Heizwärmebedarfe für Deutschland der regionalisierte spezifische Heizwärmebedarf je Typgebäude aus dem FREM (siehe Kapitel 2.3.2) verwendet.

4.2.4 Sonderverbraucher auf Haushaltsebene

Neben den Haushaltslasten und Photovoltaikanlagen werden im Rahmen von MONA 2030 im Niederspannungsnetz auch Hausspeichersysteme, Elektrofahrzeuge sowie Wärmepumpen und elektrische Speicherheizungen betrachtet. Die Durchdringung der Netzgebiete mit diesen Komponenten ist in Deutschland regional verschieden. Die einzelnen Regionalisierungsvorschriften werden im Folgenden erläutert. Für GridSim dienen folgende Werte als Eingangsgrößen:

- Anteil der Gebäude mit Wärmepumpe/elektrischer Speicherheizung
- Anteil der Wohneinheiten mit Elektrofahrzeug
- Anteil der PV-Anlagen mit Hausspeichersystem

4.2.4.1 Power2Heat

Bei Berücksichtigung der thermischen Lasten in GridSim können diese durch Power2Heat-Anlagen in Form von Wärmepumpen oder elektrischen Speicherheizungen gedeckt werden. Alternativ werden diese durch konventionelle Heizungstechnik abgedeckt, welche außerhalb des betrachteten Bilanzrahmens (Stromsystem) liegt. Diese werden nur für die Analyse der jeweiligen Emissionen (vergleiche Abschnitt 4.4.2.2) berücksichtigt.

Die Beschreibung der regionalen Verteilung der Power2Heat-Anlagen erfolgt in erster Linie anhand von Daten, die im Rahmen des Projektes MOS 2030 von Verteilnetzbetreibern zur Verfügung gestellt wurden /FFE-05 16/:

Die Grundlage für die regionale Verteilung der Stromheizungen sind gemeindescharfe Daten zu Stromverbrauch und Anzahl der jeweiligen Technologie. Für 3.802 der 12.278 Gemeinden in Deutschland liegen Anzahl und Stromverbrauch aus den Daten mehrerer Verteilnetzbetreibern (VNB) mit Stand 2011 vor. Auf Basis dieser Daten wird die Verteilung für die restlichen Gemeinden Deutschlands entwickelt.

In **Abbildung 4-22** ist der Anteil des Stromverbrauchs für Wärmepumpen und elektrische Speicherheizungen am Stromverbrauch der Haushalte je Netzregion auf Basis der Eingangsdaten Stand 2011 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die südlichen und westlichen Netzregionen deutlich erhöhte Anteile der Stromheizungen am Stromverbrauch der privaten Haushalte aufweisen.

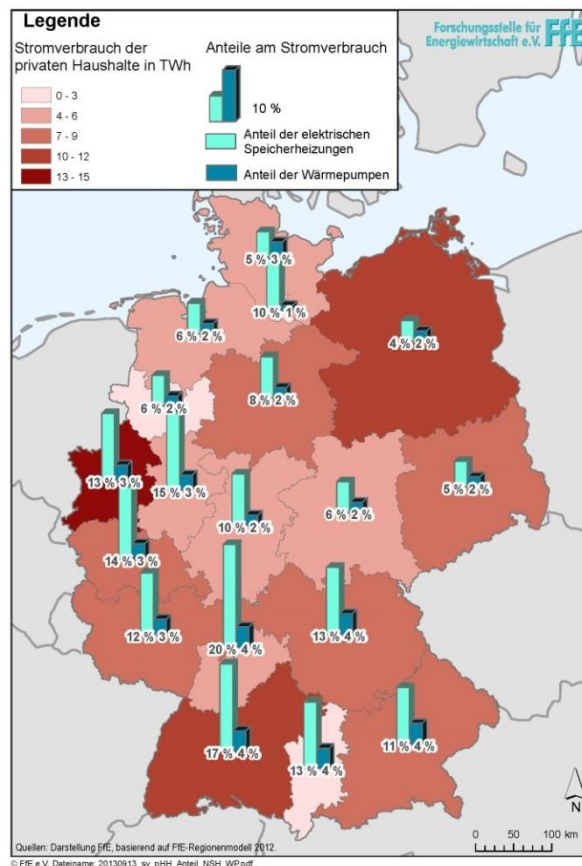


Abbildung 4-22: *Stromverbrauch der privaten Haushalte mit den anteiligen Verbräuchen der elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen /FFE-05 16/*

Auf Basis dessen wurden synthetisierte Werte für weitere Betrachtungsjahre entwickelt. Eingangswert war der absolute Bestand (Anzahl und Jahresverbrauch) von elektrischen Speicherheizungen (s. Kapitel 2.5.6) und Wärmepumpen (s. Kapitel 2.5.7), die proportional auf jede Gemeinde skaliert wurde. Hierbei erfolgt eine Witterungsbereinigung über die Gradtagzahlen spezifisch für das entsprechende Jahr.

Die Skalierung der Anlagenzahlen erfolgte auf Grundlage der Mantelzahlen des MONA-Szenarioprozesses (siehe **Tabelle 4-1**). /FFE-10 17/

Tabelle 4-9: *Übersicht der aus dem MONA-Szenarioprozess resultierenden Power2Heat-Mantelzahlen*

	Bestand (Stand 2015)	GridSim Szenario A	GridSim Szenario B	GridSim Szenario C
Installierte Leistung Power2Heat	0,370 GW _{el}	0,7 GW _{el}	7,7 GW _{el}	7,7 GW _{el}
Anzahl an WP	0,9 Mio.	1,3 Mio.	1,8 Mio.	2,7 Mio.
Anzahl an ESH	1,4 Mio.	0,5 Mio.	0,9 Mio.	1,7 Mio.

Regionalisierung von Wärmepumpen

Um den regionalen Einfluss auf die Verteilung der Wärmepumpen in Deutschland zu berücksichtigen, wurden bereits im Rahmen des Projekts MOS 2030 die Förderdaten des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) /BAFA-03 12/ ausgewertet /FFE-05 16/. Die Verteilung der geförderten Wärmepumpen (Anteil ca. 5 %) wird dabei mit der Verteilung aller Wärmepumpen gleich gesetzt. Die absolute Anzahl an Wärmepumpen wurde nach /BMWI-15 15/ anhand des mittleren Wachstums der Jahre 2008 bis 2014 für das Jahr 2015 linear extrapoliert. Die Regionalisierung ist davon unbeeinflusst. Dies bedeutet, dass die Durchdringung in den betrachteten Landkreisen / Gemeinden/Netzgebieten gleichermaßen entsprechend **Formel (42)** anhand der Mantelzahlen der einzelnen Szenarien skaliert wird.

$$WP(\text{Lk A, Sz X, 2030}) = \frac{WP(\text{DE, Sz X, Jahr 2030})}{WP(\text{DE, 2015})} WP(\text{Lk A, Sz X, 2015}) \quad (42)$$

WP(Lk A, Sz X, 2030): Anzahl an Wärmepumpen in Landkreis A bei Szenario X für das Jahr 2030

WP(DE, Sz X, Jahr 2030): gesamte Anzahl an WP in Deutschland bei Szenario X für das Jahr 2030

WP(DE, 2015): gesamte Anzahl an WP in Deutschland im Jahr 2015

WP(Lk A, Sz X, 2015): Anzahl an Wärmepumpen in Landkreis A im Jahr 2015

Abbildung 4-23 zeigt den Anteil an Wärmepumpen pro Gebäude im Jahr 2030 gemäß der Regionalisierungsvorschrift und skaliert für Szenario C.

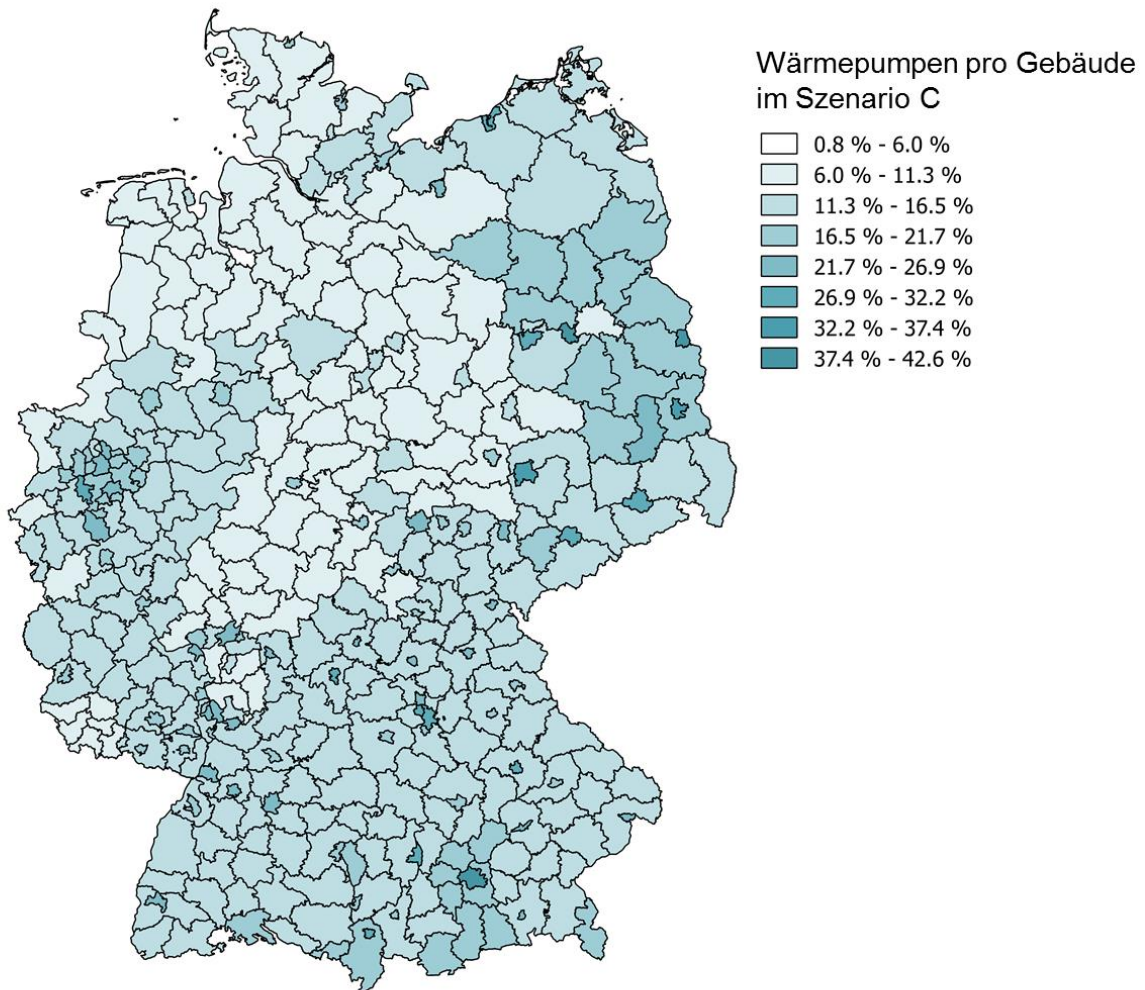


Abbildung 4-23: Regionalisierte Durchdringung von Wärmepumpen in GridSim
Szenario C auf Landkreisebene für das Jahr 2030

Um die auf Gemeindeebene regionalisierte Anzahl an Wärmepumpen als Eingangswert in der Simulationsumgebung GridSim nutzen zu können, wird lediglich der Übergabeparameter „Durchdringungsgrad Wärmepumpen“ übergeben. Dieser spezifiziert den Anteil der Gebäude im betrachteten Netzgebiet bzw. der Siedlung, die mit einer Wärmepumpe ausgestattet sind. Dabei wurde die Annahme getroffen, dass maximal eine Wärmepumpe pro Gebäude installiert werden kann und diese dann immer das gesamte Gebäude beheizt.

Die Berechnung des Durchdringungsgrads erfolgt proportional zu den Kennzahlen auf Landkreisebene. Dies bedeutet, dass der spezifische Anteil von Wärmepumpen an der Gebäudeanzahl in dem betrachteten Netzgebiet identisch zu der Wärmepumpen-Quote auf Landkreisebene ist. So wird anhand der Formel (43) eine repräsentative mittlere Durchdringung abgebildet.

$$\text{Durchdringungsgrad WP} = \frac{\text{Anzahl WP auf Landkreisebene}}{\text{Anzahl Gebäude auf Landkreisebene}} \quad (43)$$

Durchdringungsgrad WP: Anteil von Wärmepumpen an Gebäudebestand (identischer Wert auf Landkreis-, Gemeinde- und Netzgebiet-Ebene)

Anzahl WP auf Landkreisebene: Anzahl an Wärmepumpen auf Landkreisebene entsprechend der Regionalisierungsvorschrift

Anzahl Gebäude auf Landkreisebene: Anzahl an Gebäuden auf Landkreisebene (siehe Kapitel 2.3.2)

Entsprechend dieser Regionalisierung zeigt sich die Durchdringung von Wärmepumpen in den verschiedenen MONA-Szenarien in **Abbildung 4-24**.

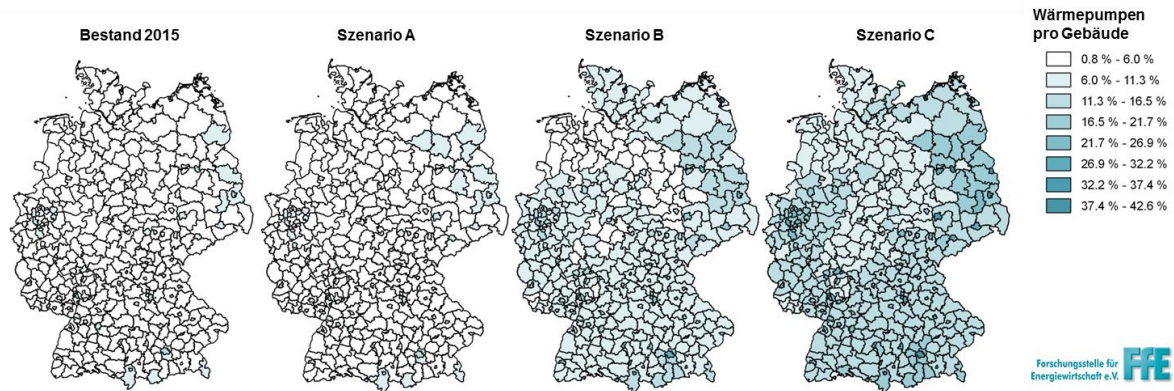


Abbildung 4-24: Übersicht der regionalisierten Durchdringung von Wärmepumpen in Abhängigkeit des MONA-Szenarios auf Landkreisebene

Regionalisierung von elektrischen Speicherheizungen

Im Rahmen des Projekts MOS 2030 wurde ebenfalls bereits eine Regionalisierung von elektrischen Speicherheizungen auf Gemeindeebene durchgeführt, die im Folgenden zitiert wird /FFE-05 16/:

Da die Anzahl der elektrischen Speicherheizungen über den Mikrozensus /DESTATIS-01 12/ und die der Wärmepumpen über die Angaben des BAFA bereits auf Bundeslandebene bekannt sind, wird hier die weitere Verteilung auf Gemeindeebene erläutert.

$$\text{Anzahl (GE)} = \frac{\text{Stromverbrauch (GE)}}{\text{Stromverbrauch (BL)}} \cdot \text{Anzahl (BL)} \quad (44)$$

Anzahl (GE):	Anzahl der betrachteten Heizsysteme auf Gemeindeebene
Anzahl (BL):	Anzahl der betrachteten Heizsysteme auf Bundeslandebene
Stromverbrauch (GE):	Stromverbrauch der privaten Haushalte auf Gemeindeebene
Stromverbrauch (BL):	Stromverbrauch der privaten Haushalte auf Bundeslandebene

Der Stromverbrauch für die Gemeinden ohne Primärdaten wird nach **Formel (45)**, **(46)** und **(47)** berechnet. Die Berechnung berücksichtigt die klimatischen Bedingungen und die mittlere Wohnfläche der Gemeinden sowie eine Witterungsbereinigung des Stromverbrauchs in Deutschland.

$$E(GE) = \left(\frac{\sum_{GE: real} \frac{E(GE)}{Wfl.}}{\sum_{GE: real} \text{Anzahl}(GE)} \right) \cdot \text{Anzahl}(GE) \cdot kd15(GE) \cdot \overline{Wfl}(GE) \cdot \Delta BMWi \quad (45)$$

E (GE):	Jahresstromverbrauch elektrischer Heizsysteme in einer Gemeinde
Anzahl:	Anzahl der betrachteten Heizsysteme

kd15: Gradtage (bei einer Heizgrenztemperatur von 15 °C)
mit:

$$\overline{Wfl}(GE) = \frac{\sum_{BA,GT,ST} Wfl(GE)}{\sum_{BA,GT,ST} WE(GE)} \quad (46)$$

Wfl: Wohnfläche
WE: Wohneinheiten
BA: Baualter
GT: Gebäudetyp
ST: Siedlungstyp

$$\Delta BMWi: \frac{\sum Strom}{f_{korr}(2011)} = \sum E(GE) \quad (47)$$

$\Delta BMWi$: Korrektur durch BMWi-Energiedaten
 f_{korr} : Korrekturfaktor für Klimajahr

Für die Ableitung der Durchdringungsquote pro Netzgebiet ist analog zur Verteilung der Wärmepumpen anhand **Formel (42)** für die verschiedenen Szenarien der Durchdringungsgrad auf Landkreisebene ausreichend. Dementsprechend werden die Gemeindewerte auf Landkreisebene aggregiert.

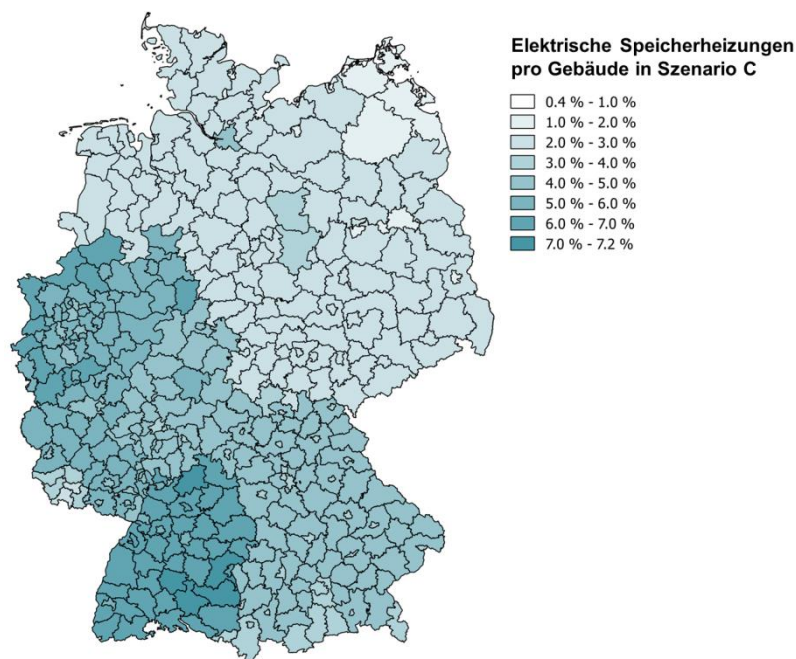


Abbildung 4-25: Regionalisierte Durchdringung von elektrischen Speicherheizungen in Szenario C auf Landkreisebene für das Jahr 2030

Die Berechnung der Durchdringung der elektrischen Speicherheizungen erfolgt im Folgenden analog zu den Wärmepumpen nach **Formel (43)**.

Im Gegensatz zum Einsatz von Wärmepumpen, die üblicherweise nur einmalig pro Gebäude installiert werden, können mehrere elektrische Speicherheizungen pro Wohneinheit installiert sein, was bereits in den regionalisierten Daten enthalten ist. Für

die Verteilung in der Simulationsumgebung wird die Annahme getroffen, dass der Anteil an elektrischen Speicherheizungen pro Wohneinheit gleich dem Anteil pro Gebäude ist.

In **Abbildung 4-26** ist zu erkennen, dass die Durchdringung von elektrischen Speicherheizungen in den Szenarien 1 und 2 abnimmt, da dies auch die tendenzielle Entwicklung der Vergangenheit widerspiegelt. Lediglich in Szenario C sieht man eine Zunahme von elektrischen Speicherheizungen, was mit einer allgemein zunehmenden Elektrifizierung einhergeht.

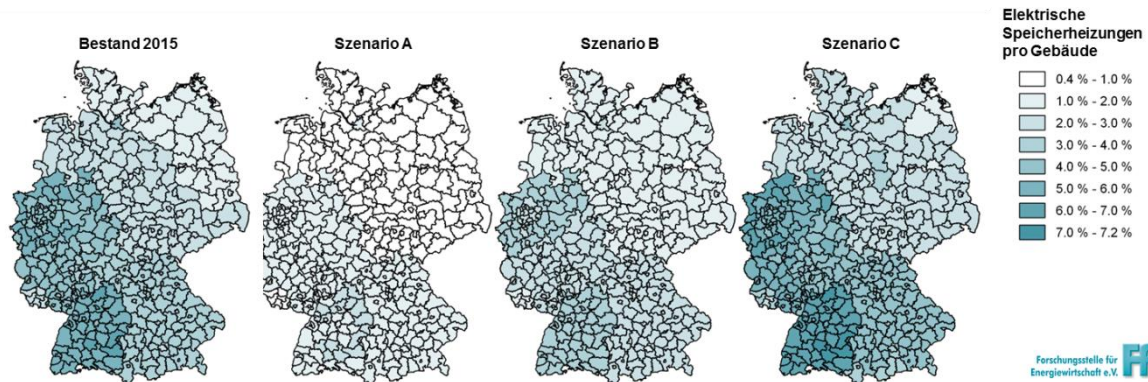


Abbildung 4-26: Übersicht der regionalisierten Durchdringung von elektrischen Speicherheizungen in Abhängigkeit der MONA-Szenarien auf Landkreisebene

4.2.4.2 Elektrofahrzeuge

Gemäß der Mantelzahlen aus dem Szenario-Prozess bestehen zwei unterschiedliche Entwicklungspfade für die Durchdringung von Elektrofahrzeugen im Jahr 2030 (siehe **Tabelle 4-10**).

Tabelle 4-10: Übersicht der aus dem Szenarioprozess resultierenden Mantelzahlen zur Anzahl an Elektrofahrzeugen

	Bestand (Stand 2015)	GridSim Szenario A	GridSim Szenario B	GridSim Szenario C
Anzahl an Elektrofahrzeugen	0,084 Mio.	1 Mio.	6 Mio.	

Die Regionalisierungsvorschrift entspricht dem Vorgehen aus dem Projekt MOS 2030 /FFE-05 16/. Dabei folgt die Ausbaulogik der Identifikation möglicher Fahrzeugkäufer. Bei diesen Käufern handelt es sich um sogenannte Early Adopters, also Bevölkerungs- bzw. Käufergruppen, die als Erstkäufer für ein neues Produkt in Frage kommen (vgl. /ZEW-01 09/, /EIFER-01 11/, /ISI-03 12/). Anzahl und räumliche Verteilung der Early Adopters können aufgrund ihrer soziodemographischen Eigenschaften ausgemacht werden. Diverse Studien und Umfragen haben sich mit der Beschreibung der potenziellen Erstnutzer von EFZ und PHEV befasst (z.B. /ISI-06 12/, /EIFER-01 11/, /MUST-01 12/).

Zur Abschätzung des Kaufpotenzials im jeweiligen Landkreis werden die folgenden drei Kriterien genutzt:

- Einkommen
- Alter
- Kreistyp und Entfernung zur nächsten Großstadt

Dabei wird für jedes Kriterium getrennt das Kaufpotenzial berechnet und aus den Ergebnissen der Mittelwert gebildet. Die absoluten Zahlen der verwendeten Personengruppen werden aus der Regionaldatenbank (Herausgeber: statistische Ämter des Bundes und der Länder) ausgelesen.

Abschätzung des Kaufpotenzials anhand des Einkommenskriteriums - Aufteilung der BEV in Deutschland auf fünf Einkommensklassen

Für jede Einkommensklasse in Deutschland wird die Anzahl der Elektrofahrzeuge pro Person berechnet. Die absolute Fahrzeugzahl pro Einkommensklasse in jedem Landkreis wird anhand der Bevölkerung mit dem jeweiligen Einkommen ermittelt.

$$N_{BEV_LK} = \sum_{EK} N_{P_EK_LK} \cdot \frac{N_{BEV_De} \cdot X_{EK}}{N_{P_EK_De}} \quad (48)$$

- N_{BEV_LK} : Anzahl der BEV im Landkreis LK
 N_{BEV_De} : Anzahl BEV in Deutschland
 X_{EK} : Anteil Kaufinteressente mit einem Einkommen in der Einkommensklasse EK
 $N_{P_EK_LK}$: Anzahl Personen mit Wohnort in der Gemeindeklasse GK in Deutschland
 $N_{P_EK_De}$: Anzahl Personen mit Wohnort in der Gemeindeklasse GK in Deutschland

Abschätzung des Kaufpotenzials anhand des Alterskriteriums

Diese Abschätzung erfolgt analog der Abschätzung durch das Einkommenskriterium für die fünf Altersklassen.

Abschätzung des Kaufpotenzials anhand des Umfelds des Wohnortes - Aufteilung der BEV in Deutschland auf vier Wohnorttypen

Für jede Gemeinde in einem Landkreis wird die Klassifizierung entsprechend der Wohnorttypen vorgenommen. Dabei werden Städte in stark verdichtetem Umfeld zur Gruppe „Großstadt“ gezählt. Die für jeden Wohnorttyp verfügbare Anzahl an Fahrzeugen wird proportional zur Einwohnerzahl auf die Gemeinden aufgeteilt. Die Anzahl der Fahrzeuge in einem Landkreis setzt sich aus den Fahrzeugzahlen aller Gemeinden im Landkreis zusammen

$$N_{BEV_LK} = \sum_{i=1}^{N_{G_LK}} N_{EW_G} \cdot \frac{N_{BEV_De} \cdot X_{GK}}{N_{EW_GK_De}} \quad (49)$$

- N_{BEV_LK} : Anzahl der BEV im Landkreis LK
 N_{G_LK} : Anzahl der Gemeinden in dem Landkreis
 N_{EW_G} : Einwohnerzahl der Gemeinde G
 N_{BEV_De} : Anzahl BEV in Deutschland
 X_{GK} : Anteil Kaufinteressente mit Wohnort in der Gemeindeklasse GK aus
 $N_{EW_GK_De}$: Anzahl Personen mit Wohnort in der Gemeindeklasse GK in Deutschland

In einem letzten Schritt wird die vorhandene Anzahl an Elektrofahrzeugen entsprechend der Mantelzahlen für die Szenarien auf die potenziellen Käufer verteilt.

Für die Verwendung der Daten in der Simulationsumgebung von GridSim wird die relative Durchdringung pro Wohneinheit als Eingangsparameter benötigt. Dementsprechend erfolgt eine Darstellung anhand dieser Basis. **Abbildung 4-27** zeigt die relative Verteilung pro Wohneinheit für den Fall „eine Million Elektrofahrzeuge in Deutschland im Jahr 2030“ (gemäß Szenario A).

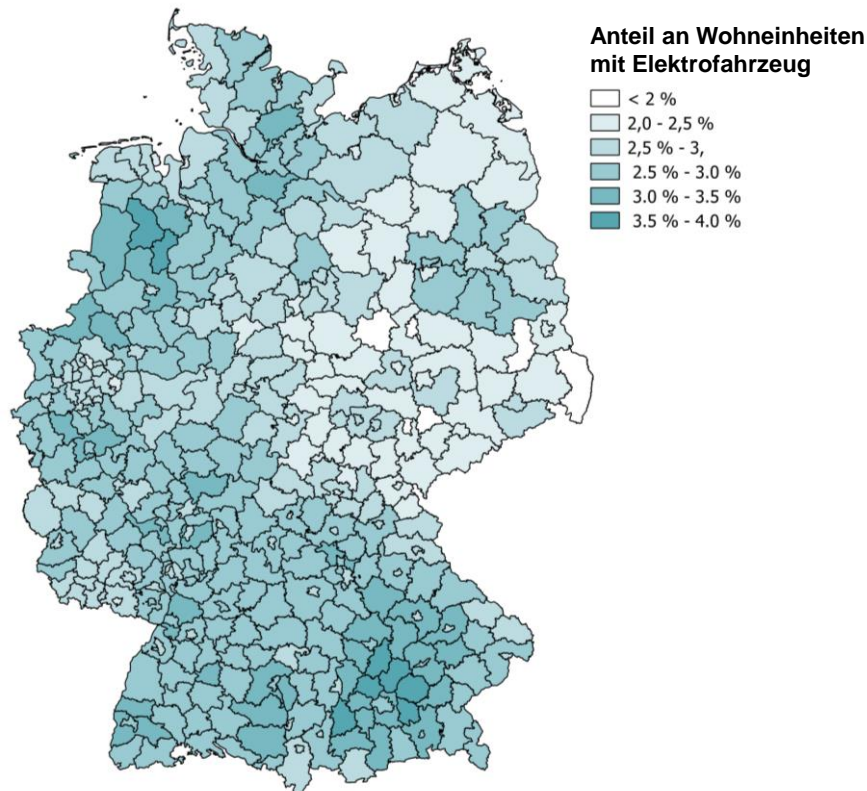


Abbildung 4-27: *Regionalisierte Durchdringung von Elektrofahrzeugen in Szenario A (1 Million E-Fahrzeuge in Deutschland) auf Landkreisebene für das Jahr 2030*

In **Abbildung 4-28** hingegen ist die erhöhte Durchdringung von E-Fahrzeugen nach den Szenarien 2 bis 5 dargestellt, die mit 6 Millionen Fahrzeugen in Deutschland im Jahr 2030 den Zielvorgaben der Bundesregierung entspricht.

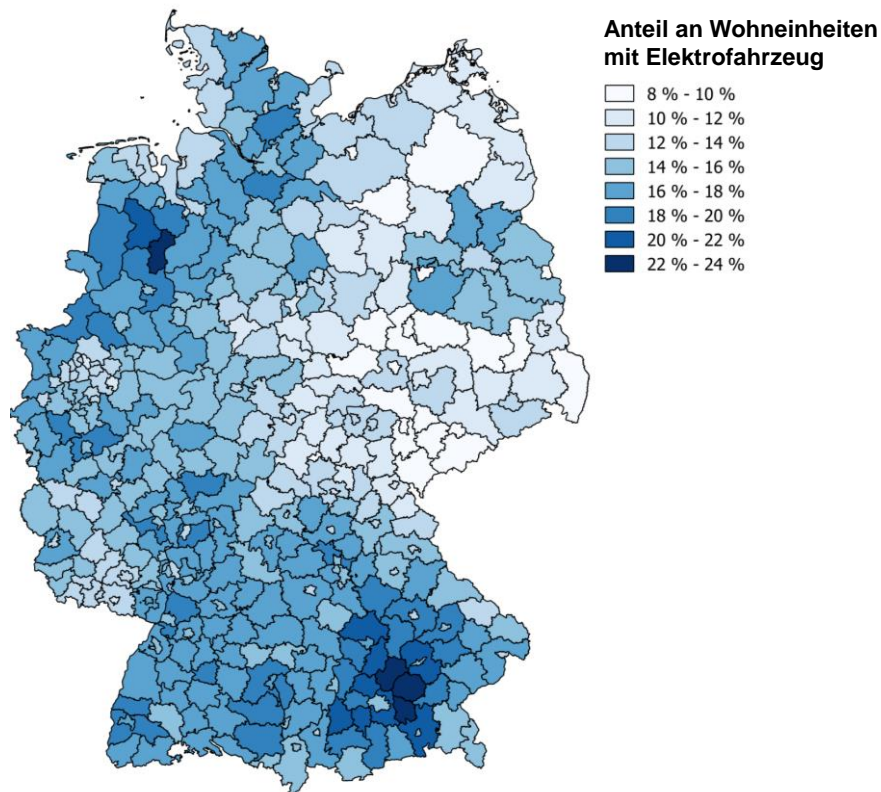


Abbildung 4-28: Regionalisierte Durchdringung von Elektrofahrzeugen in den Szenarien B und C (6 Million E-Fahrzeuge in Deutschland) auf Landkreisebene für das Jahr 2030

Fahrprofile von Elektrofahrzeugen

Die Modellierung der Fahrprofile von Elektrofahrzeugen ist im Teilbericht „Maßnahmenbewertung“ im Kapitel 5.12 ausführlich beschrieben. Diese Fahrprofile beschreiben den Energiebedarf der Elektrofahrzeuge, welche mit Hilfe von verschiedenen Ladesteuerungen gedeckt wird (vgl. Kapitel 4.3.3.1).

4.2.4.3 Hausspeichersysteme

Die Entwicklung der installierten Leistung von Hausspeichersystemen (HSS) setzt in allen Szenarien einen erheblichen Zubau bis zum Betrachtungsjahr 2030 voraus (vgl. **Tabelle 4-11**).

Tabelle 4-11: Übersicht der aus dem Szenario-Prozess resultierenden Mantelzahlen zur installierten Leistung von Hausspeichersystemen

	Bestand (Stand 2015)	GridSim Szenario A	GridSim Szenario B	GridSim Szenario C
Installierte Leistung Hausspeichersysteme	0,09 GW _{el}	3,4 GW _{el}		6,0 GW _{el}

Die Regionalisierung der Hausspeichersysteme richtet sich in erster Linie nach einer sinnvollen Kombination mit PV-Anlagen. Sie erfolgt dabei gleichverteilt auf die regionalisierte Auswahl an in Frage kommenden Photovoltaik Aufdachanlagen in der Niederspannungsebene (siehe **Kapitel 4.2.2.1**), für die folgende Kriterien gelten:

- PV-Anlagen die im Zeitraum 2015 – 2017 zugebaut werden,
- PV-Anlagen, die im Zeitraum 2013 – 2015 zugebaut wurden und somit potenziell bereits mit Hausspeichersystem ausgestattet sind,
- PV-Anlagen, die das Ende ihres Förderzeitraums nach EEG erreicht haben, d.h. vor dem Jahr 2010 installiert wurden und somit einen Anreiz haben durch ein Hausspeichersystem den Eigenverbrauch zu erhöhen.

Gemäß der Auslegungsvorschrift in Kapitel 4.3.3.2 wird die Leistung des installierten Hausspeichersystems mit $P_{HSS} = \frac{P_{PV}}{2}$ in Abhängigkeit der installierten PV-Leistung dimensioniert. Somit ergibt sich die Anzahl der Hausspeichersysteme zu:

$$n_{HSS} = \frac{P_{HSS,gesamt}}{0,5 \overline{P_{PV}}} \quad (50)$$

n_{HSS} : Anzahl der Hausspeichersysteme
 $P_{HSS,gesamt}$: Gesamte installierte Leistung von Hausspeichersystemen
 $\overline{P_{PV}}$: Mittlere installierte Anlagenleistung der in Frage kommenden Photovoltaik Aufdachanlagen in der Niederspannung

Der *Durchdringungsgrad von Hausspeichersystemen*, der als Parameter für die Berechnung in GridSim übergeben wird, beschreibt den Anteil der Hausanschlüsse mit PV-Anlage, welche mit einem Hausspeichersystem ausgestattet sind. In **Abbildung 4-29** wird zur besseren Darstellung der Anteil an Hausspeichersystemen pro Wohneinheit dargestellt.

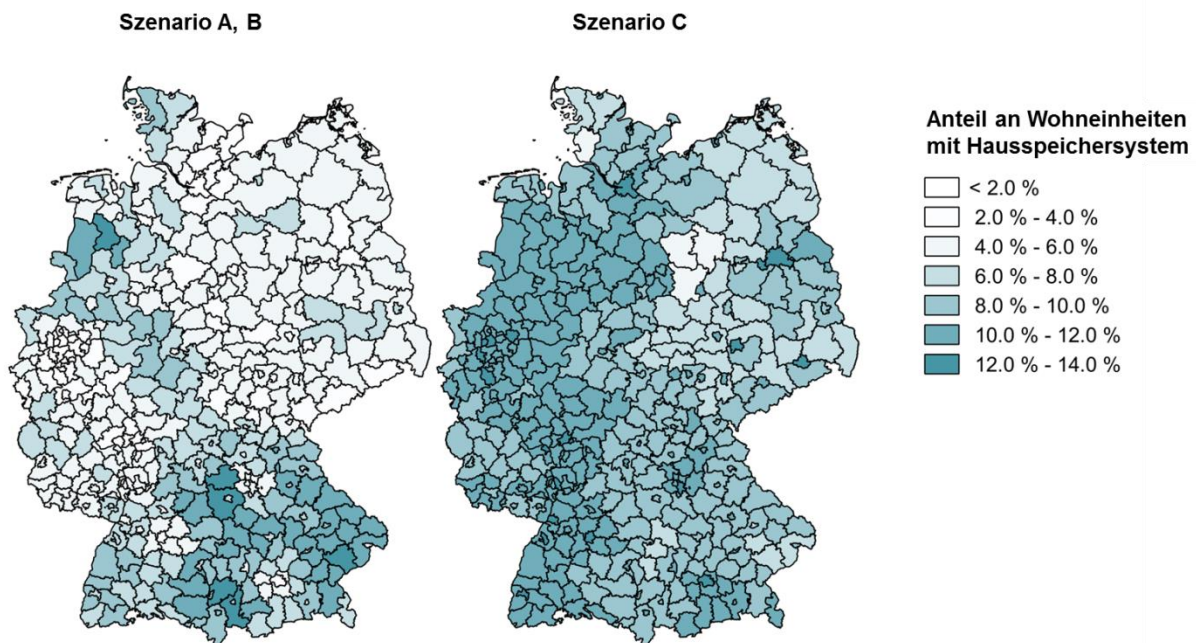


Abbildung 4-29: Anteil der Hausanschlüsse mit PV-Anlage und Hausspeichersystemen in den Szenarien A,B bzw. C auf Landkreisebene für das Jahr 2030

4.2.5 Referenzspannung aus der überlagerten Netzebene

Eine zusätzliche Eingangsgröße ist der Spannungsverlauf an der Oberspannungsseite des Transformators. Dieser Netzknoten ist der Referenzpunkt für die spätere

Lastflussberechnung und diese Spannung dient somit als Referenz. Um das in der DIN EN 50160 erlaubte Spannungsband von $\pm 10\%$, welches sich auf den Spannungsabfall im Mittel- und Niederspannungsnetz bezieht adäquat für die Niederspannung abzubilden, ist es nötig, den Einfluss der Mittelspannung abzubilden. Hierfür wird die erlaubte Toleranz zu gleichen Teilen auf die beiden Spannungsebenen aufgeteilt. Um eine realistische Nachbildung der Spannungen in der Niederspannungsebene zu erhalten und spannungsregelnde Netzoptimierende Maßnahmen vergleichen zu können ist es nötig den Mittelspannungsverlauf anzunähern. Im Rahmen von MONA 2030 wird hierfür ein Vorgehen genutzt, welches in der Praxis vieler Netzbetreiber Anwendung findet. Als Extremabschätzung wird angenommen, dass bei maximaler Rückspeisung aus den Niederspannungsnetzen, welche basierend auf den Transformatorlastgängen ermittelt wird, die Spannung in der überlagerten Netzebene maximal ist ($+5\%$). Ebenso wird bei maximalem Leistungsbezug davon ausgegangen, dass die Spannung in der MS-Ebene minimal ist (-5%). Zur Erstellung dieses Spannungsverlaufs werden Referenzsimulationen in allen Typnetzen durchgeführt und die Transformator-Lastgänge gemittelt. Vor der Skalierung des Lastgangs auf $\pm 5\%$ werden die Extremwerte (3%) gekappt. Somit ist zu je drei Prozent der Zeitschritte die Spannung am Transformator $0,95$ bzw. $1,05$ pu. Der resultierende Jahresverlauf der Spannung ist in **Abbildung 4-30** dargestellt. Hierbei lässt sich sehr gut der saisonale Einfluss der Photovoltaikanlagen erkennen. Weiterhin wird deutlich, dass in der Mehrzahl der Zeitschritte die Spannung unterhalb der Nennspannung liegt und somit die Referenznetze lastgeprägt sind.

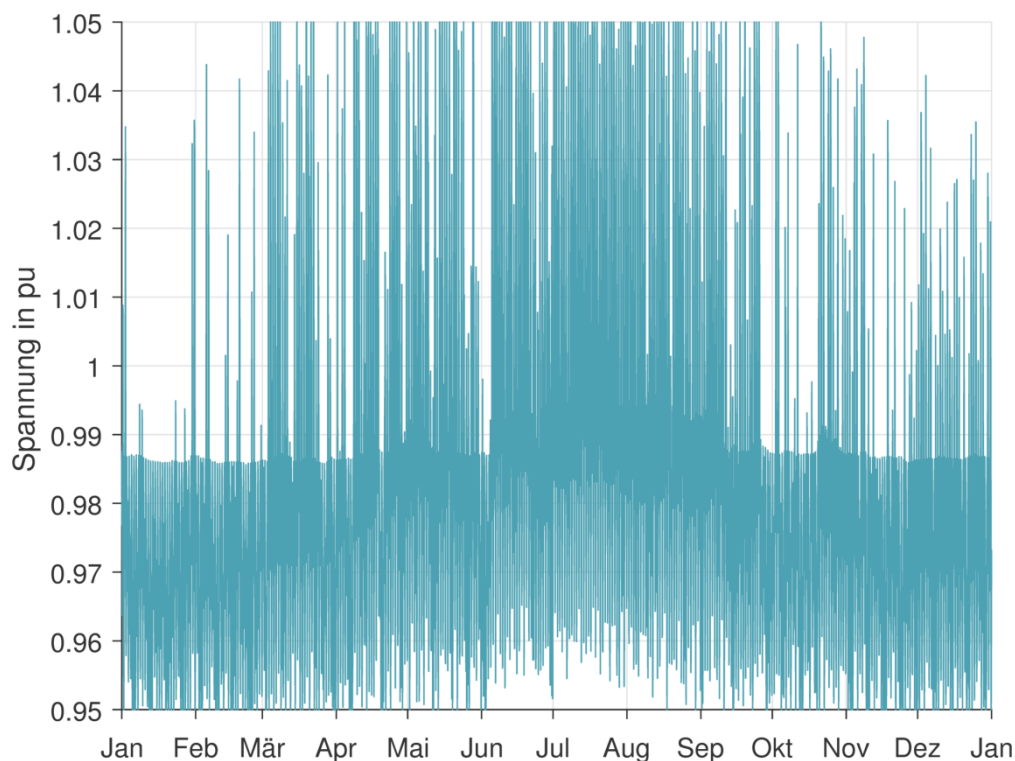


Abbildung 4-30 Jahresverlauf der Referenzspannung am Transformator

Zur Verdeutlichung der saisonalen und tageszeitlichen Unterschiede ist in **Abbildung 4-31** jeweils der mittlere Tag jeder Jahreszeit dargestellt. Im Sommer ist sehr deutlich der Einfluss der PV-Anlagen in der Mittagszeit zu erkennen und im

Winter ergibt sich durch den höheren Wärmebedarf eine erhöhte Last und somit bei der Umrechnung eine geringere Spannung. Allgemein lässt sich an allen Typtagen ein typisches, invertiertes Verbrauchsmuster eines Haushalts inklusive PV-Anlage erkennen.

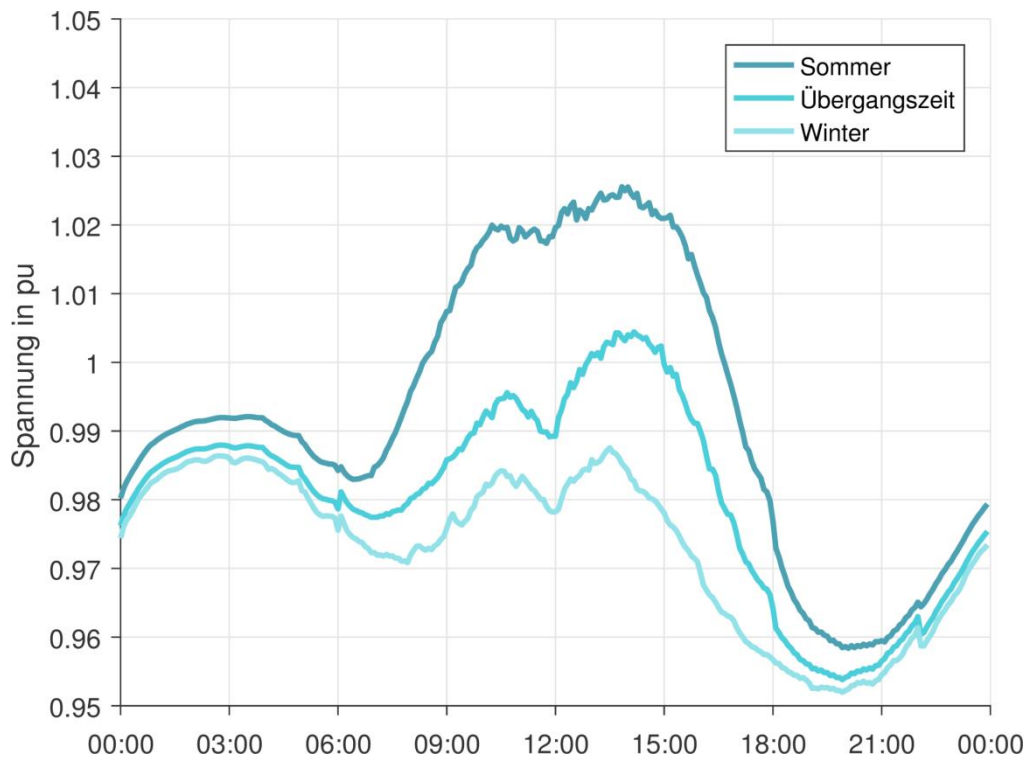


Abbildung 4-31 Typtage der Referenzspannung am Transformator

Zusammenfassend zeigt sich, dass die Methode zur Erzeugung der Referenzspannung sowohl die saisonalen als auch die tageszeitabhängigen Besonderheiten abbildet und somit als Eingangsgröße geeignet ist.

4.3 Simulationsmodell GridSim

Die in Kapitel 4.1 dargestellten Anforderungen an GridSim erfordern eine detaillierte Modellierung aller energierelevanten Akteure im Wohngebiet, um das Zusammenwirken von Verbrauchs- und Erzeugungsquellen analysieren zu können. Dafür ist eine rechnergestützte Verknüpfung aller Komponenten mittels Lastflussberechnungen notwendig. Das Simulationsmodell basiert auf Lastflussberechnungen des Niederspannungsnetzgebietes. Die Modellierung aller Lasten und Erzeuger im Wohngebiet erfolgt dabei dreiphasig, d.h. alle Lastgänge und Erzeugungsgänge sind phasenspezifisch hinterlegt.

4.3.1 Aufbau und Implementierung des Simulationsmodells

GridSim ist ein in voneinander abhängigen Modulen aufgebautes Simulationsmodell, welches aufgrund seines modularen Aufbaus eine – trotz seiner Komplexität – benutzerfreundliche Pflege, Erweiterung und Anpassungen auf neue Fragestellungen ermöglicht. Die Implementierung von GridSim erfolgte in Mathworks MATLAB, woraus das Programm OpenDSS mittels einer COM-Schnittstelle zur Lastflussberechnung angesteuert wird /EPRI-01 15/.

Um eine hohe Benutzerfreundlichkeit des Simulationstools zu gewährleisten, können die Simulationsszenarien mit Hilfe einer grafischen Benutzeroberfläche definiert werden. Hierbei können in Summe über 300 Parameter variiert werden, welche jeweils eine Standardeinstellung haben und somit nur im Bedarfsfall angepasst werden müssen. Zusätzlich ist es möglich, Parametersätze zu speichern und einzelne Änderungen kombinatorisch zu verknüpfen. Es ist somit beispielsweise automatisiert möglich, aus je drei Durchdringungen von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen die neun kombinatorisch möglichen Parametersätzen zu erstellen. Eine Übersicht der für MONA 2030 relevanten Parameter und deren Standardwerte befindet sich im Anhang dieses Berichts.

Die verschiedenen Module in GridSim sowie deren Verknüpfung im Simulationsmodell sind in **Abbildung 4-32** dargestellt.

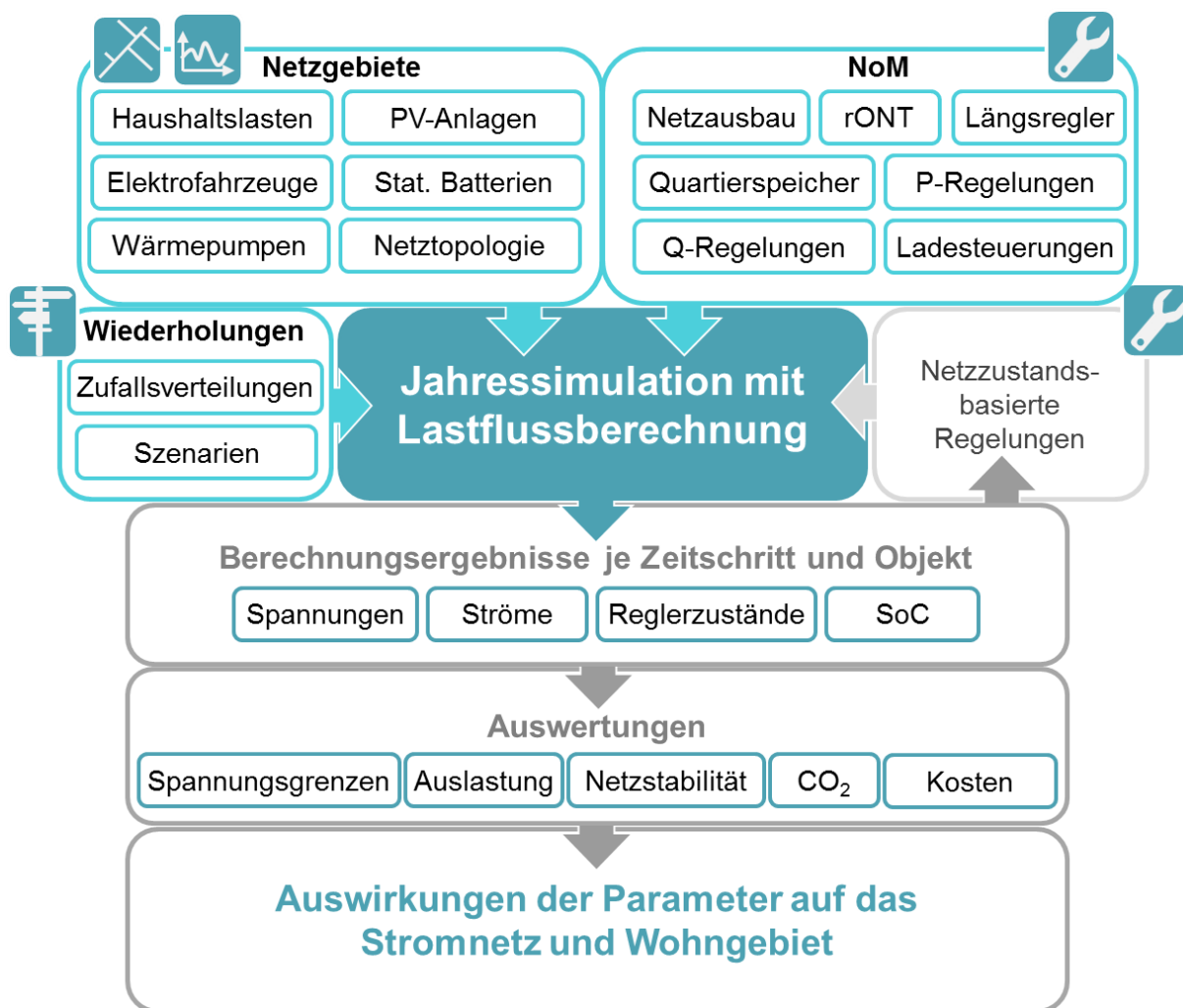


Abbildung 4-32: Schematischer Aufbau von GridSim

Netzgebiet

Der Block „Netzgebiet“ setzt sich aus den Komponenten Haushalte, PV-Anlagen, Elektrofahrzeuge, Hausspeichersysteme, Wärmepumpen (inkl. elektrischen Speicherheizungen) und der Netztopologie zusammen. Diese Komponenten bilden somit die Basis des zu betrachtenden Netzgebiets und dessen Ausstattung mit zusätzlichen

Verbrauchern und Erzeugern. Die Modellierung dieser Komponenten wird im Kapitel 4.3.3 beschrieben.

Netzoptimierende Maßnahmen

Für die Modellierung des Verhaltens der einzelnen Komponenten sind in GridSim verschiedene Regelungen hinterlegt, welche in Kapitel 4.3.4 erläutert sind. Diese Netzoptimierenden Maßnahmen umfassen beispielsweise Wirk- und Blindleistungsregelungen und Ladesteuerungen von Speichern/Elektrofahrzeugen. Zusätzlich kann der Einfluss von rONT, Längsreglern, Quartierspeichern oder Netzausbau untersucht werden.

Diese Regelungen können ebenso netzzustandsbasiert sein, was der mittlere, rechte Kasten verdeutlicht.

Wiederholungen

Die Kategorie „Wiederholungen“ besteht aus den Komponenten „Zufallsverteilung“ und „Szenarien“. Die Verteilung der verschiedenen Komponenten im Wohngebiet und der dazugehörigen Last- und Erzeugungsprofile für jeden Hausanschluss wird mittels eines Pseudo-Zufallsgenerators erzeugt. Dadurch ist jede Simulation mit eigenem Zufallsursprung einzigartig und unterscheidet sich von einer Simulation mit identischen Parametern. Da in einzelnen Verteilungen Extremwerte (beispielsweise alle PV-Anlagen sind am Strangende) auftreten können, die ungewöhnlich „netzfremdlich“ oder „netzunfreundlich“ sind, wird jedes Parameterset mit unterschiedlichen Zufallsverteilungen simuliert. Der Startpunkt bzw. „Ursprung“ (engl. seed) für den Algorithmus des Zufallsgenerators wird mittels eines alphanumerischen Schlüssels festgelegt. Dies hat zur Folge, dass bei Verwendung desselben Schlüssels auch dieselbe Zufallsverteilung erzeugt wird. Dadurch ist jede Zufallsverteilung reproduzierbar und somit für verschiedene Szenarien anwendbar, auch wenn die eigentliche Zufallsverteilung selbst nicht steuerbar ist. In der Komponente „Szenarien“ sind alle relevanten Kennwerte und Parameter wie Verbreitungsgrad von Elektrofahrzeugen oder Hausspeichersystemen festgelegt. Hierbei können entweder Werte definiert werden oder regionalisierte Daten aus der Datenbank abgerufen werden. Bei der Simulation werden diese Komponenten mittels des Zufallsgenerators den Hausanschlüssen zugewiesen. Basierend auf dem Szenario werden die entsprechenden Eingangsdaten in die Simulationsumgebung importiert und die netztechnische und energetische Hauptsimulation durchgeführt.

Berechnungsergebnisse

In GridSim werden für jeden Zeitschritt sämtliche Lastflüsse, das heißt alle Spannungen und Ströme im Netzgebiet berechnet und gespeichert. Diese Kennwerte werden phasenscharf, also für jede der drei Phasen berechnet und gespeichert. Darüber hinaus werden sämtliche Leistungswerte der einzelnen Komponenten, die Speicher- und Reglerzustände gespeichert. Somit ist eine umfassende Auswertung des Netzgebiets möglich.

Auswertung

Die Auswertung umfasst neben den netztechnischen Auswertungen, ob z. B. Spannungsgrenzwerte überschritten bzw. Betriebsmittel überlastet wurden, auch

energetische Auswertungen. Es können beispielsweise die Eigendeckungsgrade, Energiebilanzen oder CO₂-Emissionen des Netzgebiets bestimmt werden. Zusätzlich ist eine wirtschaftliche Auswertung möglich. Eine detaillierte Beschreibung der Blöcke „**Berechnungsergebnisse**“ und „**Auswertung**“ befindet sich in Kapitel 4.4.

4.3.2 Auflösung der Simulationen

Mittels GridSim sind detaillierte Betrachtungen über einen individuell anpassbaren Zeitraum möglich. Der Betrachtungszeitraum kann dabei von einzelnen Tagen bis zu einem kompletten Jahr reichen. Darüber hinaus können sog. Snapshot-Simulationen durchgeführt werden, bei denen nur ein einziger Zeitpunkt simuliert wird. Hochaufgelöste Jahressimulationen ermöglichen eine Analyse der saisonalen Einflüsse auf die untersuchten Fragestellungen. Deshalb ermöglicht GridSim eine Zeitauflösung von einer Sekunde bis zu einer Stunde, sodass auch Detailanalysen ermöglicht werden, da die Zustände (Spannungen, Ströme, Speicherzustände, etc.) aller Komponenten und Netzknoten zu jedem Zeitschritt berechnet werden. Ebenso können durch Simulationen von Zeitreihen die Ladezustände von Speichern analysiert werden. Hierbei sei darauf hingewiesen, dass GridSim für die Betrachtung von langsamen Spannungsänderungen im störungsfreien Betrieb entwickelt wurde. Eine Untersuchung von transienten Vorgängen ist daher derzeit nicht möglich.

Mit GridSim wird die Netzintegration von Photovoltaik-Anlagen, Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und Power2Heat-Anlagen in den erarbeiteten Typnetzen evaluiert. Im Rahmen des Projekts MONA 2030 werden diese Komponenten basierend auf der vorgestellten Regionalisierung im Netzgebiet verteilt. Jede Simulation bildet hierbei ein Niederspannungsnetz ab.

4.3.3 Modellierung der Netzgebiete

Der folgende Abschnitt beschreibt die wesentlichen Bestandteile der Modellierung. Die zu untersuchenden Typnetze, welche die Kapitel 4.2.1.3 detailliert beschrieben werden, bestehen zum einen aus den elektrotechnischen Netzkenngößen (Transformatordaten, Leistungslängen und -arten) und zum anderen aus Siedlungsdaten. Diese Siedlungsdaten enthalten Informationen über die Anzahl der Wohneinheiten je Hausanschluss, die Bewohnerzahl sowie deren elektrische (ohne die unten genannten zusätzlichen Komponenten) und thermische Lastgänge. Jeder Hausanschluss wird mit einer oder mehreren Wohneinheiten modelliert, an welche verschiedene zusätzliche Komponenten (PV-Anlage, Hausspeichersystem, Elektrofahrzeuge, Power2Heat-Anlage) angeschlossen sein können, wobei je Hausanschluss nur maximal eine PV-Anlage, ein Hausspeichersystem und eine Power2Heat-Anlage erlaubt ist. Im Gegensatz dazu kann jeder Wohneinheit ein Elektrofahrzeug zugewiesen werden. Im Rahmen von MONA 2030 werden nur Hausanschlüssen mit PV-Anlagen Hausspeichersysteme zugewiesen.

Mit Zuweisung der zusätzlichen Komponenten, welche abhängig von den gewählten Parametern und der Zufallsverteilung sind, ist das Netz für diesen Simulationsdurchlauf initialisiert und die Simulation wird gestartet.

Während der Simulation wird zu jedem Zeitschritt die Last an jedem Hausanschluss abhängig von den gewählten Ladesteuerungen berechnet. Zusätzlich wird die Spannung an der Oberspannungsseite des Transformators basierend auf dem Spannungsverlauf

aus Kapitel 4.2.5 gesetzt und eine Lastflussberechnung durch OpenDSS durchgeführt. Die Lastflussberechnung basiert auf dem Newton-Raphson-Verfahren /EPRI-01 15/. Als Rückgabewert dieser Lastflussberechnung werden sämtliche Spannungen, Ströme und Netzverluste von OpenDSS an GridSim übergeben. Während der Simulation wird zu jedem Zeitschritt die Last an jedem Hausanschluss abhängig von den gewählten Ladesteuerungen berechnet. Die Genauigkeit des Newton-Raphson-Verfahrens ist in GridSim auf mindestens 0,01 % der Spannung festgelegt. Sollte das Verfahren (außerhalb des zulässigen Spannungsbandes) nach 75 Iterationen nicht konvergieren, wird die Simulation abgebrochen.

4.3.3.1 Modellierung der Elektrofahrzeuge

Für die Simulation wird zu Beginn die Anzahl an Elektrofahrzeugen im Netzgebiet durch den Parameter „Anteil der Haushalte mit Elektrofahrzeug“ festgelegt. Dabei kann jeder Haushalt maximal über ein Elektrofahrzeug verfügen. Des Weiteren kann die Anzahl der Elektrofahrzeuge, welche parallel zu einer PV-Anlage verteilt werden sollen, definiert werden, sofern ausreichend PV-Anlagen im Wohngebiet vorhanden sind.

Jedes Fahrzeug verfügt in der Simulation über ein Fahrprofil, welches die gefahrenen Kilometer, die verbrauchte Energie und die Standzeiten zu Hause beinhaltet. Eine detaillierte Beschreibung zur Erstellung der Fahrprofile befindet sich im Kapitel 2.5.10

Für die Berechnung der benötigten Ladelastgänge sind neben dem Energiebedarf je Fahrt auch Annahmen bezüglich der Batteriekapazität, des Ladeverhaltens und der Ladeinfrastruktur notwendig. Die Batteriekapazität kann in GridSim mit maximal drei unterschiedlichen Kapazitäten und Häufigkeiten definiert werden. Im Rahmen von MONA 2030 wird zwischen reinen Elektrofahrzeugen (30 %) mit 47 kWh und Plug-In-Hybrid-Fahrzeugen (70 %) mit 19 kWh unterschieden. Des Weiteren wird angenommen, dass alle Ladevorgänge ausschließlich „zu Hause“ stattfinden.

Zusätzlich wird der SOC zu Beginn der Simulation definiert und mit Hilfe einer Initialisierungsberechnung ermittelt. Das individuelle Ladeverhalten der Nutzer (z.B. erst ab einem gewissen SOC laden, immer sofort ungesteuert zu laden, etc.) kann in der GridSim vorgegeben werden. Als Grundlage hierfür wird die Batterie basierend auf dem Ladezustand (SoC) in drei Bereiche unterteilt, welche in **Abbildung 4-33** dargestellt ist. Im Bereich A, also wenn der Ladezustand kleiner als SoC_{min} (12 %) ist, wird das Fahrzeug unabhängig von der Ladesteuerung direkt bis SoC_{min} aufgeladen, um ein Mindestmaß an Mobilität zu gewährleisten. Der Wert von 12 % wurde gewählt, da somit bei reinen Elektrofahrzeugen mit 47 kWh Batteriekapazität und mittleren Verbrauch von 18 kWh/100 km eine Mindestreichweite von 30 km zur Verfügung steht.

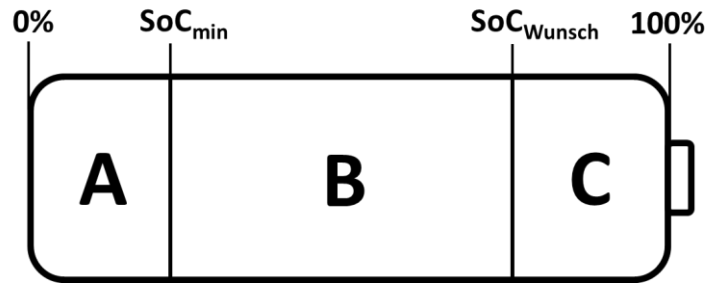


Abbildung 4-33: Unterteilung der Fahrzeugbatterie in drei Bereiche unter Berücksichtigung des Ladezustands

Der Bereich B steht für die gewählte Ladesteuerung zur Verfügung - unter der Bedingung, dass bis zur geplanten Abfahrt mindestens der SoC_{Wunsch} (70 %) zur Verfügung steht. Sollte dies durch die gewählte Ladesteuerung, z. B. eigenverbrauchsoptimiert in Zeiten ohne PV-Erzeugung, nicht möglich sein, wird das Elektrofahrzeug vor Abfahrt mit maximaler Ladeleistung bis auf SoC_{Wunsch} geladen. Im Bereich C wird nur dann geladen, wenn dies durch die gewählte Ladesteuerung vorgegeben wird, z.B. bei überschüssiger PV-Energie.

Im Referenzfall werden alle Fahrzeuge direkt nach der Ankunft zu Hause vollständig geladen. Die weiteren Ladesteuerungen sind in Kapitel 4.3.4.7 erläutert. Bezüglich der Ladeleistung wird zwischen einphasigem Laden mit 3,3 kW (50 % der Fahrzeuge) und dreiphasigem Laden an einer Ladestation mit 11 kW (50 % der Fahrzeuge) unterschieden.

4.3.3.2 Modellierung der Hausspeichersysteme

Die Hausspeichersysteme werden in GridSim mit Hilfe eines vereinfachten, abstrakten Speichermodells abgebildet. In diesem Modell werden lediglich die Lade- und Entladewirkungsgrade verwendet und sämtliche Selbstentladeverluste vernachlässigt. Die Hausspeichersysteme werden unter Berücksichtigung der zugehörigen PV-Anlage folgendermaßen dimensioniert:

$$P_{HSS} = \frac{P_{PV}}{2} \quad (51)$$

$$E_{HSS} = P_{HSS} * 2 h \quad (52)$$

P_{PV} : Mittlere installierte Anlagenleistung der in Frage kommenden Photovoltaik Aufdachanlagen

Somit kann ein Hausspeichersystem zwei Stunden lang mit maximaler Ladeleistung geladen werden. Im Referenzfall dienen die Hausspeichersysteme rein zur Eigenverbrauchsoptimierung. Sie werden bei Überschuss am Hausanschlusspunkt, im Falle der Rückspeisung durch die PV-Anlage abzüglich der Last von Haushalt, Elektrofahrzeug und Power2Heat-Anlage geladen bzw. entladen, um den Netzbezug zu verhindern. Somit ist ein Hausspeichersystem das letzte Glied in der Eigenverbrauchskette, da dieses keinen Primärzweck hat, sondern nur selbsterzeugten Strom für eine spätere Verwendung zwischenspeichert.

Die Phasenbelegung der Hausspeichersysteme erfolgt analog zu den PV-Anlagen und unter Berücksichtigung der erlaubten Unsymmetrie aus /BDEW-02 07/. Zusätzlich besteht die Möglichkeit alle Speicher dreiphasig anzuschließen.

4.3.3.3 Modellierung der Power2Heat-Anlagen (Wärmepumpen und Elektrische Speicherheizungen)

Bei den im Niederspannungsnetz relevanten Power2Heat-Anlagen handelt es sich um elektrische Speicherheizungen und Wärmepumpen. Diese unterscheiden sich in grundlegenden Eigenschaften, welche in **Tabelle 4-12** vergleichend dargestellt sind. Die Zuordnung der Anlagen zu den Gebäuden, sowie die Dimensionierung der Anlagen und die Logik des Anschlusses an die Phasen werden im Folgenden genauer beschrieben. Anschließend daran werden die für die Modellierung relevanten Speicherfüllstände erläutert und aus diesen die flexibilisierbare Speicherkapazität abgeleitet.

Tabelle 4-12: *Vergleich der im Niederspannungsnetz modulierten Power2Heat-Anlagentypen*

Eigenschaft	Elektrische Speicherheizung	Wärmepumpe
Bereitgestellte Wärme und eingesetzte Technologie	Raumwärme über ESH, Trinkwarmwasser über Durchlauferhitzer	Raumwärme und Trinkwarmwasser über WP, unterstützt von Zusatzheizung in Form eines Heizstabs
Zuordnung zu den Gebäuden	Zufällig verteilt auf alle Gebäude	Zufällig zunächst auf sanierte Gebäude verteilt, dann ggf. auf unsanierte Gebäude
Auslegung der Power2Heat-Anlage	Auslegung nach /UNIKA-01 05/	Auslegung nach /ETHB-01 13/, /IFEU-02 14/, /BUDH-01 14/
Zusatzheizung	Keine Zusatzheizung vorhanden	Heizstab zur Unterstützung der WP bei Lastpeaks
Angeschlossener Wärmespeicher	Speicher nur für Raumwärme, Durchlaufprinzip für Trinkwarmwasser	Kombispeicher für Raumwärme und Trinkwarmwasser
Speicherdimensionierung	Auslegung nach /UNIKA-01 05/	Nach Gebäudetyp frei wählbar
Regelung	Schaltung der Anlagen auf Gebäude- oder Wohneinheitenebene	Zweipunkt- oder drehzahlgeregelte Anlage
Varianz des Wirkungsgrades	Für alle ESH sowie Durchlauferhitzer gleich und über das Jahr als konstant angenommen	Abhängig von Wärmequelle, Vorlauftemperatur des Gebäudes und Regelungsart, aber im Jahresverlauf konstant angenommen
Verteilung auf Phasen	Annahme, dass Leistung gleichmäßig auf alle drei Phasen verteilt ist	Anlagen mit Leistung bis 4,6 kVA einphasig, größere dreiphasig
Referenz-Ladesteuerung		

Zuordnung der Power2Heat-Anlagen zu den Gebäuden im Netzgebiet

Wärmepumpen weisen bei unsanierten Gebäuden mit hohen Systemtemperaturen eine niedrige Jahresarbeitszahl aus. Daher ist ihr Einsatz in effizienten Gebäuden mit niedrigen Systemtemperaturen wirtschaftlich und technisch sinnvoller. Laut /GZB-01 10/ werden 70 % der Wärmepumpen in Bestandsgebäuden installiert und 30 % in Neubauten. Der Einbau in Bestandsgebäude erfolgt hierbei zumeist im Rahmen einer Sanierung /GZB-01 10/. Während elektrische Speicherheizungen für die Simulationen im Rahmen von MONA zufällig auf alle Gebäude verteilt werden, werden die Wärmepumpen zunächst in sanierten, dann zufällig in den verbleibenden unsanierten

Gebäuden verteilt. Hiermit entspricht die modellierte Zuordnung der Wärmepumpen der realen Entwicklung. Je Gebäude wird nur eine der beiden Technologien verwendet, auch wenn dieses aus mehreren Wohneinheiten besteht. Somit ist der Anschlusspunkt der jeweiligen Anlage zufällig, was zu stark variierenden Ergebnissen je Verteilung führen kann.

Auslegung der Power2Heat-Anlagen

Um realistische Anlagen in den inhomogenen Gebäuden simulieren zu können, muss die maximale Anlagenleistung der Power2Heat-Anlage für jedes Gebäude individuell berechnet werden. Während Wärmepumpen zur Bereitstellung des Normwärmebedarfes ausgelegt werden, ist für die Dimensionierung der elektrischen Speicherheizungen vorgesehen, dass diese im Nachtstromtarif geladen werden und die Wärme über den Tag abgeben. Daher unterscheidet sich die Auslegung der Power2Heat-Anlagen stark und ist im Folgenden getrennt beschrieben.

Für die Auslegung der Wärmepumpen wird, angelehnt an die Beschreibung verschiedener Wärmepumpen-Hersteller (/ETHB-01 13/, /IFEU-02 14/, /BUDH-01 14/), die Anlagenleistung der Wärmepumpen $P_{Wärmepumpe,max}$ gemäß Formel (55) festgelegt.

$$P_{Wärmepumpe,max} = \frac{\dot{Q}_{Norm} + \dot{Q}_{Zusatz\ TWW\ pro\ Person} \cdot Anzahl\ Bewohner}{JAZ} \quad (53)$$

$P_{Wärmepumpe,max}$:	maximale Leistung der Wärmepumpe
\dot{Q}_{Norm} :	Normheizlast des Gebäudes
$\dot{Q}_{Zusatz\ TWW\ pro\ Person}$:	thermische Leistung pro Person
JAZ:	Jahresarbeitszahl

Die Normheizlast des Gebäudes \dot{Q}_{Norm} ist die Heizlast bei Norm-Außentemperatur. Hierbei handelt es sich um das tiefste Zweitagesmittel der Lufttemperatur, welches zehnmal in 20 Jahren erreicht wird /DIN-02 08/. Werte für die Norm-Außentemperatur sind für Städte mit über 20.000 Einwohnern in DIN 12831 Beiblatt 1 hinterlegt. Für München beträgt sie beispielsweise -16°C . Speziell in Gebäuden mit niedrigem Raumwärmebedarf darf die für die Trinkwarmwasser (TWW)-Erwärmung zusätzlich zu berücksichtigende thermische Leistung pro Person $\dot{Q}_{Zusatz\ TWW\ pro\ Person}$ nicht vernachlässigt werden. Da der TWW-Bedarf von der Anzahl der Personen im Gebäude abhängt, ist $\dot{Q}_{Zusatz\ TWW\ pro\ Person}$ mit der Anzahl der Bewohner des Gebäudes zu multiplizieren. In den Auslegungsvorschriften für Bestandsgebäude ist $\dot{Q}_{Zusatz\ TWW\ pro\ Person}$ auf 0,2 kW/Person festgelegt und wird dementsprechend im Modell berechnet. In zukunftsweisend sanierten und Passivhäusern führt die geringe Norm-Heizlast dazu, dass die berechneten Leistungen der Wärmepumpen sehr gering ausfallen. Dadurch kann es dazu kommen, dass TWW-Lastspitzen nicht abgedeckt werden können und der Heizstab sehr häufig zuschaltet. Nach Voruntersuchungen wurde $\dot{Q}_{Zusatz\ TWW\ pro\ Person}$ für sanierte Gebäude zu 0,6 kW/Person festgelegt. Über die Jahresarbeitszahl (JAZ) wird die thermische in die elektrische Maximalleistung umgerechnet.

Für die Auslegung der elektrischen Speicherheizungen ist nicht die Normheizlast des Gebäudes, sondern der maximale Wärmebedarf in der Zeit zwischen 6 und 22 Uhr des Tages bei Norm-Außentemperatur $Q_{Normtag}$, ausschlaggebend. Die in diesem Zeitraum

abzugebende Wärmeenergie ist innerhalb der erlaubten Ladedauer $t_{Ladedauer}$ zu beziehen. Mit Hilfe des Wirkungsgrades der elektrischen Speicherheizungen η_{ESH} wird die Maximalleistung der elektrischen Speicherheizungen $P_{ESH,max}$ gemäß Formel (54) festgelegt. /UNIKA-01 05/

$$P_{ESH,max} = \frac{Q_{max\ am\ Normtag}}{\eta_{ESH} \cdot t_{Ladedauer}} \quad (54)$$

$P_{ESH,max}$	Maximalleistung der elektrischen Speicherheizungen
$Q_{max\ am\ Normtag}$	Raumwärmebedarf zwischen 6 und 22 Uhr bei Normaußentemperatur
η_{ESH}	Wirkungsgrad der elektrischen Speicherheizungen
$t_{Ladedauer}$	Erlaubte Ladedauer

Für zweistufige Power2Heat-Anlagen gibt es nur die Schaltzustände in Betrieb oder außer Betrieb. Daher entspricht hier die minimal schaltbare Leistung der maximalen Leistung der Anlage. Dies gilt für die zweistufigen Wärmepumpe und für das Gesamtgebäude gleichzeitig geschaltete elektrische Speicherheizungen. Angelehnt an die Ergebnisse aus /BFE-01 11/ werden dreistufige Wärmepumpen so simuliert dass die Minimalleistung 40 % der Maximalleistung entspricht. Um den Leistungsgradienten der elektrischen Speicherheizungen zu vermindern, können diese optional auf Wohneinheiten- statt Hausanschlussebene geschaltet werden.

Die maximale Scheinleistung bestimmt nach /BDEW-02 07/ die Anzahl an erlaubten Taktungen der Anlage. Diese ist im Modell als minimale Taktungsdauer hinterlegt, gilt jedoch nicht für netzoptimierende Ladung.

Phasenbelegung Power2Heat

Nach /BDEW-02 07/ werden alle Wärmepumpen mit einer Wirkleistung $> 4,6$ kW dreiphasig ausgelegt, Wärmepumpen mit geringerer Leistung hingegen einphasig. Verschiedene Vorsimulationen haben verdeutlicht, dass das Netzoptimierungspotenzial von Power2Heat-Anlagen stark von der Phasenbelegung der Anlage abhängt (/FFE-02 17/). Entgegen aktueller regulatorischer Bedingungen werden einphasige Wärmepumpen, falls eine PV-Anlage am Hausanschluss vorhanden ist, an eine der Phasen mit PV-Anlage angeschlossen.

Die Leistung der elektrischen Speicherheizung wird gleichmäßig auf die drei Phasen am Hausanschluss verteilt. Hiermit wird impliziert, dass die einzelnen elektrischen Speicherheizungen in den Räumen je Wohnung abwechselnd auf den verschiedenen Phasen angeschlossen sind.

Definition relevanter Speicherzustände des Wärmespeichers

Für die Wärmespeicher wurden vier verschiedene Füllzustände definiert, zwischen welchen dieser je nach äußeren Bedingungen variiert.

Der *minimale Speicherzustand* ist für elektrische Speicherheizungen und Wärmepumpen mit Kombispeicher unterschiedlich definiert. Im oberen Teil des an die Wärmepumpe angeschlossenen geschichteten Kombispeichers muss die zur Trinkwarmwasser-Erwärmung notwendige Temperatur $T_{TWW,min}$ gewährleistet sein, im unteren Teil minimal die Rücklauftemperatur des Heizsystems (siehe **Abbildung 4-34**).

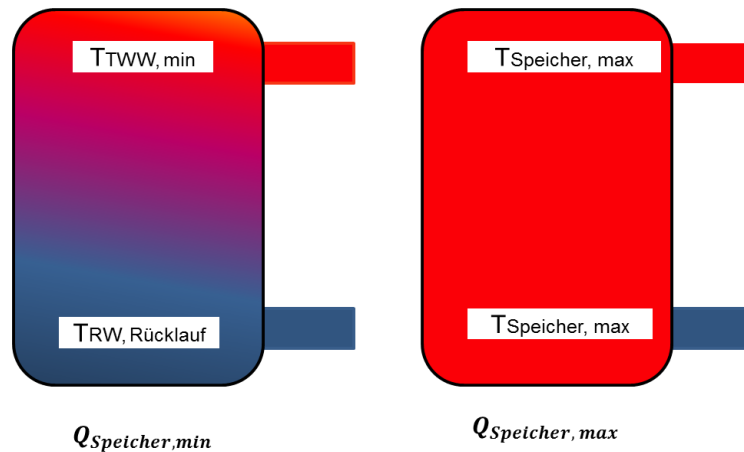


Abbildung 4-34: Schematische Darstellung der Temperaturschichtung im Kombispeicher abhängig vom Speicherfüllstand

Hiermit ergibt sich der minimale Speicherfüllstand $Q_{\text{Speicher,min}}$ des Kombispeichers über die Formel (55).

$$Q_{\text{Speicher,min}} = V_{\text{Kombispeicher}} \cdot c_{p,\text{Wasser}} \cdot \frac{T_{\text{TW,min}} + T_{\text{Rücklauf}}}{2} \quad (55)$$

$Q_{\text{Kombispeicher,min}}$: Minimal erlaubter Speicherfüllstand des Kombispeichers
 $V_{\text{Kombispeicher}}$: Speichervolumen des Kombispeichers
 $c_{p,\text{Wasser}}$: Spezifische Wärmekapazität von Wasser
 $T_{\text{TW,min}}$: Minimal notwendige Temperatur zur Bereitstellung von Trinkwarmwasser
 $T_{\text{Rücklauf}}$: Temperatur des Rücklaufs aus dem Heizsystem

Speziell um im Wärmepumpen-System die hohen Trinkwarmwasser-Spitzenlasten abdecken zu können und bei niedrigen Spannungen das Abschalten der Anlagen zu ermöglichen (Wärmepumpen und elektrische Speicherheizungen), wurde zudem der *minimale Speicherzustand mit Puffer* definiert. Dieser setzt sich aus dem zuvor beschriebenen minimalen Speicherzustand und einem vorzuhaltendem Wärmepuffer zusammen. Speziell bei hohen Wärmelasten im Winter ist dieser vorhaltbare Puffer jedoch durch die physisch mögliche Speicherkapazität des thermischen Speichers begrenzt.

Der *maximale Speicherfüllstand* ist erreicht, wenn im gesamten Speicher die maximal zulässige Temperatur $T_{\text{Speicher,max}}$ erreicht ist. Die Begrenzung der Temperatur soll im Winter zu einer Limitierung der thermischen Verluste führen, sowie eine thermische Überlastung der Speicherbauteile durch zu hohe Temperaturen vermeiden. Zudem wird der maximale Speicherfüllstand mit Hilfe der *maximalen Vorhaltedauer* limitiert. Wird diese zum Beispiel auf 72 Stunden festgelegt, so erzeugt die Power2Heat-Anlage nie mehr Wärmeenergie als in den folgenden 72 Stunden verbraucht wird. Da die Wärmelastgänge bereits in der Initialisierung berechnet werden, kann dieser Verbrauch zu jedem Zeitpunkt der Simulation perfekt prognostiziert werden.

Der maximale Speicherfüllstand grenzt vor allem bei Trinkwarmwasserspeichern die positive Lastbereitstellung bei netzgeführter Ladesteuerung ein. Um bei hoher EE-Einspeisung eine erhöhte Speicherkapazität zur Verfügung zu stellen, kann für diese Zeitpunkte der *maximale Speicherfüllstand für EE* als Grenze festgelegt werden. Dieser Wert ist optional ebenfalls über die maximale Vorhaltedauer limitiert.

Resultierende flexible Speicherkapazität

Bei elektrischen Speicherheizungen beträgt die flexibilisierbare Kapazität die benötigte Heizleistung des Tages bei Norm-Außentemperatur, da die Speicher der elektrischen Speicherheizungen für diesen dimensioniert sind (siehe *Auslegung der Power2Heat-Anlagen*). Aufgrund der zuvor beschriebenen Speicherfüllstände ergibt sich für Wärmepumpen-Systeme abhängig von der Größe des Wasser-Kombispeichers eine flexible thermische Speicherkapazität gemäß Formel (56). Die resultierenden Kapazitäten sind **Tabelle 4-13** zu entnehmen. Für den maximalen Speicherfüllstand ist eine Maximaltemperatur von 65 °C angenommen und als minimal für die Trinkwarmwasser-Bereitstellung eine erforderliche Temperatur von 55 °C.

$$Q_{\text{Speicher,flexibel}} = Q_{\text{Speicher,max}} - Q_{\text{Speicher,min}} \tag{56}$$

- $Q_{\text{Speicher,flexibel}}$ Flexible Speicherkapazität des Kombispeichers
- $Q_{\text{Speicher,max}}$ Maximale Speicherkapazität des Kombispeichers
- $Q_{\text{Speicher,min}}$ Minimal einzuhaltende Speicherkapazität des Kombispeichers

Tabelle 4-13: *Flexible thermische Speicherkapazität des Warmwasser-Kombispeichers in kWh abhängig von Systemtemperaturen und Speichergröße*

		Speichergröße in l		
		700	1.000	1.500
Temperatur Vor- / Rücklauf in °C	55 / 45	14,3	22,3	30,5
	45 / 35	18,3	26,1	39,2
	35 / 27	21,6	30,8	46,2

Dynamische Berechnung

Zu Beginn der Simulation wird davon ausgegangen, dass alle Speicher zur Hälfte gefüllt sind. Danach erfolgt zu jedem Zeitschritt eine Bilanzierung der thermischen Energieflüsse des Speichers. Hiermit wird jeweils der erwartete Speicherfüllstand am Ende des Zeitschrittes ausgerechnet. Zu diesen Energieflüssen zählen zunächst die ausgespeiste Wärme und die Wärmeverluste. Je nach resultierendem prognostiziertem Speicherfüllstand am Ende des Zeitschrittes, simulierter Ladesteuerung und Bedingungen am Netzanschlusspunkt der Power2Heat-Anlage wird entschieden, ob die Power2Heat-Anlage schaltet und mit welcher Leistung. Im Referenzfall werden Wärmepumpen wärmegeführt geladen, elektrische Speicherheizungen hingegen tarifgeführt.

Bei der wärmegeführten Ladesteuerung ist das Ziel den Speicherfüllstand immer möglichst niedrig zu halten, um somit die resultierenden Wärmeverluste zu minimieren. In der Modellierung wird hierfür der Ladezustand der Power2Heat-Anlage immer nur abhängig vom Speicherfüllstand des Wärmespeichers bestimmt. Würde der Speicher im folgenden Zeitschritt seinen minimalen Füllstand erreichen, wird er im laufenden Zeitschritt, maximal für den Bedarf der kommenden 24 Stunden, geladen. Somit wird gewährleistet dass der Speicher nie den minimalen Speicherfüllstand unterschreitet und der Wärmebedarf zu jedem Zeitschritt bereitgestellt werden kann. Diese Bedingung ist

als grundlegender Baustein sowohl in der tarifgeführten Ladesteuerung als auch in den optimierenden Ladesteuerungen enthalten.

elektrische Speicherheizungen werden aktuell meist als Nachtspeicherheizungen genutzt, welche zwischen 22 und 6 Uhr geladen werden und die eingespeicherte Wärme über den Tag abgeben. Im Modell werden die elektrischen Speicherheizungen in der Referenz ebenfalls ab 22 Uhr geladen, maximal für den Wärmebedarf der kommenden 24 Stunden.

4.3.4 Abbildung der Netzoptimierenden Maßnahmen in GridSim

Der folgende Abschnitt gibt einen Überblick über die Implementierung der einzelnen in MONA 2030 untersuchten Netzoptimierenden Maßnahmen in GridSim.

4.3.4.1 Konventioneller Netzausbau im Verteilnetz

Diese Netzoptimierende Maßnahme wird in GridSim unterteilt in den Austausch von Transformatoren und die Verlegung zusätzlicher, paralleler Leitungen. Beide Varianten werden nur betrachtet, wenn entweder der Transformator bzw. eine Leitung während der Simulation überlastet ist oder Spannungsbandverletzungen auftreten.

Transformatortausch

Im Falle eines überlasteten Transformators wird dieser durch den nächstgrößeren Standardtransformator ersetzt. Eine Übersicht der Standardbetriebsmittel findet sich im Teilbericht „Maßnahmenbewertung“ in Kapitel 5.1.5. Eine Überlastung findet per Definition statt, sobald auf einer Phase auf der Primär- oder Sekundärseite der Nennstrom des Transformators überschritten wird.

Leitungsausbau

In Absprache mit den MONA-Projektpartnern wurde bzgl. des Leitungsausbaus Folgendes vereinbart:

Leitungsüberlastungen und Spannungsbandverletzungen werden durch parallele Leitungen entlang den bestehenden Leitungsabschnitten behoben. Es werden keine Trennstellen eingefügt. Es findet dadurch eine Vermaschung des Netzes statt.

Sämtliche abgehende Leitungen von der Transformator-Sammelschiene - in diesem Abschnitt als „Strang“ bezeichnet – werden separat untersucht. Per Definition tritt eine Leitungsüberlastung auf, wenn der Strom einer Phase zu mindestens einem Zeitpunkt den Nennstrom der Leitung überschreitet.

Hausanschlussleitungen werden getrennt von den restlichen Leitungen betrachtet. Hausanschlussleitungen sind jene Leitungsabschnitte, an welchen die Hausanschlüsse oder allgemein Lasten angeschlossen sind. Tritt dort eine Leitungsüberlastung auf, wird eine Leitung gleichen Typs parallel zu der Überlasteten verlegt, um die Überlastung zu beseitigen.

Treten innerhalb eines Strangs Leitungsüberlastungen auf, wird von der Transformatorsammelschiene bis zum Ende der Überlastung parallel verkabelt. Dargestellt ist dieses Verfahren in **Abbildung 4-35** und **Abbildung 4-36** für eine thermische Leitungsüberlastung am Anfang des Stranges.

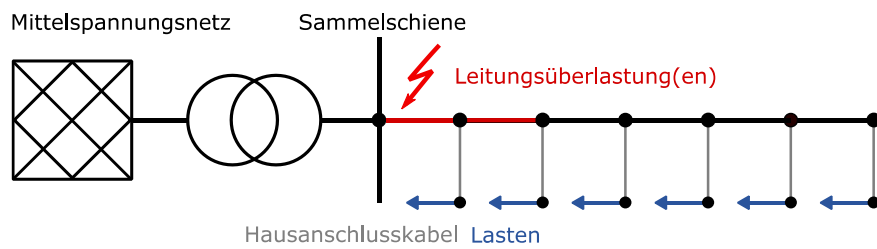


Abbildung 4-35: *Leitungsüberlastung am Anfang eines Strangs*

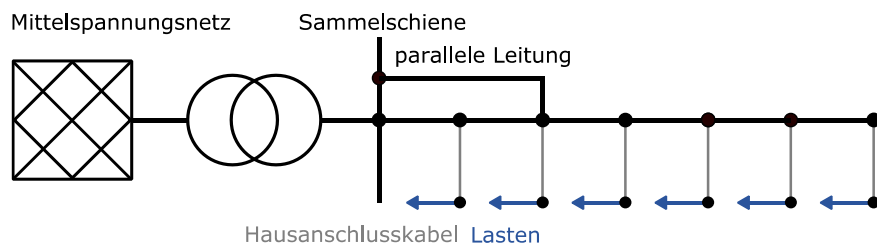


Abbildung 4-36: *Parallele Leitung bis an das Ende des am weitesten vom Transformator entfernten, überlasteten Leitungsabschnitts*

Leitungsüberlastungen treten tendenziell am Anfang eines Strangs auf, da sich die Ströme dort überlagern, jedoch abhängig von der Homogenität des Netzes und der Verteilung der Lasten und Einspeiser. Spannungsbandverletzungen treten dagegen tendenziell am Ende von langen Strängen mit hoher Last oder Einspeisung auf.

Treten innerhalb eines Strangs Spannungsbandverletzungen an Lastknoten auf, wird bis zu dem Knoten parallel verkabelt, von welchem die am weitesten vom Transformator entfernte Hausanschlussleitung abzweigt, an deren Lastknoten eine Spannungsbandverletzung auftritt. Dargestellt ist dieses Verfahren in **Abbildung 4-37** und **Abbildung 4-38**.

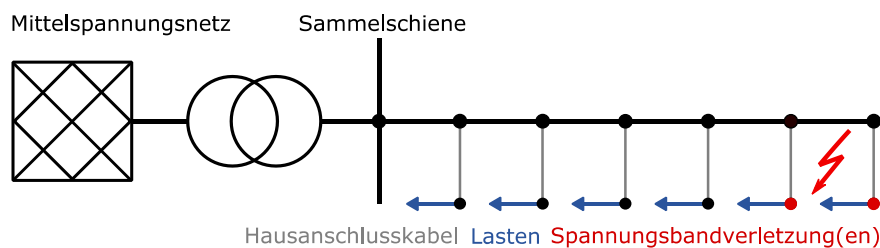


Abbildung 4-37: *Spannungsbandverletzungen am Ende eines Strangs*

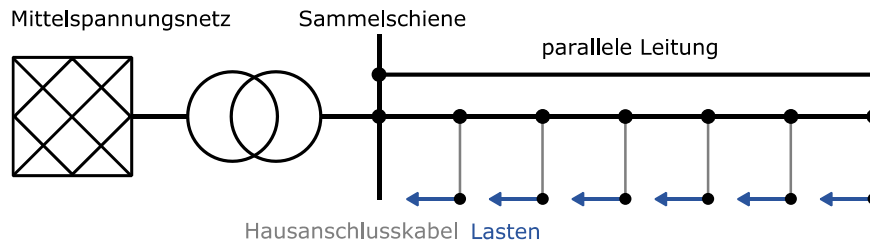


Abbildung 4-38: *Parallele Leitung bis zu dem Knoten, von welchem die am weitesten vom Transformator entfernte Hausanschlussleitung, an deren Lastknoten eine Spannungsbandverletzung auftritt, abzweigt*

Für die ausgebauten Leitungen, mit Ausnahme der zusätzlichen Hausanschlussleitungen, wird der Standardkabeltyp *NAYY4x150* verwendet.

4.3.4.2 Regelbarer Ortsnetztransformator

Der regelbare Ortsnetztransformator (rONT) ist ein Transformator mit integriertem Laststufenschalter, dessen Sollwert dynamisch angepasst werden kann. In GridSim wurden hierfür die konventionelle Regelung und eine lastflussabhängige Sollwertanpassung implementiert.

Die Regelgröße des konventionellen rONT ist die aktuelle unterspannungsseitige Transformatorspannung. Das Funktionsprinzip der Regelung ist in **Abbildung 4-39** dargestellt. Bei einer Über- oder Unterschreitung des zulässigen Spannungsbandes (rote Linie) über eine vorgegebene Totzeit hinaus wird das Übersetzungsverhältnis mittels eines Schaltvorganges geändert. Dabei muss die Stufenhöhe des Schaltvorganges kleiner als die Spannungsbreite sein, um ein sofortiges Zurückschalten zu verhindern. Die Totzeit ist notwendig, um unnötige Schaltvorgänge und somit Abnutzung zu verhindern. Somit ist das Ziel dieser Regelung, dass die Spannung am rONT immer 1,0 pu beträgt. Es werden somit die Mittel- und Niederspannungsebene entkoppelt. Die Parameter Stufenhöhe, Spannungsbreite, Totzeit und Sollspannung sind frei einstellbar. Die in MONA 2030 verwendeten Parameter sind in der Übersichtstabelle im Anhang dargestellt.

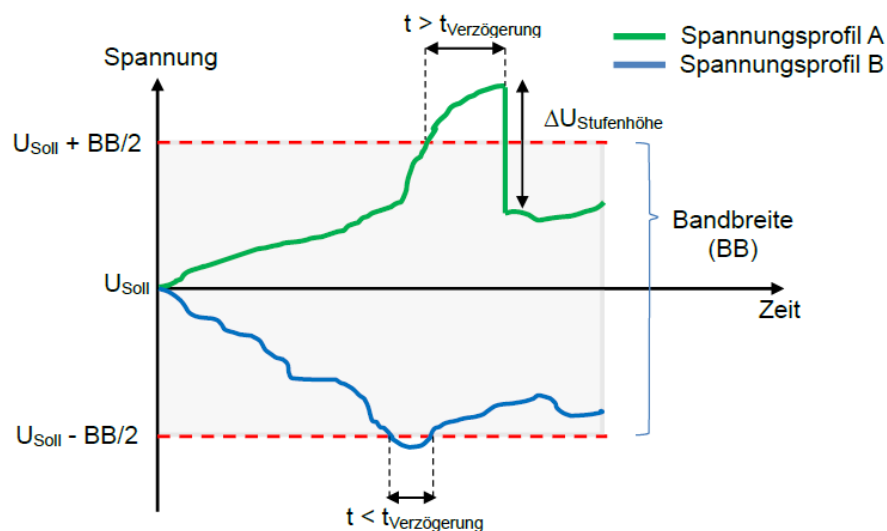


Abbildung 4-39: *Funktionsprinzip Stufensteller /NOBI-01 16/ (nach /TUV-02 14/)*

Bei der lastflussabhängigen Regelung, auch Leistungskompoundierung genannt, wird zusätzlich der Spannungswert am Transformator je nach Auslastung dynamisch angepasst. In **Abbildung 4-40** ist die in MONA 2030 verwendete Kennlinie für den Spannungswert dargestellt. Der rONT regelt somit bei hoher Auslastung, also viel Bezug aus dem überlagerten Netz, die Sollspannung auf einen Wert von 1,03 pu, um einen erhöhten Spannungsabfall zu ermöglichen. Im Gegensatz dazu wird bei hoher Rückspeisung die Sollspannung am Transformator auf 0,97 pu gesetzt.

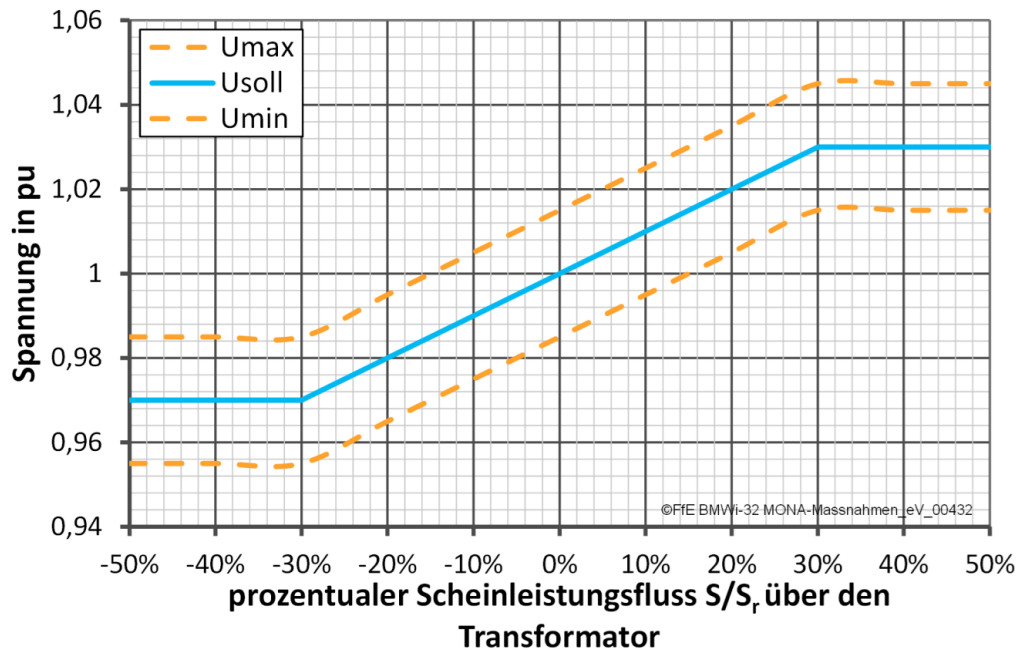


Abbildung 4-40: Kennlinie der Leistungskompoundierung eines rONT

Alle weiteren Eigenschaften der rONT sind wie bei der oben erläuterten konventionellen Regelung. Im Rahmen von MONA 2030 wurde stets die lastflussabhängige Regelung betrachtet.

Detailliertere Ausführungen zum Thema rONT sind im Teilbericht „Maßnahmenklassifizierung“ im Kapitel 5.2 dargestellt.

4.3.4.3 Längsregler

Der Längsregler wird in GridSim als zusätzlicher Transformator in das jeweilige Typnetz integriert. Je Netzgebiet kann maximal ein Längsregler zugebaut werden. Im Rahmen von MONA 2030 wird der Längsregler stets am schwächsten vorhandenen Strang des Netzgebietes platziert (Randbedingung: homogene Netzbelastung, d.h. jedem Hausanschluss wird die gleiche Last zugewiesen).

Zur Ermittlung dieser Position wird zuerst der schwächste Strang (Strang mit dem höchsten Spannungsabfall bei einer homogenen Belastung) ermittelt. Im nächsten Schritt wird die maximale Belastung ohne Längsregler durch schrittweise Erhöhung der Leistung bestimmt, bis die erlaubten Spannungsbandgrenzen überschritten werden. Abschließend wird an jedem Netzknoten in diesem Strang der Längsregler installiert und dessen Einfluss auf die Spannungen im Strang ermittelt. In **Abbildung 4-41** wird die Auswirkung der unterschiedlichen Längsreglerpositionen exemplarisch für das Typnetz 8 dargestellt. Die Netzknoten sind in diesem Netzgebiet fortlaufend ab s101

nummeriert. Da in dieser Liste auch Netzanschlusspunkte enthalten sind, entsteht der Sprung bei den möglichen Längsreglerpositionen von s105 zu s111.

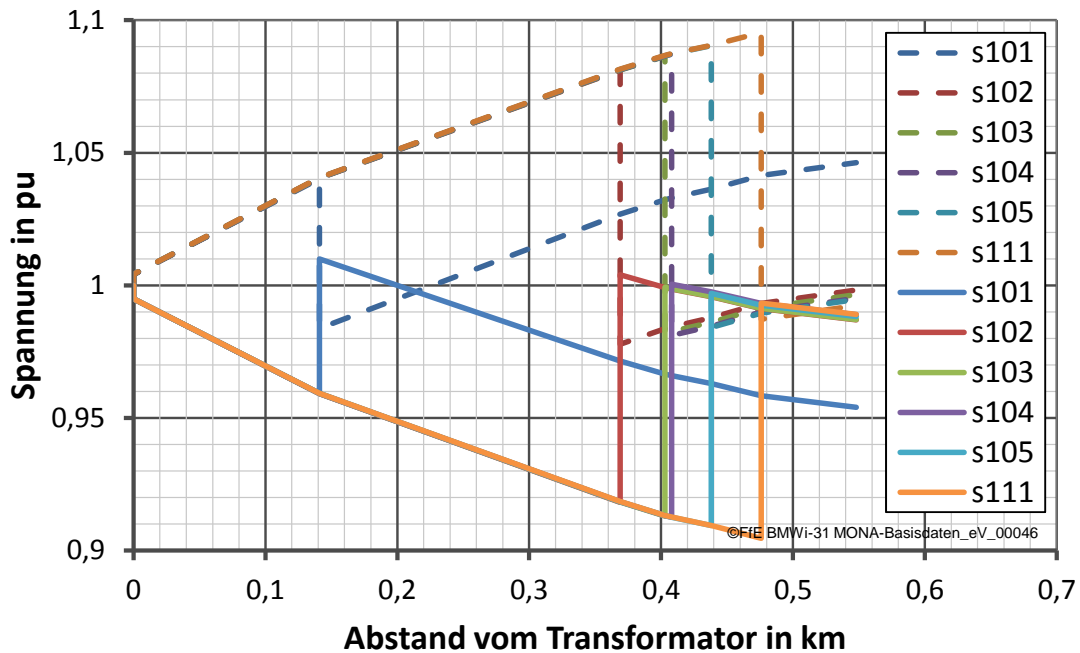


Abbildung 4-41: Spannungsverläufe entlang des schwächsten Strangs bei unterschiedlichen Positionen des Längsreglers im Typnetz 8

Die optimale Position wird basierend auf der minimalen Summe der quadrierten Spannungsabweichungen aller Knoten von der Nennspannung, welche mit der folgenden Formel errechnet wird, bestimmt.

$$\text{Spannungsabweichung}_m = \sqrt{\sum_{n=1}^{N_{\text{Knoten}}} (U_{\text{Last},n,m} - 1)^2 + \sum_{n=1}^{N_{\text{Knoten}}} (U_{\text{Einsp},n,m} - 1)^2} \quad (57)$$

$U_{\text{Last},n,m}$: Spannung am Knoten n im Lastfall mit Längsregler in Position m

$U_{\text{Einsp},n,m}$: Spannung am Knoten n im Einspeisefall mit Längsregler in Position m

N_{Knoten} : Anzahl der Netzknoten im kritischen Strang

Somit wird die Position ausgewählt, bei der im kritischen Strang die Spannung in Summe der beiden Belastungsfälle am wenigsten von der Nennspannung abweicht. Durch die Quadratur der Spannungsabweichung von der Nennspannung erfolgt zusätzlich eine Gewichtung der Abweichung. So ist beispielsweise eine Abweichung um 0,1 pu 4-mal so hoch gewichtet wie eine Abweichung um 0,05 pu bzw. 100-mal so hoch wie eine Abweichung um 0,01 pu. In dem oben dargestellten Netzgebiet ergibt sich somit die optimale Position am Knoten s102 (rote Linie). Eine detaillierte Beschreibung hierzu findet sich in /WANG-01 16/.

Als Regelungsmethoden werden dieselben Methoden wie für den rONT, welche im Kapitel 4.3.4.2 beschrieben sind, verwendet.

4.3.4.4 Quartierspeicher

Die Modellierung des Quartierspeichers erfolgt in GridSim analog zu Hausspeichern mit einem abstrakten Speichermodell unter Berücksichtigung der Lade- und Entladewirkungsgrade. Je Netzgebiet ist hierbei maximal der Einsatz eines Quartierspeichers erlaubt, welcher sich in der Mitte des schwächsten Stranges befindet. Dieser Speicher wird im Rahmen von MONA 2030 basierend auf der im Netzgebiet installierten PV-Leistung (mit der Einschränkung, dass die minimale Quartierspeicherleistung 50 kW beträgt) folgendermaßen dimensioniert:

$$P_{\text{Quartierspeicher}} = 60 \% * P_{\text{PV-Leistung}} \quad (58)$$

$$\text{Kapazität}_{\text{Quartierspeicher}} = 3 * P_{\text{Quartierspeicher}} \quad (59)$$

$P_{\text{Quartierspeicher}}$:	Installierte Leistung des Quartierspeichers
$P_{\text{PV-Leistung}}$	Installierte PV-Leistung im Netzgebiet
$\text{Kapazität}_{\text{Quartierspeicher}}$	Batteriekapazität des Quartierspeichers

Dieser Quartierspeicher, welcher als Netzoptimierende Maßnahme zugebaut werden muss, wird einerseits mit einer eigenverbrauchsoptimierten Betriebsweise und andererseits mit einer spannungsgeführten Betriebsweise analysiert.

Quartierspeicher zur Eigenverbrauchsoptimierung

Ziel dieser Betriebsweise ist, einen möglichst großen Anteil der im Netzgebiet erzeugten PV-Energie lokal zu verbrauchen. Hierfür wird der Quartierspeicher geladen, falls Energie aus dem Netzgebiet in die überlagerte Netzebene zurückgespeist würde und der Quartierspeicher entladen, bevor Energie aus dem Mittelspannungsnetz bezogen wird. Aufgrund der begrenzten Speicherkapazität ist dennoch ein Austausch mit der überlagerten Netzebene nötig.

Quartierspeicher als spannungsgeführtes Netzbetriebsmittel

Bei dieser Betriebsweise dient in MONA 2030 die Spannung am Netzanschlusspunkt des Quartierspeichers als Regelgröße. Hierfür wird die in **Abbildung 4-42** in grün dargestellte, stückweise lineare Kennlinie, verwendet.

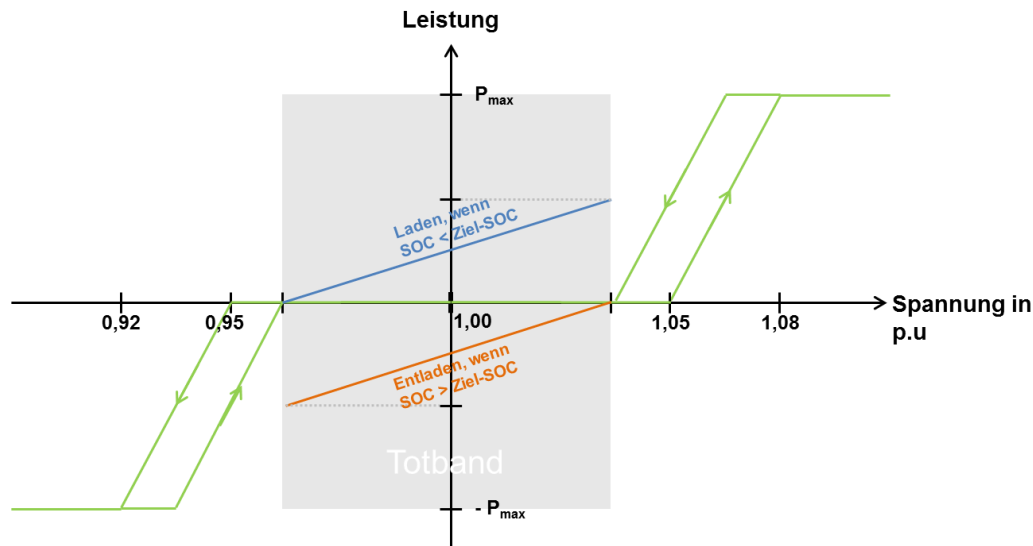


Abbildung 4-42: *Netzoptimierende Ladesteuerung (Grün: Stückweise lineare Kennlinie mit Hysterese in Abhängigkeit von Spannungszustand; Blau/Rot: Kennlinie zur Regelung hinsichtlich eines definierten Ziel-SOC in Abhängigkeit vom Spannungszustand, um zusätzliche Spannungsprobleme zu vermeiden) (nach /GREIF-01 16/)*

Bei Unterschreitung der Grenzspannung von 0,95 pu steigt die Entladeleistung des Quartierspeichers linear bis zur Maximalleistung an, welcher ab einem Spannungswert von kleiner gleich 0,92 pu erreicht wird. Um bei steigender Spannung ein stabiles Regelverhalten zu erreichen, wurde eine Hysterese mit einer Breite von 0,01 pu in die Regelkurve integriert. Somit nimmt die maximale Entladeleistung ab einer Spannung von 0,93 pu linear bis 0,96 pu ab. Dieses Regelverhalten gilt analog für die Ladeleistung bei zu hohen Spannungen.

Im Bereich zwischen 0,96 pu und 1,04 pu muss keine Leistung zur Spannungshaltung durch den Quartierspeicher bereitgestellt werden. Dieses sogenannte Totband (in der Abbildung grau eingefärbt) wird genutzt, um den Ladezustand des Quartierspeichers auf einen zuvor definierten Wert zurückzuführen. Hierfür werden die in blau und orange dargestellten linearen Kennlinien verwendet, um nicht durch zu hohe Leistungen im Totband in die Spannungsbereiche der aktiven Regelungen zu gelangen. Im Rahmen von MONA 2030 wurde die maximale Leistung im Totband auf 30 % der Nennleistung begrenzt.

Die Wahl eines geeigneten Ziel-Ladezustands ist sehr stark von den im Netzgebiet auftretenden Problemen abhängig. Beispielsweise ist ein Ladezustand von 100 % sinnvoll, wenn es ausschließlich zu Spannungsbandverletzungen unterhalb von 0,9 pu kommt. In den in Rahmen von MONA 2030 untersuchten Netzgebieten waren die dominierenden Probleme stets Spannungsbandüberschreitungen auf Grund zu großer Eispeiseleistungen, weswegen der Zielladezustand auf 0 % gesetzt wurde. /GREIF-01 16/

4.3.4.5 Blindleistungsmanagement

Die Einspeisung von Wirkleistung bedingt im ohmsch-geprägten Niederspannungsnetz eine Spannungserhöhung am Einspeisepunkt gegenüber dem Transformator. Dies liegt daran, dass der Strom vom Einspeisepunkt zum Transformator fließt und der über die

Leitung entstehende Spannungsfall zu einer Spannungserhöhung am Einspeisepunkt führt. Der Bezug von Wirkleistung hat dementsprechend eine Spannungsabsenkung zur Folge. Mit zusätzlichem Bezug induktiver Blindleistung kann die durch die Einspeisung von Wirkleistung verursachte Spannungserhöhung ein Stück weit kompensiert und die Spannung am Einspeisepunkt gegenüber reiner Wirkleistungseinspeisung vermindert werden. Analog kann die Spannung durch die Einspeisung von induktiver Blindleistung erhöht werden.

Für sämtliche mit Umrichtern ausgestattete Komponenten wie PV-Anlagen, Elektrofahrzeuge, Hausspeichersysteme, Quartierspeicher und drehzahlregelte Wärmepumpen sind in GridSim mehrere Möglichkeiten der Blindleistungsbereitstellung umgesetzt. Die Blindleistung des jeweiligen Umrichters wird entweder in Abhängigkeit der Wirkleistung der jeweiligen Komponente oder in Abhängigkeit der Spannung am Netzverknüpfungspunkt eingestellt.

Folgende Methoden sind in GridSim implementiert:

- Konstanter Leistungsfaktor - $\cos \varphi_{\text{fix}}$
- Wirkleistungsabhängiger Leistungsfaktor - $\cos \varphi(P_{\text{Anlage}})$
- Spannungsabhängiger Leistungsfaktor - $\cos \varphi(U_{\text{Netz}})$
- Wirkleistungsunabhängige, spannungsabhängige Blindleistung – $Q(U_{\text{Netz}})$

Die Umsetzung der ersten beiden Methoden orientiert sich an der Anwendungsregel *VDE-AR-N 4105 - Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz* [VDE-05 10]. In der Richtlinie wird zwischen großen und kleinen Anlagen unterschieden. Ab einer Anlagenscheinleistung $S \geq 3,68 \text{ kVA}$ darf der Netzbetreiber einen konstanten Verschiebungsfaktor ($\cos \varphi_{\text{fix}}$) oder eine wirkleistungsabhängige Kennlinie für den Verschiebungsfaktor ($\cos \varphi(P)$), mit beliebig vielen Stützpunkten, vorgeben. Für Anlagen mit einer Scheinleistung $S \leq 13,8 \text{ kVA}$ ist ein minimaler Verschiebungsfaktor von 0,95 induktiv oder kapazitiv erlaubt. Die Anlagen müssen ab 20 % der Bemessungs-Wirkleistung in der Lage sein, die geforderte Blindleistung bereitzustellen. Der vorgegebene Sollwert muss von der Erzeugungsanlage innerhalb von 10 Sekunden erreicht werden. Die Unterscheidung zwischen großen und kleinen Erzeugungsanlagen und ein sich unterscheidender Verschiebungsfaktor sind in der Simulation für Erzeuger einstellbar. Für Verbraucher oder Speicher findet diese Unterscheidung nicht statt.

Um dem Spannungsabfall entlang der Leitungen durch die Einspeisung oder den Bezug von Wirkleistung entgegenzuwirken, wird Blindleistung mit entgegengesetztem Vorzeichen eingespeist oder bezogen.

Das in GridSim verwendete Zählpfeilsystem ist das Verbraucherzählpfeilsystem. Die Wirk-Einspeiseleistung einer PV-Anlage ist dementsprechend negativ. Die maximale Blindleistung ergibt sich aus dem minimalen Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$, welcher für sämtliche Komponenten in der Simulation einzeln parametrierbar ist. Für die folgenden Abbildungen wurde ein Verschiebungsfaktor von 0,9 gewählt.

Konstanter Leistungsfaktor - $\cos \varphi_{\text{fix}}$

Bei der Bereitstellung von Blindleistung mit einem konstanten Verschiebungsfaktor ergibt sich oberhalb der Wirkleistungsschwelle von 20 % ein linearer Zusammenhang zwischen Wirk- und Blindleistung. In **Abbildung 4-43** ist die auf die maximale

Blindleistung normierte Blindleistung in Abhängigkeit der Wirkleistung dargestellt. In dem gewählten Beispiel handelt es sich um einen Erzeuger (Wirkleistung ist negativ). Der Spannungsanhebung durch die Einspeisung von Wirkleistung soll der Bezug induktiver Blindleistung entgegenwirken. Bei einem Verbraucher wie einem Elektrofahrzeug ergäbe sich ein entgegengesetztes Vorzeichen der Wirkleistung und auch der Blindleistung.

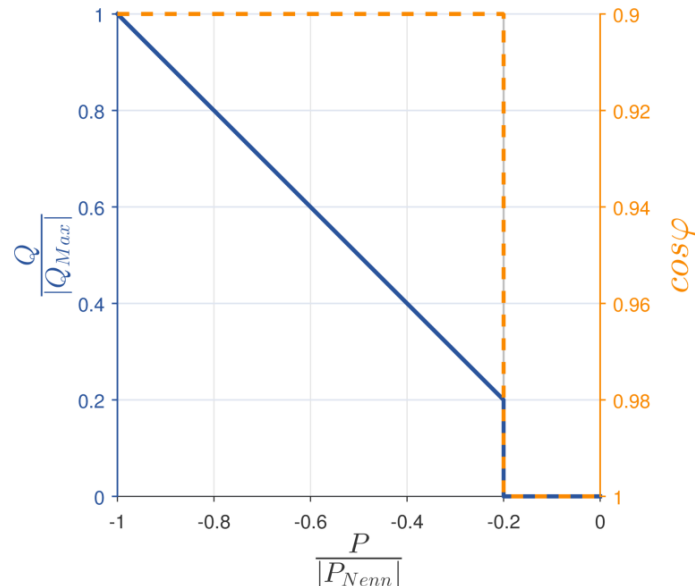


Abbildung 4-43: Konstanter Leistungsfaktor ($\cos \varphi_{fix}$) und daraus resultierende, normierte Blindleistung

Wirkleistungsabhängige Blindleistungsbereitstellung – $\cos \varphi$ (P)

Die stückweise lineare Kennlinie des Verschiebungsfaktors in Abhängigkeit der Wirkleistung wird mit zwei variablen Stützpunkten umgesetzt: Dem Schwellwert der Wirkleistung, ab dem Blindleistung bereitgestellt wird, und dem Schwellwert, ab dem der Absolutbetrag des Verschiebungsfaktors minimal wird. In **Abbildung 4-44** betragen die genannten Schwellwerte 50 und 100 %.

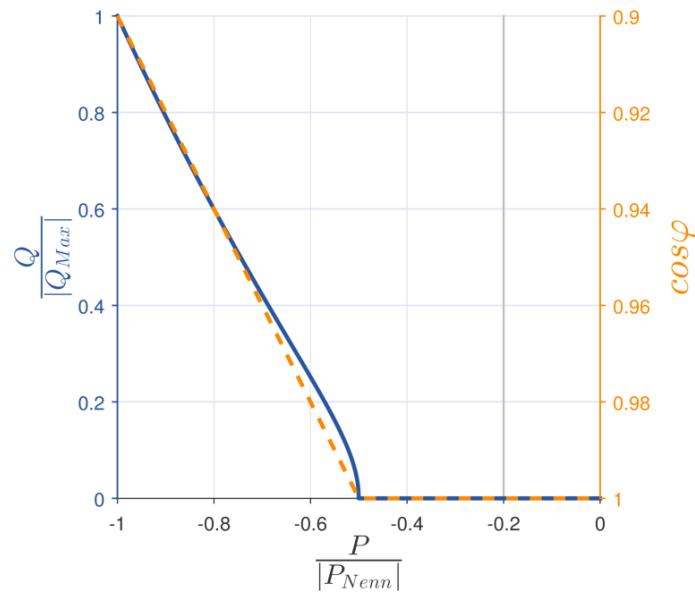


Abbildung 4-44: Wirkleistungsabhängiger Leistungsfaktor ($\cos \varphi(P)$) und daraus resultierende, normierte Blindleistung

Spannungsabhängiges Blindleistungsmanagement – $\cos \varphi(U)$

Das Einstellen des Verschiebungsfaktors in Abhängigkeit der Spannung am Netzverknüpfungspunkt ist beispielhaft in **Abbildung 4-45** dargestellt. In der Simulation sind die Grenzen des Totbandes, in dem keine Blindleistung bereitgestellt wird und die Grenzen des Betrages des minimalen Verschiebungsfaktors frei wählbar. Für **Abbildung 4-45** ist eine symmetrische Kennlinie mit Spannungsstützpunkten von $\pm 5\%$ und $\pm 8\%$ um die Nennspannung gewählt.

Die blaue Linie zeigt dabei die normierte Blindleistung bei voller Wirkleistungseinspeisung mit Nennleistung P_{Nenn} . Der tatsächlich resultierende Absolutbetrag der Blindleistung ist aufgrund der Abhängigkeit vom Absolutbetrag der Wirkleistung meist niedriger und befindet sich im grau markierten Bereich innerhalb der blauen Grenzkurve an der gleichen horizontalen Position.

Bei hoher Spannung wird diese mit bezogener Blindleistung ($Q > 0$) gesenkt, während bei niedriger Spannung selbige mit eingespeister Blindleistung ($Q < 0$) angehoben wird.

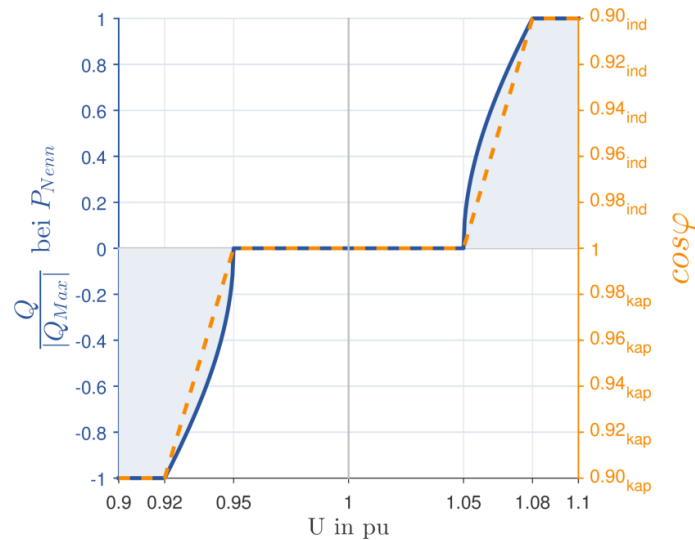


Abbildung 4-45: Spannungabhängiger Leistungsfaktor ($\cos \varphi(U)$) und daraus maximal resultierende, normierte Blindleistung

Wirkleistungsunabhängiges, spannungsabhängiges Blindleistungsmanagement – $Q(U)$

Sämtliche bisher vorgestellten Methoden besitzen eine lineare Wirkleistungsabhängigkeit, welche die Blindleistung begrenzt. Die $Q(U)$ -Regelung ist dagegen wirkleistungsunabhängig, kann also auch die maximale Blindleistung beziehen oder liefern wenn die Wirkleistung gering oder sogar Null ist, wie beispielsweise nachts bei PV-Anlagen. Die Spannungs-Stützpunkte der beispielhaften $Q(U)$ -Kennlinie in **Abbildung 4-46** wurden entsprechend denen der $\cos \varphi(U)$ -Methode in **Abbildung 4-45** gewählt. Es ergibt sich ein stückweise linearer Zusammenhang zwischen Spannung und Blindleistung. Für die Kennlinie sind in der Simulation beliebig viele Stützpunkte definierbar.

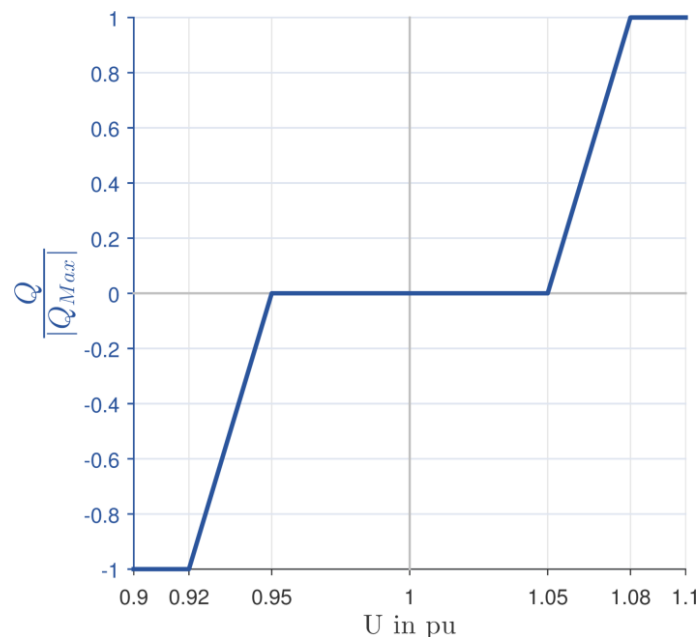


Abbildung 4-46: Wirkleistungsunabhängige, spannungsabhängige normierte Blindleistung ($Q(U)$)

4.3.4.6 Engpassmanagement – Spitzenkappung der PV-Anlagen

Eine weitere Möglichkeit zur Verbesserung der Netzstabilität ist die Spitzenkappung (auch Peak-Shaving genannt, bei der die Erzeugungsspitzen begrenzt werden). In GridSim sind unterschiedliche Möglichkeiten der Spitzenkappung bei PV-Anlagen implementiert.

Bei Spitzenkappung der PV-Anlagen wird in GridSim die Höhe der Begrenzung der Einspeisung eingestellt. Standardmäßig ist in GridSim die Begrenzung auf 70 % der Modulleistung eingestellt, was der Forderung im EEG 2012 entspricht. Zusätzlich ist es möglich, PV-Anlagen mit Hausspeichersystemen einen niedrigeren Grenzwert zuzuweisen, wie beispielsweise 50 %, um die aktuellen KfW-Förderrichtlinien für Speicher abzubilden. Im Rahmen von MONA 2030 wurde allerdings für alle PV-Anlagen der Grenzwert auf 70 % gesetzt, da die Spitzenkappung unabhängig vom Einfluss der Hausspeichersysteme analysiert werden soll.

Im Rahmen von MONA wurden zwei verschiedene Bezugspunkte für die 70 %-Grenze gewählt: der Wechselrichter oder der Hausanschluss/Netzanschlusspunkt.

Spitzenkappung am Wechselrichter

Diese einfachste Variante der Spitzenkappung begrenzt die Wechselrichterausgangsleistung strikt auf 70 % der Modulnennleistung. Sämtliche Energie, welche oberhalb dieser Grenze erzeugt wird, wird abgeregelt.

Spitzenkappung am Hausanschluss/Netzverknüpfungspunkt

Bei dieser Variante wird die maximale Einspeiseleistung von 70 % der Modulnennleistung auf den Netzverknüpfungspunkt bezogen und somit der Verbrauch an diesem Gebäude oder die Einspeicherung in einen Speicher abgezogen, bevor auf 70 % gekappt wird. Es wird folglich zuerst der Eigenbedarf innerhalb des Gebäudes gedeckt und erst danach, falls nötig, die Leistung gekappt. Somit muss unter Einhaltung der Bedingung, dass maximal 70 % der Modulnennleistung in das Stromnetz eingespeist werden darf, in Summe weniger abgeregelt werden. Zur praktischen Umsetzung dieser Variante ist eine zusätzliche Messung am Netzverknüpfungspunkt nötig.

4.3.4.7 Spannungsgeführte Ladung von Elektrofahrzeugen

Die netzdienliche Ladesteuerung der Elektrofahrzeuge basiert auf einer spannungsabhängigen Reduktion der Ladeleistung. In **Abbildung 4-47** ist die hierfür hinterlegte, stückweise lineare, Kennlinie dargestellt. Ziel dieser Ladesteuerung ist es die Ladeleistung der Elektrofahrzeuge bei niedrigen Spannungen, kleiner 0,93 pu, zu reduzieren um eine Spannungsbandverletzung zu verhindern.

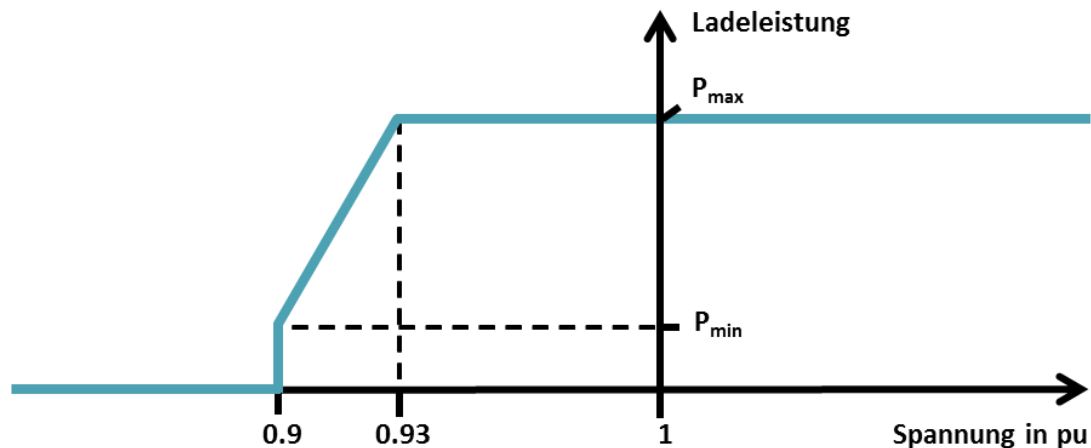


Abbildung 4-47: Kennlinie der netzdienlichen, spannungsführten Ladesteuerungen /FFE-32 17/

Die zu Grunde liegende Idee ist, dass diese Elektrofahrzeuge mit zu dieser niedrigen Spannung beitragen. In MONA 2030 wird als Grenzwert zur Reduktion der Ladeleistung 0,93 pu am Netzverknüpfungspunkt des Elektrofahrzeugs gewählt. Diese Spannung wird linear bis zu einer Mindestladeleistung von 6 A je benutzter Phase reduziert. Diese Grenze von 6 A ist die minimale Ladeleistung nach der Norm IEC 61851 /IEC-01 12/. Ab einer Spannung von 0,9 pu wird der Ladevorgang vollständig unterbrochen. Falls die Spannung im Anschluss an die Leistungsreduktion wieder ansteigt, wird die Ladung wieder aufgenommen. Diese Ladesteuerung verändert somit die Ladeleistung nur, wenn dies nötig ist.

4.3.4.8 Eigenverbrauchsoptimierte Ladung von Elektrofahrzeugen

Darüber hinaus besitzt GridSim die Möglichkeit einer Ladesteuerung zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs. Ohne Ladesteuerung erfolgt der Beginn des Ladevorgangs unverzüglich nach Anschluss an das Stromnetz. Dies garantiert dem Nutzer zwar eine schnellstmöglich voll aufgeladene Batterie, kann aber zeitgleich zu einer Reduzierung des PV-Eigenverbrauches führen, da gleichzeitig mit der Ankunft des Fahrzeuges häufig auch der Haushaltsverbrauch steigt. Aufgrund des hohen Strombedarfs lädt das Elektrofahrzeug, beispielsweise bei einer Ladung an einer Ladestation mit 11 kW, überwiegend aus dem Stromnetz, da der Bedarf die verfügbare Leistung der PV-Anlage oder des Hauspeichersystems übersteigt. Die Ladesteuerung zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs verschiebt deshalb einen Teil des Ladevorgangs in Zeitbereiche, in denen ein Überschuss an selbst erzeugter Energie vorherrscht und somit weniger Strom aus dem Netz bezogen werden muss. Um eine ausreichende Ladung des Elektrofahrzeuges zu gewährleisten, werden hierbei die in Kapitel 4.3.3.1 erläuterten Bereiche der Batterie genutzt. Das Fahrzeug wird folglich, falls der Ladezustand kleiner als SoC_{min} ist, direkt mit voller Leistung bis SoC_{min} geladen. Ebenso wird durch die Ladesteuerung sichergestellt, falls innerhalb der Standzeit möglich, dass das Elektrofahrzeug bis zur nächsten Abfahrt bis mindestens zum SoC_{Wunsch} geladen wird. In allen weiteren Fällen wird das Fahrzeug nur bei Überschuss mit der zur Verfügung stehenden Überschussleistung an diesem Hausanschluss geladen.

4.3.4.9 Hybridnetze Power2Heat: spannungsgeführte Flexibilisierung WP/ESH

Diese Ladesteuerung ermöglicht netzorientiertes Laden der Wärmespeicher. Der Leistungsbezug der Power2Heat-Anlage ist hierbei vom Power2Heat-Typ (elektrische Speicherheizungen oder Wärmepumpen), der im individuellen Gebäude vorhandenen Anlagenleistung und der Spannung am Netzanschlusspunkt abhängig. Hierfür sind vier Spannungsgrenzen relevant:

- Obere Spannungsgrenze (z.B. 1,09 pu): Diese Grenze liegt nahe der maximal erlaubten Spannung im Spannungstoleranzband, sodass eine Übertretung eine Spannungsbandverletzung zur Folge hätte.
- Obere Spannungsgrenze mit Puffer (z.B. 1,07 pu): Diese Grenze liegt leicht unterhalb der oberen Spannungsgrenze.
- Untere Spannungsgrenze (z.B. 0,91 pu): Diese Grenze liegt nahe der minimal erlaubten Spannung im Spannungstoleranzband, sodass eine Übertretung eine untere Spannungsbandverletzung zur Folge hätte.
- Untere Spannungsgrenze mit Puffer (z.B. 0,93 pu): Diese Grenze liegt etwas höher als die untere Spannungsgrenze.

Ist freie Speicherkapazität im Kombispeicher vorhanden und die Spannung am Netzanschlusspunkt übersteigt die *obere Spannungsgrenze*, schaltet die angeschlossene Power2Heat-Anlage mit maximaler Leistung zu.

Bei einer Überschreitung der *oberen Spannungsgrenze mit Puffer* schalten die Power2Heat-Anlagen ebenfalls zu, jedoch mit einer verminderten Leistung gemäß **Formel (60)**.

$$P_{WP,spannungsgef\ddot{u}hrt} = \frac{U_{\text{aktuell}} - U_{\text{max mit Puffer}}}{U_{\text{max}} - U_{\text{max mit Puffer}}} \cdot (P_{WP,max} - P_{WP,min}) + P_{WP,min} \quad (60)$$

$P_{WP,spannungsgef\ddot{u}hrt}$:	Leistung der spannungsgeführten Wärmepumpe
U_{aktuell} :	Aktuelle Spannung am NAP
U_{max} :	Obere Spannungsgrenze (ohne Puffer)
$U_{\text{max mit Puffer}}$:	Obere Spannungsgrenze mit Puffer
$P_{WP,max}$:	Maximalleistung der Wärmepumpe
$P_{WP,min}$:	Minimalleistung der Wärmepumpe

Bei elektrischen Speicherheizungen hingegen wird das Verhältnis der Spannungsgrenzüberschreitung mit der Anzahl der Wohneinheiten im Gebäude multipliziert (z.B. 0,4 x 4 Wohneinheiten = 1,6 Wohneinheiten). Die ESH-Leistung der aufgerundeten Anzahl an Wohneinheiten wird zugeschaltet.

Sinkt die Spannung unter die *untere Spannungsgrenze*, wird bei Wärmebedarf zunächst der Puffer entladen, damit die Anlage nicht schaltet und der Strombezug des Hausanschlusses vermindert wird. Sinkt der Speicherzustand jedoch unter den minimalen Speicherzustand, lädt die Power2Heat-Anlage trotz niedriger Spannung mit Vollast, da die Bereitstellung der benötigten Wärme priorisiert ist.

Bei Wärmebedarf zu Zeiten in denen die untere Spannungsgrenze mit Puffer unterschritten ist, dürfen drehzahlgeregelte Wärmepumpen nur mit vermindelter Leistung zuschalten. Diese bestimmt sich aus der mit **Formel (61)** errechneten

spannungsbedingten Maximalleistung. Da für die elektrischen Speicherheizungen keine Bilanzierung je Wohneinheit erfolgt, ist eine Zuschaltung eines Teils der Wohneinheiten zur Deckung des Wärmebedarfes nicht möglich. Wird nur ein Teil der elektrischen Speicherheizungen geladen, kann die Unterschreitung des minimalen Speicherfüllstandes in anderen Wohneinheiten nicht verhindert werden.

$$P_{WP,spannungsgefuehrt} = \frac{U_{min\ mit\ Puffer} - U_{aktuell}}{U_{min\ mit\ Puffer} - U_{min}} \cdot (P_{WP,max} - P_{WP,min}) + P_{WP,min}$$

$P_{WP,spannungsgefuehrt}$:	Leistung der spannungsgeführten Wärmepumpe	(61)
$U_{aktuell}$:	Aktuelle Spannung am NAP	
U_{min} :	Untere Spannungsgrenze (ohne Puffer)	
$U_{min\ mit\ Puffer}$:	Untere Spannungsgrenze mit Puffer	
$P_{WP,max}$:	Maximalleistung der Wärmepumpe	
$P_{WP,min}$:	Minimalleistung der Wärmepumpe	

Sobald der *minimale Speicherzustand* am Ende des Zeitschrittes unterschritten wird, muss die Power2Heat-Anlage den aktuellen Wärmebedarf decken.

4.3.4.10 Hybridnetze Power2Heat: eigenverbrauchsoptimierte Flexibilisierung WP/ESH

Ziel der Ladesteuerung ist es, möglichst viel des selbst erzeugten Stromes selber zu verbrauchen. Bei allen Eigenverbrauchsregelungen gilt, dass zuerst die direkten Verbräuche der klassischen Haushalte in diesem Gebäude gedeckt werden. Als zweites werden hier die Elektrofahrzeuge berücksichtigt, da diese nur eine begrenzte Verfügbarkeit haben. Hieraus ergibt sich die relevante Residuallast für die Power2Heat-Anlagen. Sofern freie Speicherkapazität vorhanden ist, bzw. der *maximale Speicherfüllstand für EE* noch nicht erreicht ist, und am Netzanschlusspunkt eine Rückspeisung stattfinden würde, wird der Wärmespeicher durch die Power2Heat-Anlage geladen. Der minimale Betrag der Rückspeiseleistung $P_{Residual,min}$, welcher erreicht werden muss damit die Power2Heat-Anlage zuschaltet, wird für jeden Hausanschluss in Abhängigkeit von der Maximalleistung der angeschlossenen Power2Heat-Anlage $P_{P2H,max}$ und dem Minimallastfaktor f definiert.

$$P_{Residual,min} = f \cdot P_{P2H,max}$$

$P_{Residuallast,min}$:	Minimale Residuallast	(62)
f :	Minimallastfaktor	
$P_{P2H,max}$:	Maximalleistung der P2H-Anlage	

Wird $P_{Residual,min}$ überschritten, laden nicht regelbare Power2Heat-Anlagen mit voller Last, drehzahlgeregelte Wärmepumpen entsprechend der Rückspeiseleistung, eingeschränkt durch Minimal- und Maximalleistung. Da elektrische Speicherheizungen nur auf Wohneinheitenebene schalten können, wird zunächst das Verhältnis der Residuallast zum Leistungsbezug einer Wohneinheit berechnet. Hieraus wird abgeleitet wie viele Wohneinheiten zuschalten müssen, damit die Rückspeiseleistung verbraucht wird.

4.3.4.11 Topologische Schalthandlung

Zur Bewertung der Topologischen Schalthandlungen werden im Rahmen von MONA 2030 von zwei der neun Typnetze Varianten mit zusätzlichen Leitungen, welche die Netze vermaschen, simuliert. Die betrachteten Netzpläne sind im Teilbericht „Maßnahmenklassifizierung“ im Kapitel 5.7 (Abbildungen 5-108 und 5-109) dargestellt.

4.4 Auswertungsmethodik und Ergebnisverwaltung

Im Anschluss an die Simulation ist eine strukturierte und automatisierte Ergebnisaufbereitung unerlässlich. Während einer Einzelsimulation werden für jeden Hausanschluss und jede Komponente sämtliche Leistungs-, Strom-, und Spannungsdaten gespeichert. Zusätzlich hierzu werden Verluste errechnet, Regelungszustände und viele weitere Daten erhoben und in den Rohergebnissen gespeichert. Ein Rohergebnis einer Simulation mit einer 5-Minutenauflösung hat je nach Wahl des Typnetzes einen Speicherbedarf von 50 bis zu 1.200 MB.

Um aus dieser Datenmenge die relevanten und aussagekräftigen Informationen zu kondensieren, wurde ein mehrstufiger Auswertungsprozess entwickelt, welcher im folgenden Unterkapitel erklärt wird.

4.4.1 Stufenmodell

In der ersten Stufe werden basierend auf den Rohergebnissen sog. Single-Distribution-Results (SD-Results) erstellt. Dabei werden die großen dreidimensionalen Matrizen der Rohergebnisse mit den Strömen, Spannungen und Wirk- und Blindleistungslastgängen bezüglich ihrer Mittel- und Extremwerte sowie Betriebsmittelüberlastungen analysiert. Die Rohergebnisse werden beispielsweise zu Spannungs- und Auslastungshistogrammen oder Energieverbräuchen je Haushalt zusammengefasst, sodass alle relevanten Ereignisse und Ergebnisse erfasst bleiben. In den SD-Results sind somit keinerlei Daten je Zeitschritt, sondern nur deren statistische Auswertungen gespeichert. Zusätzlich werden sämtliche Leistungsdaten zu Energiemengen zusammengefasst, um Auswertungen bezüglich erzeugter, verbrauchter oder Verlustenergie zu ermöglichen.

Hierbei kann die Dateigröße deutlich auf einige MB (5 – 20 MB) je SD-Result reduziert werden. In **Abbildung 4-48** ist das Stufenmodell dargestellt. Die Zylinder repräsentieren hierbei die Rohergebnisse, welche in die Single-Distribution Results überführt werden. Die in der Grafik enthaltenen Zahlen repräsentieren unterschiedliche Netzgebiete und/oder Szenarien und dienen lediglich zur Verdeutlichung. Im nächsten Schritt werden die Simulationen mit den gleichen Parametern, welche sich ausschließlich durch die unterschiedliche Verteilung der Komponenten im Netzgebiet unterscheiden, in den Multi-Distribution-Results (MD-Results) zusammengefasst. Somit entsteht je Parameterset/Szenario und Netzgebiet ein MD-Result.

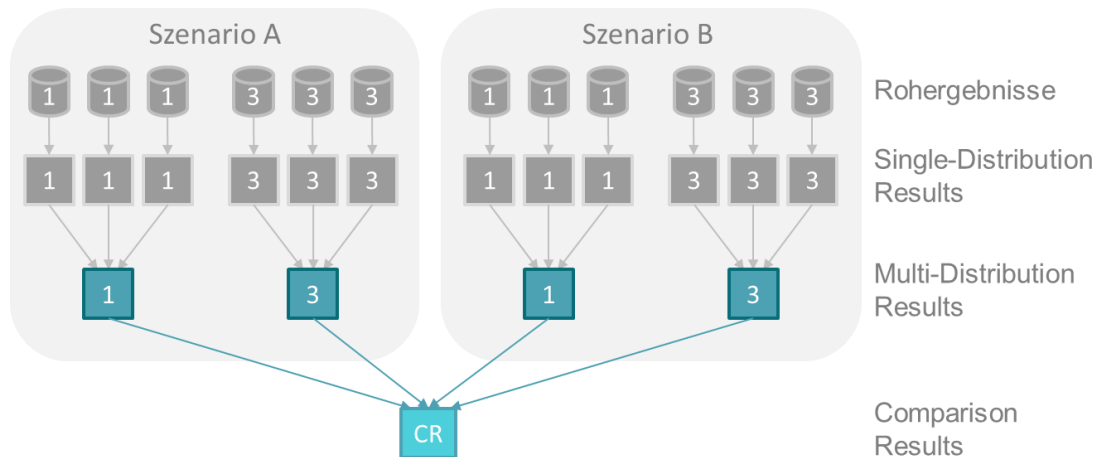


Abbildung 4-48: Schematischer Aufbau der Auswertungsstufen

Bei der Erstellung der MD-Results erfolgt eine statistische Auswertung der verschiedenen SD-Results durch die Berechnung der Mittelwerte, Mediane, Extrema und Varianzen. Durch die Mittelung in den MD-Results über mehrere Verteilungen wird der Einfluss der zufälligen Verteilung der Komponenten auf das Ergebnis gemindert und es können allgemeine Aussagen über das Netzgebiet getroffen werden.

Die darauffolgende Comparison Results Stufe ermöglicht dem Benutzer einen direkten Vergleich zweier Auswertungen mittels grafischer Darstellungen, die über eine graphischen Oberfläche (GUI) schnell erstellt werden können. Dabei können beispielsweise Differenzdiagramme erstellt werden, um die Ergebnisse verschiedener Szenarien besser vergleichen zu können. Anders als die drei vorherigen Auswertungsstufen läuft die Comparison Results Stufe nicht voll-automatisiert ab, da sich theoretisch beliebig viele Results der vorherigen Stufen miteinander in tabellarischer und grafischer Form vergleichen lassen. Deshalb ist eine manuelle Auswahl mittels GUI notwendig, um die gewünschten Daten und Darstellungsformen auszuwählen. Zusätzlich zur Auswertung mittels der beschriebenen GUI werden ausgewählte Ergebnisse aus den SD- und MD-Results in eine Datenbank geschrieben. Mit Hilfe dieser Datenbank ist es möglich, beliebige Simulationsergebnisse zu vergleichen. Zur einfachen Vergleichbarkeit kann in der Datenbank nach einzelnen Simulationsparametern gefiltert werden und somit die einzelnen Netzoptimierenden Maßnahmen systematisch verglichen werden.

4.4.2 Auswertungsmöglichkeiten

Die im vorherigen Kapitel beschriebenen Auswertungsstufen ermöglichen umfassende Analysemöglichkeiten. GridSim ermöglicht dabei eine weitreichende Ergebnisbetrachtung, die neben technischen Aspekten beispielsweise auch die Emissionsbilanz berücksichtigt.

4.4.2.1 Technische Auswertung

Die technischen Auswertungsmöglichkeiten mit Hilfe von GridSim lassen sich in die Kategorien Netzzustände, Energiebilanzen, Regelungszustände und statistische Auswertungen unterteilen.

Netzzustände

Unter diesem Aspekt werden alle Auswertungen aus dem Bereich Netzzustand/Netzqualität zusammengefasst. Hierunter fallen zum einen sämtliche Berechnungen von Betriebsmittelauslastungen, wie beispielsweise Leitungen oder Transformatoren, und Spannungsauswertungen. Bei der Auswertungen der Betriebsmittelauslastungen wird zusätzlich ausgewertet, wie oft und wie lange ein Betriebsmittel überlastet wird oder einen gewissen Schwellwert überschreitet.

Bei den Spannungsauswertungen werden die Spannungen an allen Knoten des Netzgebietes hinsichtlich verschiedener Kriterien ausgewertet. Eine Hauptauswertung ist die Untersuchung, ob das erlaubte Spannungsband von $\pm 10\%$ um die Nennspannung eingehalten wird und falls nicht, wie oft, wo und wie lange sich die Spannung außerhalb des definierten Spannungsbands befindet. Basierend hierauf können Netzschwachstellen detektiert werden. Die Grenzwerte der Spannung sind frei einstellbar.

Ein weiterer Punkt bei der Analyse der Netzzustände ist die Betrachtung der Unsymmetrie der einzelnen Phasen.

Energiebilanzen

Mit GridSim können nicht nur Netzzustände erfasst und analysiert werden, sondern auch eine energetische Betrachtung des Netzgebiets durchgeführt werden. Somit ist es möglich eine Energiebilanz des Netzgebiets zu berechnen. Im Folgenden werden einige beispielhafte Auswertungen erläutert.

Bezogen auf das Netzgebiet können beispielsweise die Energieverbräuche einzelner Komponenten wie Haushalte, Power2Heat-Anlagen oder Elektrofahrzeuge sowie die Erzeugung von PV-Anlagen aggregiert werden. Basierend hierauf kann der Eigendeckungs- und Eigenverbrauchsgrad des Netzgebiets ermittelt werden. Zusätzlich kann aufgrund der Zuweisung der Komponenten zu Gebäuden aber auch der Eigendeckungs- und Eigenverbrauchsgrad jedes Gebäudes im Netzgebiet analysiert werden.

Ebenso werden für sämtliche Speicher Energiebilanzen sowie deren Zyklen und mittlere Ladezustände ermittelt. Neben diesen Energiebilanzen werden Verluste der Speicher (z. B. Hausspeichersysteme, Quartierspeicher oder Wärmespeicher) berechnet. Zusätzlich werden für das Netzgebiet sämtliche Netzverluste ausgewertet.

Regelungszustände

Die Auswertung der Regelungszustände von beispielsweise rONT oder Speichern ermöglicht es, die Auswirkungen der gewählten Ladesteuerung auf deren Lebensdauer abzuleiten. So werden beispielsweise bei Laststufenschalter sämtliche Schalthandlungen aufsummiert. Bei Speichern ist es möglich, Stillstandszeiten, in denen beispielsweise weitere Erlöse generiert werden könnten, oder Zeiten in denen die Speicher voll/leer sind zu berechnen. Ebenso wird erfasst, wenn beispielsweise die Ladung der Elektrofahrzeuge in der netzdienlichen Ladesteuerung aufgrund zu niedriger Netzspannung unterbrochen wird.

Statistische Auswertungen

Neben den bereits erwähnten Auswertungen können ebenso statistische Auswertungen bezüglich der simulierten Komponenten im Netzgebiet durchgeführt werden. Beispielsweise kann die Ladegleichzeitigkeit aller Elektrofahrzeuge im Netzgebiet ausgewertet werden. Diese und ähnliche Auswertungen sind auch für andere Komponenten im Netzgebiet möglich

4.4.2.2 Ökologische Auswertung

Im Rahmen des Projekts MONA 2030 werden die notwendigen CO₂-äquivalenten Emissionen pro Kilowattstunde basierend auf einem stündlichen Kraftwerksmix berechnet. Die Methodik für die Simulation des stündlichen Kraftwerksmix ist in /NOBI-01 16/ und /ET-05 15/ detailliert beschrieben. Mittels der spezifischen CO₂-Emissionsfaktoren der verschiedenen Energieerzeuger führt der Kraftwerksmix zu gemittelten CO₂-Emissionswerten je Kilowattstunde mit einer stündlichen Auflösung. Die Daten für den Kraftwerksmix in Deutschland für das Jahr 2030 stammen aus dem Energiesystemmodell *ISAaR*. Mit der Kenntnis der Lastflüsse im Wohngebiet und den CO₂-äquivalenten Emissionen pro Kilowattstunde wird unter Anwendung des Simulationstools „GridSim“ die Bilanz von Treibhausgas (THG)-Emissionen in allen implementierten Komponenten berechnet. Die Berechnung der CO₂-äquivalenten Emissionen erfolgt dabei im Anschluss an eine Simulation eines Netzgebiets im Auswertungsteil von „GridSim“.

Schema der Emissionsberechnung

Die Berechnung aller Emissionsflüsse im Netzgebiet erfolgt verbraucherscharf, wodurch es nicht nur möglich ist, eine Bilanz zwischen verschiedenen Hausanschlüssen zu ziehen, sondern auch Bilanzen zwischen einzelnen Verbrauchern wie z. B. Elektrofahrzeugen oder Hausspeichersystemen sind möglich.

In **Abbildung 4-49** ist das Graphenschema eines beispielhaften Netzgebiets dargestellt. Ausgehend vom Knoten „Netz“ wird das Gebiet über die Kante „eNetz“ mit Energie versorgt. Energie, die vom Knoten „Netz“ zum Knoten „Ortsnetztransformator (ONT)“ fließt, entspricht immer dem aktuellen Strommix für Deutschland zu diesem Zeitpunkt. Die Kante „eNetz“ arbeitet jedoch bidirektional. Demnach kann zu Zeiten von hoher Produktion durch Photovoltaik und niedrigem Verbrauch im Netzgebiet auch elektrische Energie über den ONT in die übergeordnete Netzebene zurückfließen. Bei dieser Energie handelt es sich im Modell immer um reine PV-Energie, da die einzigen Erzeuger im Netzgebiet Photovoltaikanlagen sind. Die CO₂-äquivalenten Emissionen pro Kilowattstunde sind für PV-Energie in der Regel deutlich niedriger als die des Strommix in Deutschland. Es tritt somit eine Substitution von Emissionen auf.

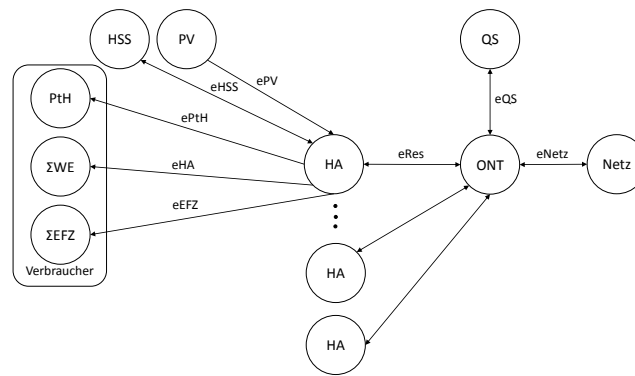


Abbildung 4-49: Strukturelle Graphendarstellung eines Netzgebiets

Der Knoten „ONT“ ist mit einer Vielzahl von Hausanschlüssen (HA) und gegebenenfalls mit einem „Quartierspeicher (QS)“ bidirektional verbunden. Anders als bei einem Hausspeichersystem speichert der Quartierspeicher je nach Ladesteuerung auch Energie aus dem Netz. Falls der „QS“ zu Beginn der Simulation nicht leer ist, werden die darin enthaltenen Emissionen mit Hilfe eines fixen Strommix berechnet. Dieser initiale Strommix entspricht der Mittelung einer Jahressimulation und ist parametrierbar. Die Anzahl der Hausanschlüsse hängt von der Wahl des Netzgebiets ab. Jeder „HA“ wiederum verfügt über mindestens eine „Wohneinheit (WE)“. Als reine Verbraucher zählen die Summe aller Haushalte, die Summe aller „Elektrofahrzeuge (EFZ)“ und gegebenenfalls eine Power2Heat-Anlage im Haus. Als reine Erzeuger gelten „Photovoltaikanlagen (PV)“ von denen jeder „HA“ maximal eine besitzen kann. Ein mögliches „Hausspeichersystem (HSS)“ ist der einzige Knoten mit einer bidirektionalen Kante, da dieses sowohl Energie ein- als auch auspeichern kann. In dem Modell treten „SBS“ immer in Kombination mit „PV“ auf und speichern deshalb immer nur PV-Energie.

Aufgrund der bereits abgeschlossenen Lastflusssimulation sind bereits zu Beginn der Emissionsberechnung alle Lastflüsse zu jeder Stunde in allen Kanten bekannt. Dasselbe gilt für die stündlichen Speicherstände aller elektrischen Speicher im Netzgebiet. Für die „EFZ“ wurde ebenfalls, wie bereits beim „QS“ beschrieben, ein initialer Speicher Mix berechnet.

Vergleich von konventionellen und elektrischen Verbrauchern

Die Auswertung bietet u.a. die Möglichkeit, einen Vergleich zwischen konventionellen und elektrischen Verbrauchern zu ziehen. Diese Möglichkeit besteht sowohl für Fahrzeuge als auch für Heizsysteme. Bei den Fahrzeugen erfolgt der Vergleich über die Anzahl der gefahrenen Kilometer. Das Modell berechnet, wie viele Kilometer alle Elektrofahrzeuge insgesamt im Simulationszeitraum gefahren sind und multipliziert diesen Wert mit den spez. Emissionen eines konventionellen Fahrzeugs. Die betrieblichen CO₂-Emissionen eines Autos mit Ottomotor sind mit 0,154 kg/km angenommen. Dieser Wert ist dem Faktencheck zu Elektromobilität und Marktprämie entnommen. /FFE-35 16/

In **Abbildung 4-50** ist die Gegenüberstellung der entstandenen absoluten Emissionen bei einer Jahressimulation dargestellt. Bei dieser Simulation wurde das MONA-Typnetz 8008 (Kapitel 4.2.1.3) verwendet. Der prozentuale Anteil von PV-

Anlagen je VHA liegt bei 30 % und die Durchdringung des Netzgebiets mit Elektrofahrzeugen bei 19 %. Es zeigt sich, dass die Elektrofahrzeuge bei dieser Beispielsimulation deutlich weniger Emissionen verursachen als die konventionellen Fahrzeuge. Dies liegt unter anderem an dem sehr hohen Anteil von Erneuerbaren Energien im Strommix des Jahres 2030.

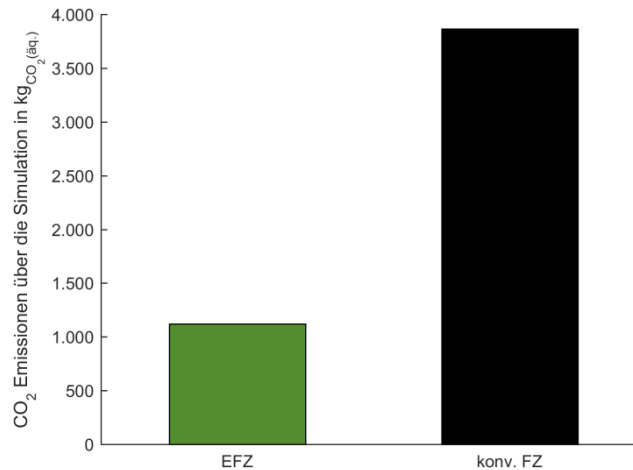


Abbildung 4-50: Vergleich der jährlichen Emissionen von Elektrofahrzeugen und konventionellen Fahrzeugen

Analog hierzu ist der Vergleich der Power2Heat-Anlagen mit konventionellen Wärmeerzeugern möglich. Dieser erfolgt über die erzeugte Wärmemenge. Als Heizsysteme werden Ölkessel, Gaskessel und Biomassekessel berücksichtigt. Bei den beiden ersten Systemen wird sowohl die Ausführung mit Brennwert als auch die mit Heizwert berücksichtigt und basierend darauf die Emissionen berechnet.

Verdrängung des „letzten“ Kraftwerks

Um zu bewerten welche Menge an Emissionen bei einer Rückspeisung in das Stromnetz substituiert wird, gibt es die Option, die Verdrängung des sogenannten letzten Kraftwerks zu berechnen. Aus dem Energiesystemmodell ISAAr sind für das Jahr 2030 alle Kraftwerksgrenzkosten für Deutschland in stündlicher Auflösung verfügbar. Zusammen mit dem stündlichen Strompreis für dieses Jahr, berechnet sich gemäß der Merit Order das sogenannte „letzte“ Kraftwerk in Deutschland zu jeder Stunde. Hierdurch lassen sich die durch Rückspeisung substituierten Emissionen bestimmen. Kommt es zu einer Überdeckung von PV-Energie im Netzgebiet, verdrängt die resultierende negative Residuallast nicht die gemittelten Emissionen des deutschen Strommix, sondern die spezifischen Emissionen des Kraftwerks mit den höchsten Grenzkosten. Sollte der Strompreis günstiger sein als die Grenzkosten des billigsten laufenden Kraftwerks, kommt es trotz negativer Residuallast zu keiner Substitution von Emissionen. Dieser Zusammenhang ist in **Abbildung 4-51** zu erkennen. Auf der X-Achse sind alle Stunden aufgetragen, in denen es zu einer Rückspeisung aus dem Netzgebiet in der Beispielsimulation kommt. In allen Stunden, in denen die spez. Emissionen null sind, ist der Strompreis niedriger als die Grenzkosten des günstigsten Kraftwerks in Deutschland.

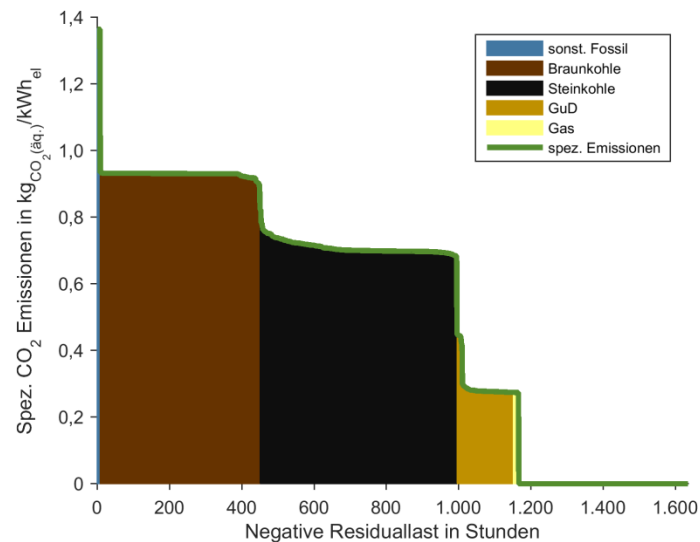


Abbildung 4-51: *Spezifische Emissionen der verdrängten Kraftwerke in einer beispielhaften Jahressimulation*

Wie aus Abbildung 4-51 zu entnehmen ist, variiert das „letzte“ Kraftwerk über das gesamte Jahr und es wird nicht immer derselbe Kraftwerkstyp substituiert. Dies wird durch den stufenförmigen Verlauf der spezifischen Emissionen deutlich. In Abbildung 4-51 zeigt sich, dass von den sieben möglichen fossilen Kraftwerken vorwiegend Braunkohle-, Steinkohle- und GuD-Kraftwerke verdrängt werden.

Der Jahresverlauf der absolut vermiedenen Emissionen zeigt, dass es im Sommer häufiger zu größeren Rückspeisungen kommt als im Winter. Ein beispielhafter Verlauf hierfür ist in **Abbildung 4-52** abgebildet. Dabei sind für jeden Tag die absolut vermiedenen Emissionen pro Stunde aufsummiert.

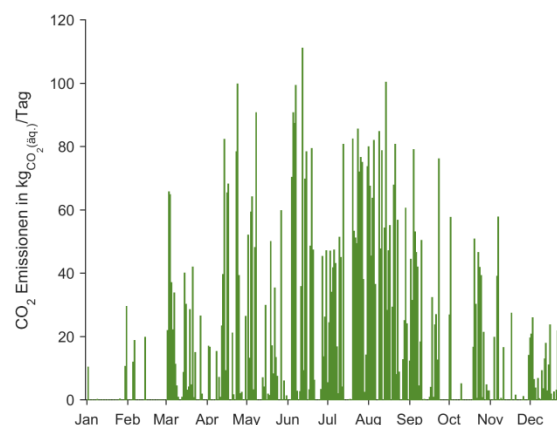


Abbildung 4-52: *Jahresverlauf der absolut vermiedenen Emissionen je Tag bei einer Jahressimulation*

Die Emissionsberechnung stellt eine Auswertungsmöglichkeit dar, mit der es möglich ist, alle CO₂-äquivalente Emissionen in einem Netzgebiet in Stundenaufösung zu berechnen. Die Berechnung erfolgt sowohl verbraucher- als auch erzeugerscharf. Dadurch ist es möglich, die Auswirkung von Netzoptimierenden Maßnahmen auf die Emissionsbilanz im Netzgebiet zu untersuchen. Dabei wird ebenso betrachtet, ob es durch eine sehr hohe Erzeugungsleistung im Netzgebiet zu einer Verdrängung von

einem Kraftwerk in Deutschland und damit zu einer Substitution von Emissionen kommen kann.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Der vorliegende Bericht beschreibt die für die Betrachtungen im Projekt MONA 2030 notwendigen Basisdaten, deren Herleitung sowie die notwendige Verarbeitung in speziell entwickelten Modellen.

Drei Modellumgebungen als Grundlage der quantifizierenden Bewertung Netzoptimierender Maßnahmen im Rahmen von MONA 2030

Zu diesem Zweck wurde insbesondere die Struktur des regionalisierten Energiesystemmodells „FREM“ erweitert und Datenmaterial hierfür akquiriert. Zudem wurden die Modellumgebungen des Verteilnetz-Simulationsprogrammes „GridSim“ und des *integrierten Simulationsmodells zur Anlageneinsatz- und -ausbauplanung mit Regionalisierung* („ISAaR“) erweitert und entsprechend der Anforderungen der aufgeworfenen Forschungsfragen angepasst. Dabei wurden insbesondere Schnittstellen der beiden Simulationsmodelle ISAaR und GridSim zum FREM angelegt. Die Verknüpfung der beiden Modelle erfolgt über einzelne Datenreihen (vgl. **Abbildung 5-1**).

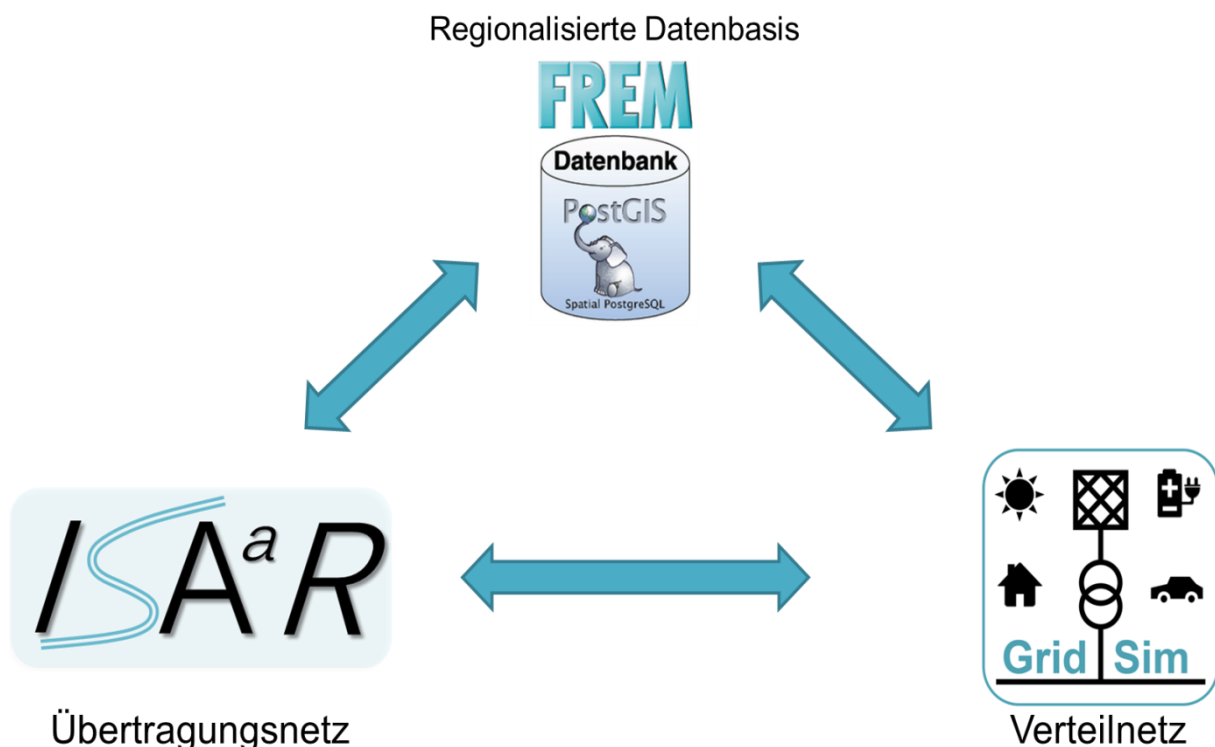


Abbildung 5-1: Darstellung der drei im Projekt MONA 2030 zur Anwendung kommenden Modellumgebungen

Aggregation regionalisierter Energiesystemdaten im „FREM“

Im regionalisierten Energiesystemmodell FREM können umfangreiche Datensätze strukturiert gespeichert, analysiert sowie für die Modellierung aufbereitet werden (vgl. Kapitel 2). Die hohe zeitliche und räumliche Auflösung der Daten dient der detaillierten Beschreibung des Energiesystems mit einer regionalen Betrachtung von der europäischen Ebene bis hin zu einzelnen Gemeinden. Diese hohe Datenqualität ermöglicht in MONA 2030 eine Regionalisierung der im Szenario-Prozess ermittelten

Mantelzahlen und damit eine Verwendung dieser in den Übertragungs- und Verteilnetzbetrachtungen.

Analyse Netzoptimierender Maßnahmen im Übertragungsnetz mit „ISAAr“

Das lineare Optimierungsmodell ISAAr umfasst die Sektoren Strom, Wärme und Gas, sowie alle in diesen Sektoren relevanten Erzeuger, Speicher und Verbraucher. Es ermöglicht die Analyse von Netzoptimierenden Maßnahmen im Übertragungsnetz (vgl. **Abbildung 5-2** und Kapitel 3).

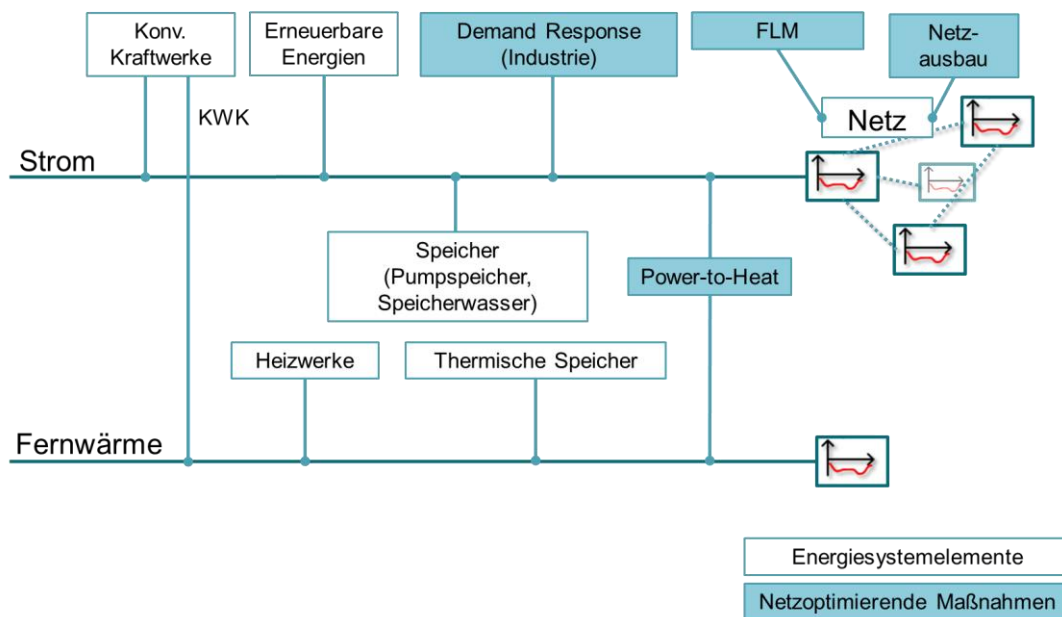


Abbildung 5-2: *Modellierte Energiesystemelemente und Netzoptimierende Maßnahmen in ISAAr*

Zudem wird die regionale Kopplung des Elektrizitätssektors durch die Abbildung des europäischen Übertragungsnetzes mit 496 Knoten in Deutschland & Österreich und 1.500 Knoten im restlichen Europa berücksichtigt. Als Optimierungsziel können z. B. die Minimierung der Systemgesamtkosten, Emissionen oder auch die Netzauslastung angesetzt werden. Sowohl die Einsatzplanung bestehender Anlagen als auch eine Ausbauplanung für zukünftige Bestandteile wie z. B. Stromspeicher, kann mit ISAAr simuliert werden. Die Implementierung des PTDF-Verfahrens, einer DC-Approximation des AC-Lastflusses, ermöglicht es valide Aussagen über die Auswirkungen der Netzoptimierenden Maßnahmen im Übertragungsnetz zu treffen.

GridSim - Regionales Energiesystemmodell für die Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen im Verteilnetz

Die Modellumgebung „GridSim“ ist ein modulares Simulationstool zur detaillierten, dreiphasigen Berechnung von Verteilnetzen mit hohen Durchdringungen von dezentralen Erzeugungsanlagen und/oder zusätzlichen Lasten, wie Elektrofahrzeugen oder Stromspeichern (vgl. Kapitel 4). Mit Hilfe der GridSim können basierend auf Lastflussberechnungen kritische Betriebszustände, z. B. Verletzungen des erlaubten Spannungsbandes oder Betriebsmittelüberlastungen, analysiert und der Einsatz von der Netzoptimierenden Maßnahmen betrachtet werden. Durch die Möglichkeit von Jahressimulationen in frei einstellbaren zeitlichen Auflösungen können zusätzlich

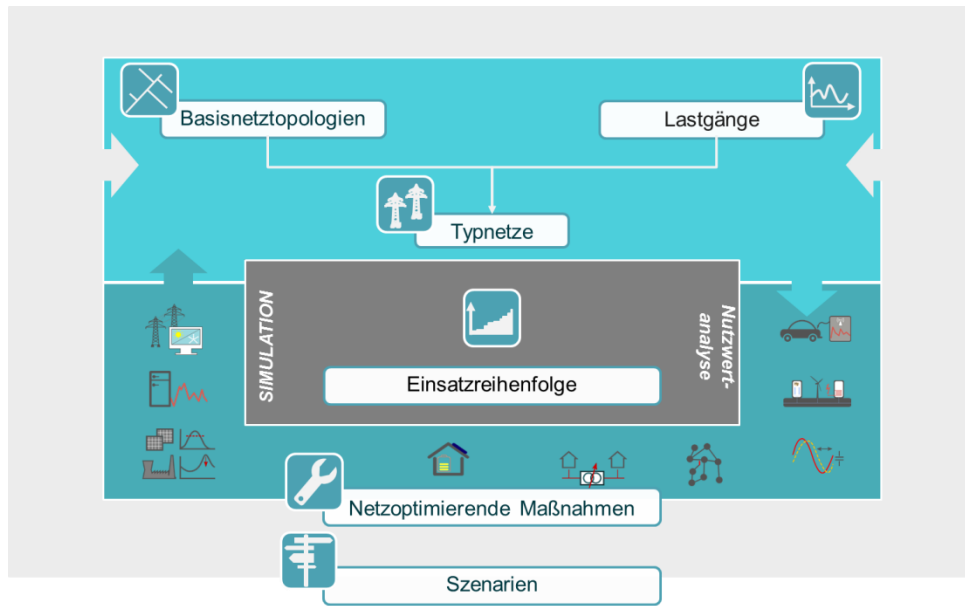


Abbildung 5-4: Übersicht über die Teilprojekte in MONA 2030

Diese Aspekte bilden die Basis für die Simulationen und die Nutzwertanalyse im Teilbericht „Einsatzreihenfolge“. Dadurch ist für den in MONA 2030 angestrebten systemübergreifenden Vergleich von Netzoptimierenden Maßnahmen eine valide, transparente Berechnungsgrundlage geschaffen.

6 Anhang

6.1 Default-Parameter für das Simulationsmodell GridSim

Parameter	Beschreibung	Standardwert
Szenarienwahl	Wahl eines der fünf möglichen Szenarien (Konservativ, Referenz, Zentral, Verteilnetz, Prosumer)	Referenz
Simulationsauflösung	Festlegung der Dauer eines Simulationsschrittes	5 Minuten
Elektrofahrzeuge		
Anteil Elektrofahrzeuge und PV	Anteil der Elektrofahrzeuge, welche an den gleichen Hausanschlüssen wie die PV-Anlagen verteilt werden. Alle weiteren Fahrzeuge werden zufällig an verbleibende Wohneinheiten verteilt	70 %
Phasenbelegung Elektrofahrzeuge	Festlegung, ob Elektrofahrzeuge immer auf dieselbe Phase (einphasige Ladevorrichtungen immer an Phase 1) oder über einen reproduzierbaren Zufall einer Phase zugewiesen werden	Reproduzierbarer Zufall
Batteriekapazität je Fahrzeugklasse	Festlegung, wie hoch die Speicherkapazität der Fahrzeugklassen ist.	Plug-In: 19 kWh Rein elektr.: 47 kWh
Vorkommen der Fahrzeugklassen	Prozentuale Verteilung, wie die Gesamtanzahl der Fahrzeuge auf die einzelnen Klassen verteilt werden	Plug-In: 70 % Rein elektr.: 30 %
Ladeleistung ohne zusätzliche Ladevorrichtung	Festlegung der maximalen Ladeleistung, wenn keine zusätzliche Ladevorrichtung (bspw. Wallbox) verwendet wird	3,3 kW
Wirkungsgraden Laden	Wirkungsgrad des Ladevorgangs (Netz zu Batterie)	94 %
Initialisierung SOC	Festlegung, wie hoch der state of charge (SOC) bei Simulationsbeginn ist (Initialisierung)	30 %
Maximaler SOC	Festlegung, wie hoch der maximale SOC sein darf	100 %
Minimaler SOC	Festlegung, wie hoch der minimale SOC sein darf	0 %
Sofort SOC	Festlegung, bis zu welchem SOC die Batterie sofort geladen wird, unabhängig der verwendeten Ladesteuerung	12 %
Schwelle SOC	Festlegung, bis zu welchem SOC die Batterie bis zum Abfahrtszeitpunkt mindestens geladen sein muss	70 %
Minimale Phasen-Ladeleistung	Festlegung, wie hoch die minimale Ladeleistung je Phase sein muss (aktuelle Annahme 6A)	1,4 kW
Durchdringung zusätzliche Ladevorrichtung	Anteil der Elektrofahrzeuge, welche über bspw. eine Wallbox zu Hause geladen werden	50 %
Max. Ladeleistung mit zusätzlicher Ladevorrichtung	Festlegung der maximalen Ladeleistung der Wallbox	11 kW
Phasenanzahl der Wallbox	Festlegung, wieviel Phase die Wallbox zum Laden benutzt	3
Blindleistungsverhalten der Fahrzeuge	Prozentualer Anteil der Fahrzeuge bzgl. deren Blindleistungsverhalten:	
	Anteil ungesteuert (Cos_Phi_fix wird verwendet)	100 %
	Anteil Cos_Phi(U) (stückweise lineare Kennlinie)	0 %
	Anteil Q(U) (stückweise lineare Kennlinie)	0 %
	Anteil Cos_Phi(U,Z)	0 %
	Anteil Cos_Phi(P)	0 %
Fixer Cos_Phi	Festlegung des fixen cos_Phi, falls keine gesteuerte Blindleistungsregelung verwendet wird	1
Minimaler Cos_Phi	Festlegung des minimal erreichbaren cos_Phi	0,9
Ladesteuerung	Prozentualer Anteil der Fahrzeuge und der Ladesteuerung:	
	Ungesteuertes Direktladen: Sofort komplett mit maximaler Leistung laden	100 %

	Blockladen: Bis zum „Sofort SOC“ aufladen, anschließend bei PV-Überschuss mit maximaler Leistung weiterladen	0 %
	Geregeltes Laden: Bis zum „Sofort SOC“ aufladen, anschließend nur mit vorhandenem Überschuss laden	0 %
	Tarifladen (HT/NT): Ladung nur in NT-Zeiten, falls der aktuelle SOC über dem „Sofort SOC“ liegt	0 %
	Latest-Laden: Elektrofahrzeug wird erst direkt vor der Abfahrt geladen	0 %
	EEX-Laden: Laden zu den günstigsten Zeitpunkten zwischen Ankunft und Abfahrt	0 %
Spannungsstützpunkte der Ladekennlinie	Festlegung der Spannungswerte in der Kennlinie, welche die maximale Ladeleistung beschreiben: Ladeleistung = 0 (1. Rampe) Ladeleistung = Maximal (1. Rampe) Ladeleistung = 0 (2. Rampe) Ladeleistung = Maximale (2. Rampe)	0,9 pu 0,93 pu 1,07 pu 1,1 pu

Photovoltaik

Größenbestimmung der PV-Anlagen	Art, wie Anzahl und Größe der PV-Anlagen bestimmt wird: Eigendeckung des Netzgebietes Gesamt kWp im Gebiet und mittlere Anlagenleistung Anlagenanzahl im Gebiet und mittlere Anlagenleistung	Anlagenanzahl im Gebiet und mittlere Anlagenleistung
Minimale PV-Größe	Diese installierte Anlagenleistung wird bei der Verteilung der PV-Anlagen nicht unterschritten. Der Standard-Wert repräsentiert die Grenze zu den ca. 5 % kleinsten Anlagen in Deutschland	2 kWp
Ausrichtung der PV-Anlagen	Prozentuale Aufteilung der PV-Anlagen gemäß deren Ausrichtung	Ost: 15 % Süd: 70 % West: 15 %
Blindleistungsverhalten der PV-Anlagen	Prozentualer Anteil der PV-Anlagen bzgl. deren Blindleistungsverhalten: Anteil ungesteuert (Cos_Phi_fix wird verwendet) Anteil Cos_Phi(U) (stückweise lineare Kennlinie) Anteil Q(U) (stückweise lineare Kennlinie) Anteil Cos_Phi(U,Z) Anteil Cos_Phi(P)	100 % 0 % 0 % 0 % 0 %
Grenze für Blindleistungsverhalten	Grenze der installierten Scheinleistung, um zwischen „großen“ und „kleinen“ Anlagen zu unterscheiden	13,8 kVA
Kleine Anlagen – Minimaler Cos_Phi	Minimaler Cos_Phi den kleine Anlagen (<= 13,8 kVA) erreichen können	0,95
Große Anlagen – Minimaler Cos_Phi	Minimaler Cos_Phi den großen Anlagen (>13,8 kVA) erreichen können	0,90
Kleine Anlagen – Fixer Cos_Phi	Fixer Cos_Phi der kleine Anlagen (<= 13,8 kVA)	0,95
Große Anlagen – Fixer Cos_Phi	Fixer Cos_Phi der großen Anlagen (>13,8 kVA)	0,90
Phasenbelegung PV-Anlagen	Festlegung, ob PV-Anlagen immer auf dieselbe Phase (einphasige Ladevorrichtungen immer an Phase 1) oder über einen reproduzierbaren Zufall einer Phase zugewiesen werden.	Reproduzierbarer Zufall
Peak shaving ohne Hausspeichersystem	Festlegung der maximalen Einspeiseleistung (prozentual) der PV-Anlage für Hausanschlüsse ohne Hausspeichersystem	70 %
Peak shaving mit Hausspeichersystem	Festlegung der maximalen Einspeiseleistung (prozentual) der PV-Anlage für Hausanschlüsse mit Hausspeichersystem (Anlehnung an KfW-Förderbedingungen von Hausspeichersystemen)	50 %

Hausspeichersysteme

Ladesteuerung	Festlegung, ob alle Hausspeichersysteme prognosebasiert	Überschuss-Laden
---------------	---	------------------

	oder im Überschussfall laden	
Blindleistungsverhalten der Hausspeichersystem	Prozentualer Anteil der Hausspeichersysteme bzgl. deren Blindleistungsverhalten: Anteil ungesteuert (Cos_Phi_fix wird verwendet) 100 % Anteil Cos_Phi(U) (stückweise lineare Kennlinie) 0 % Anteil Q(U) (stückweise lineare Kennlinie) 0 % Anteil Cos_Phi(U,Z) 0 % Anteil Cos_Phi(P) 0 %	
Fixer Cos_Phi	Festlegung des fixen cos_Phi, falls keine gesteuerte Blindleistungsregelung verwendet wird	1
Minimaler Cos_Phi	Festlegung des minimal erreichbaren cos_Phi	0,9
Dimensionierungsvorschrift	Festlegung, ob das Hausspeichersystem über feste Parameter oder dynamisch über die vorhanden PV-Größe dimensioniert wird	Dynamisch gemäß PV-Größe
Kapazitätsbestimmung	Verhältnis der installierten PV-Leistung zu der Speicherkapazität des Hausspeichersystems	1
Leistungsbestimmung	Verhältnis der Speicherkapazität zur Leistung des Speichersystems	2
Phasenbelegung in Bezug auf PV-Anlage	Festlegung, ob der Speicher an derselben Phase wie die PV-Anlage angeschlossen wird, oder zufällig verteilt ist	Phasenbelegung wie PV-Anlage
Phasenbelegung Hausspeichersystem	Festlegung, ob Hausspeichersystem immer auf dieselbe Phase (einphasige Ladevorrichtungen immer an Phase 1) oder über einen reproduzierbare Zufall einer Phase zugewiesen werden	Reproduzierbarer Zufall
Wirkungsgrad Laden	Wirkungsgrad das Ladevorgangs (Netz zu Batterie)	94 %
Wirkungsgrad Entladen	Wirkungsgrad des Entladevorgangs (Batterie zu Netz)	94 %
Initialisierung SOC	Festlegung, wie hoch der state of charge (SOC) bei Simulationsbeginn (Initialisierung) ist	30 %
Maximaler SOC	Festlegung, wie hoch der maximale SOC sein darf	100 %
Minimaler SOC	Festlegung, wie hoch der minimale SOC sein darf	100 %
Regelbarer Ortsnetztransformator (rONT)		
Regelkonzept	Wahl des Regelkonzeptes bzw. des Triggerpunktes: Sekundärseite des rONT Sensoren in allen Haushalten Sensoren in allen Verteilerkästen Sensoren in kritischen Haushalten Adaptive Regelung	Sekundärseite des rONT
Leistungskompoundierung	Festlegung, ob der Spannungswert fix (ohne Leistungskompoundierung) oder variabel in Abhängigkeit der Auslastung (mit Leistungskompoundierung) ist	Mit Leistungskompoundierung
Phasenregelung	Festlegung, ob der rONT drei- oder einphasig regelt	Dreiphasig
Anzahl der Last-Stufen	Festlegung, wieviel Laststufen für die Spannungsregelung (Spannungs-erhöhung/Spannungssenkung) zur Verfügung stehen	4/4
Bandbreite der Last-Stufe	Festlegung der Bandbreite, in welcher sich die Spannung um den jeweiligen Sollwert bewegt. Hier 1,2 mal die Höhe der Stufe	3 %
Höher der Spannungsstufe	Spannungsbeeinflussung des Stufenschalters je Stufe	2,5 %
Definition der Kennlinie	Festlegung der Kennlinie für die Leistungskompoundierung Spannung bei negativer Leistung Negative Leistung 0,97 pu $P_{Nenn}*(-0,3)$ Spannung bei positiver Leistung Positive Leistung 1,03 pu $P_{Nenn}*0,3$	
Längsregler (LVR)		
Regelkonzept	Wahl des Regelkonzeptes bzw. des Triggerpunktes:	Mit

	Sekundärseite des LVR Mit Leistungskompoundierung Regelpunkt am Ende des Stranges mit LVR	Leistungskompoundierung
Position	Festlegung, ob der LVR an einer vorher definierten Position oder dynamisch über eine homogenen Verteilung von Last und Erzeugung positioniert wird	Dynamische Positionierung
Phasenregelung	Festlegung, ob der LVR drei- oder einphasig regelt	Dreiphasig
Anzahl der Last-Stufen	Festlegung, wieviel Laststufen für die Spannungsregelung (Spannungs-erhöhung/Spannungssenkung) zur Verfügung stehen	5/5
Bandbreite der Last-Stufe	Festlegung der Bandbreite, in welcher sich die Spannung um den jeweiligen Sollwert bewegt. Hier 1,2 mal die Höhe der Stufe	2,4 %
Höher der Spannungsstufe	Spannungsbeeinflussung des Stufenschalters je Stufe	2 %
Definition der Kennlinie	Festlegung der Kennlinie für die Leistungskompoundierung Spannung bei negativer Leistung Negative Leistung Spannung bei positiver Leistung Positive Leistung	0,975 pu $P_{\text{Nenn}} * (-0,1)$ 1,015 pu $P_{\text{Nenn}} * 0,1$
Quartierspeicher		
Ladesteuerung	Festlegung der verwendeten Ladesteuerung Virtuelles Kraftwerk Eigenverbrauchsoptimierung Netzentlastung (Spannungsgeführt) EEX (Preisgeführt)	Netzentlastung
Dimensionierungsvorschrift	Festlegung, ob der Quartierspeicher über feste Parameter oder dynamisch über die vorhandenen PV-Leistung dimensioniert wird	Dynamisch gemäß PV-Anlagen im Netz
Kapazitätsbestimmung	Verhältnis zwischen Kapazität und Leistung des Quartierspeichers	3
Leistungsbestimmung	Verhältnis der Leistung des Quartierspeichers zu der installierten PV-Leistung im Netzgebiet	60 %
Minimale Leistung	Festlegung, welche Leistung der Quartierspeicher minimal haben muss	50 kW
Position	Festlegung, wo der Quartierspeicher im Netzgebiet implementiert wird	Mitte des schwächsten Stranges
Wirkungsgraden Laden	Wirkungsgrad das Ladevorgangs (Netz zu Speicher)	94 %
Wirkungsgraden Entladen	Wirkungsgrad des Entladevorgangs (Speicher zu Netz)	94 %
Initialisierung SOC	Festlegung, wie hoch der state of charge (SOC) bei Simulationsbeginn ist	30 %
Maximaler SOC	Festlegung, wie hoch der maximale SOC sein darf	1
Minimaler SOC	Festlegung, wie hoch der minimale SOC sein darf	0
Regelungspunkt der Ladesteuerung	Festlegung des Triggerpunktes: Extreme Spannung im Netzgebiet Spannung am Anschlusspunkt des Quartierspeichers	Spannung am Anschlusspunkt
Start Netzoptimierung	Ab dieser Abweichung von dem Sollwert beginnt der Quartierspeicher zu regeln	0,05 pu
Maximale Netzoptimierung	Ab dieser Abweichung von dem Sollwert regelt der Quartierspeicher mit maximaler Leistung	0,08 pu
Regelung im Totband	Festlegung des Regelungsverhalten im Totband der Quartierspeicher-Regelung: Mit einer Geradengleichung Mit konstantem Wert	Geradengleichung
Ziel-SOC im Totband	Festlegung, wie der SOC im Totband definiert wird: Fester Wert des Ziel-SOC	Tageszeit-abhängiger Ziel-SOC

	Tageszeitabhängiger Ziel-SOC Kein Ziel-SOC (keine Leistungsflüsse) Prognosebasierter Ziel-SOC	
Breite der Hysterese	Festlegung, in welcher Bandbreite es zu keiner Schalthandlung kommt (Hysterese)	0,01 pu
Maximale Leistung im Totband	Festlegung, mit welcher maximalen Leistung in Bezug auf die Nennleistung der Quartierspeicher im Totband ein- bzw. ausspeichern kann	30 %
Blindleistungsverhalten des Quartierspeichers	Festlegung, welches Blindleistungsverhalten der Quartierspeicher aufweist:	
	Kein Blindleistungsverhalten	100 %
	Anteil Cos_Phi(U) (stückweise lineare Kennlinie)	0 %
	Anteil ungesteuert (Cos_Phi_fix wird verwendet)	0 %
Fixer Cos_Phi	Festlegung des fixen cos_Phi, falls keine gesteuerte Blindleistungsregelung verwendet wird	1
Siedlungsmodell		
Sanierungsgrad	Anteil des Sanierungsgrad je Siedlung:	
	Unsanier	68 %
	Konventionell saniert	14 %
	Zukunftsweisend saniert	14 %
	Passivhaus Standard (15 kWh/m ² a)	4 %
Ausstattungsgrad Elektronik	Festlegung, wie hoch die Ausstattung der Siedlung mit Elektronik ist:	
	Geringe Ausstattung	33 %
	Mittlere Ausstattung	33 %
	Volle Ausstattung	34 %
Ausstattungsgrad Trink-Warmwasser	Festlegung, wie hoch der Anteil der Wohneinheiten mit einer Badewanne ist:	
	Ohne Badewanne	70 %
	Mit Badewanne	30 %
Verbrauchsniveau	Das Verbrauchsniveau gilt sowohl für die elektrische als auch für die Trinkwasser-Ausstattung:	
	Niedrig	33 %
	Mittel	33 %
	Hoch	34 %
Power2Heat (Allgemein)		
Maximaler Anlaufstrom	Festlegung, wie hoch der maximal zugelassene Anlaufstrom ist	40 A
Stützpunkte Spannungskennlinie	Untere Spannungsgrenze: Alle Power2Heat-Anlagen schalten ab, solange noch Wärmepuffer im Speicher vorhanden	0,92 pu
	Untere Spannungsgrenze Puffer: Bei drehzahlgeregelten Wärmepumpen erfolgt ab dieser Grenze eine kontinuierliche Verminderung der maximal erlaubten Erzeugungsleistung	0,95 pu
	Obere Spannungsgrenze Puffer: Solange Puffer frei ist, beziehen alle drehzahlgeregelten Wärmepumpen und stufenweise geschalteten elektrischen Speicherheizungen die minimale Leistung	1,05 pu
	Obere Spannungsgrenze: Solange Puffer frei ist, beziehen alle Power2Heat Anlagen die maximale Leistung	1,08 pu
Vorzuhaltender Pufferinhalt	Zeit, für die im Normalbetrieb Reservekapazität im Kombispeicher vorgehalten wird	2 h
Maximale Vorhaltdauer Puffer	Zeit für die der Speicher maximal aufgeladen werden soll	72 h
Power2Heat (Wärmepumpe)		
Durchdringungsgrad Wärmepumpe	Festlegung, wie viele der Gebäude in der Siedlung mit einer Wärmepumpe ausgestattet sind	Regionalisiert

Wärmepumpen in sanierten Gebäuden	Festlegung, wie viele der sanierten Gebäude mit einer Wärmepumpe ausgestattet sind	100 %
Wärmequelle	Festlegung der Verteilung der Umwelt-Wärmequelle für die Wärmepumpen: Luft Erdwärme Grundwasser	100 % 0 % 0 %
Ladesteuerung	Festlegung der Verteilung der Ladesteuerungen bzw. des Triggerpunktes der Wärmepumpen	
	Wärmegeführt (laden entsprechend aktuellem Wärmebedarf)	100 %
	Residuallastgeführt (laden bei negativer Residuallast des Hauses oder bei Bedarf)	0 %
	Spannungsgeführt am Netzanschlusspunkt (laden bei Spannung oberhalb bzw. laden aussetzen bei Spannung unterhalb des Grenzwertes)	0 %
	Tarifladen (laden zwischen zwei festzulegenden Uhrzeiten)	0 %
Regelungsart	Festlegung ob die Wärmepumpen zweistufig- oder drehzahl geregelt sind	Drehzahl geregelt
Phasenbelegung in Bezug auf PV-Anlage	Festlegung, ob einphasige Power2Heat Anlagen an einer der bereits mit PV belegten Phasen angeschlossen wird, oder zufällig verteilt ist	Reproduzierbarer Zufall
Phasenbelegung Wärmepumpe	Festlegung, ob Power2Heat-Anlage immer auf dieselbe Phase (einphasige Ladevorrichtungen immer an Phase 1) oder über einen reproduzierbaren Zufall einer Phase zugewiesen werden	Reproduzierbarer Zufall
Phasenbelegung Wärmepumpe dreiphasig	Festlegung, ob alle Wärmepumpen dreiphasig ausgelegt werden.	Reproduzierbarer Zufall
Fixer Cos_Phi	Festlegung des fixen Cos_Phi, falls keine gesteuerte Blindleistungsregelung verwendet wird:	0,8
Blindleistungsverhalten der Wärmepumpe	Prozentualer Anteil der Wärmepumpe bzgl. deren Blindleistungsverhalten: Anteil ungesteuert (Cos_Phi_fix wird verwendet) Anteil Cos_Phi(U) (stückweise lineare Kennlinie) Anteil Q(U) (stückweise lineare Kennlinie) Anteil Cos_Phi(U,Z) Anteil Cos_Phi(P)	100 % 0 % 0 % 0 % 0 %
Fixer Cos_Phi	Festlegung des fixen Cos_Phi, falls keine gesteuerte Blindleistungsregelung verwendet wird	1
Minimaler Cos_Phi	Festlegung des minimal erreichbaren Cos_Phi	0,9
Wirkungsgrad Zusatzheizung	Festlegung, mit welchem Wirkungsgrad die Zusatzheizung arbeitet, falls die Wärmepumpe die Wärmelast nicht decken kann	100 %
Cos_Phi Zusatzheizung	Leistungsfaktor der Zusatzheizung	1
Volumen Kombispeicher	Größe des Kombispeichers für Einfamilienhäuser Zweifamilienhäuser Mehrfamilienhäuser	0,7 m ³ 1 m ³ 1,5 m ³
Wärmeverlust Kombispeicher	Wärmeverluste des Wasserkombispeichers für Einfamilienhäuser Zweifamilienhäuser Mehrfamilienhäuser	0,41 %/h 0,33 %/h 0,25 %/h
Maximaltemperatur Kombispeicher	Temperaturniveau bis zu dem der Wärmespeicher maximal gefüllt werden darf Im Normalbetrieb Zu Zeiten hoher PV-Einspeisung und dadurch resultierender negativer Residuallast bzw. hohen Spannungen	65 °C 80 °C

Power2Heat (elektrische Speicherheizung)		
Elektrische Speicherheizungen in sanierten Gebäuden	Festlegung, ob elektrische Speicherheizungen auch in sanierten Gebäude platziert sein dürfen	Ja
Elektrische Speicherheizungen mit Durchlauferhitzer	Anteil der elektrischen Speicherheizungen mit zusätzlichem Durchlauferhitzer	100 %
Ladesteuerung	Festlegung der Verteilung der Ladesteuerung bzw. des Triggerpunktes der Wärmepumpen:	
	Wärmegeführt (laden entsprechend aktuellem Wärmebedarf)	0 %
	Residuallastgeführt (laden bei negativer Residuallast des Hauses oder bei Bedarf)	0 %
	Spannungsgeführt am Netzanschlusspunkt (laden bei Spannung oberhalb bzw. laden aussetzen bei Spannung unterhalb des Grenzwertes)	0 %
	Tarifladen (laden zwischen zwei festzulegenden Uhrzeiten)	100 %
Regelung	Festlegung, ob elektrische Speicherheizungen auf Gebäude oder Wohneinheitenebene geschaltet werden können	Wohneinheitenebene
Maximal tägliche Ladedauer	Festlegung, wie viele Stunden die elektrische Speicherheizung pro Tag geladen werden darf	10 h
Ladezeitraum	Festlegung des Start- und Endzeitpunkts des möglichen Ladezeitraums:	
	Start Ende	22 Uhr 6 Uhr
Fixer Cos_Phi	Festlegung des fixen Cos_Phi der elektrischen Speicherheizung	1
Wirkungsgrad der elektrischen Speicherheizung	Effizienz der elektrischen Speicherheizung	100 %
Wärmeverlust elektrische Speicherheizung	Festlegung, wie viel Wärme die elektrische Speicherheizung pro Tag verliert	2 % / Tag
Wirkungsgrad Durchlauferhitzer	Effizienz des Durchlauferhitzer, falls die elektrische Speicherheizung den Wärmebedarf nicht decken kann	98 %
Cos_Phi Durchlauferhitzer	Blindleistungsverhalten des Durchlauferhitzers	1
Blindleistungsregelung		
Q-Gradient	Festlegung, um wie viel sich der Blindleistungswert innerhalb eines Zeitschrittes verändern darf	5 %
Stützpunkte der Cos_Phi (U) Kennlinie	Spannungsgrenzen für die stückweise lineare Kennlinie	0,9 pu 0,95 pu 1,05 pu 1,1 pu
Stützpunkte der Cos_Phi (U) Kennlinie	Entsprechende Cos_Phi-Werte für die stückweise lineare Kennlinie	-0,9 -1 1 0,9
Stützpunkte der Q (U)-Kennlinie	Spannungsgrenzen für die stückweise lineare Kennlinie	0,9 pu 0,95 pu 1,05 pu 1,1 pu
Stützpunkte der Q (U)-Kennlinie	Entsprechende, auf die maximale Blindleistung normierten Q-Werte zu den Spannungsgrenzen	-1 0 0 1
Aktivierungsgrenze bei Cos_Phi (P)	Schwellwert der Wirkleistung, bei welcher die Blindleistungsregelung aktiviert wird	50 %
Maximale Blindleistungs-abgabe bei Cos_Phi (P)	Oberhalb dieser Wirkleistung (in Bezug auf Nennwirkleistung) wird der Blindleistungswert maximal	100 %

Netzausbau		
Austausch Transformator	Ab dieser Auslastung (ein Zeitschritt) wird der Transformator durch einen größer dimensionierten getauscht	100 %
Austausch Kabel – Überlast	Ab dieser Auslastung (ein Zeitschritt) wird das Kabel durch ein größer dimensioniertes getauscht	100 %
Verstärkung Kabel – Überlast	Festlegung, wie viel des Kabels vom Transformator bis zu einer definierten Stelle getauscht wird	100 %
Verstärkung Kabel – Spannungsbandverletzung	Festlegung der Kabellänge, welche aufgrund der Spannungsprobleme verstärkt wird	100 %
Berechnung der CO ₂ -Emissionen		
Spez. Emissionen Hausspeichersystem	Festlegung, wie hoch die spezifischen Emissionen des Hausspeichersystems aufgrund der Herstellung sind	0,038 kg CO ₂ (äq.) / kWh _{el}
Spez. Emissionen Quartierspeicher	Festlegung, wie hoch die spezifischen Emissionen des Quartierspeichers aufgrund der Herstellung sind	0,038 kg CO ₂ (äq.) / kWh _{el}
Spez. Emissionen konventionelle Fahrzeuge	Festlegung, wie hoch die betrieblichen Emissionen eines konventionellen Fahrzeugs (Ottomotor) sind	0,154 kg CO ₂ (äq.) / kWh _{el}
Verteilung konventionelle Wärmeerzeuger	Festlegung, wie hoch die prozentuale Verteilung der konventionellen Wärmeerzeuger ist: Gaskessel (Heizwerttechnik) Gaskessel (Brennwerttechnik) Ölkessel (Heizwerttechnik) Ölkessel (Brennwerttechnik) Biomassekessel	45 % 20 % 28 % 3 % 4 %
Spez. Emissionen konventionelle Wärmeerzeuger	Gaskessel (Heizwerttechnik) Gaskessel (Brennwerttechnik) Ölkessel (Heizwerttechnik) Ölkessel (Brennwerttechnik) Biomassekessel	0,21 kg CO ₂ / kWh 0,23 kg CO ₂ / kWh 0,30 kg CO ₂ / kWh 0,28 kg CO ₂ / kWh 0,02 kg CO ₂ / kWh
Netzberechnung		
Maximale Spannung	Festlegung der oberen Spannungsgrenze für Netzgrenzanalyse und Netzausbau	1,1 pu
Minimale Spannung	Festlegung der unteren Spannungsgrenze für Netzgrenzanalyse und Netzausbau	0,9 pu

6.2 Strompreisentwicklung

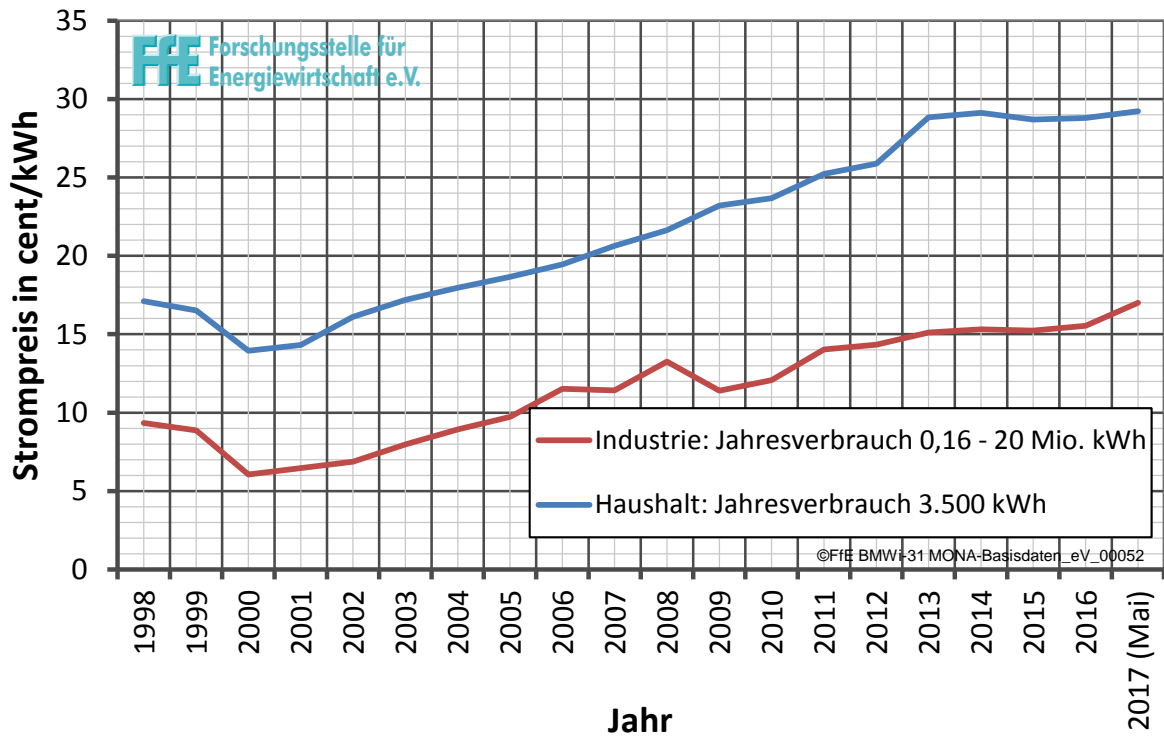


Abbildung 6-1: Übersicht über die Entwicklung des Strompreises für Haushalte und Industrie nach /BDEW-07 17/

Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselspannung
AGFW	Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (ehemals Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft bzw. Arbeitsgemeinschaft für FernWärme)
AGS	Amtlicher Gemeindeschlüssel
BAFA	Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BEV	<i>battery electric vehicle</i>
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BZE	Bezugseinheiten
cos(φ)	Leistungsfaktor
DC	Gleichspannung
DEA	Dezentrale erneuerbare Erzeugungseinheiten
DR	Demand Response
DWD	Deutscher Wetterdienst
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien
EEX	European Energy Exchange
EFH	Einfamilienhaus
EFZ	Elektrostraßenfahrzeug
EinsMan	Einspeisemanagement
EnEV	Energieeinsparverordnung
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
ESH	Elektrische Speicherheizung
EFZ	Elektrofahrzeug
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FLM	Freileitungsmonitoring
FREM	FfE-Regionalisiertes Energiesystemmodell
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistung
GuD	Gas-und-Dampfkraftwerk
GUI	<i>grafical user interface</i> – grafische Benutzeroberfläche
HA	Hausanschluss
HDÜ	Hochspannungs-Drehstromübertragung
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HH	Haushalte
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
HSS	Hausspeichersystem
HVDC	<i>high voltage, direct current</i> – Hochspannungs-Gleichstrom
JAZ	Jahresarbeitszahl
KWK	Kraft-Wärmekopplung
LK	Landkreis
LP	Lineare Programmierung

LVR	<i>line voltage regulator</i> - Längsregler
MDR	Multi-Distribution-Results
MFH	Mehrfamilienhaus
MiD	Mobilität in Deutschland
MONA	Merit Order Netz-Ausbau 203
MOS	Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030
MS	Mittelspannung
NEFZ	Neuen Europäischen Fahrzyklus
NEP	Netzentwicklungsplan
NG	Nutzergruppen
NoM	Netzoptimierende Maßnahme
NS	Niederspannung
NUTS	<i>Nomenclature des unités territoriales statistiques</i> – räumliche Bezugseinheit
ONS	Ortsnetzstation
ONT	Ortsnetztransformator
OSM	OpenStreetMap
P	Wirkleistung
P2G	Power2Gas
P2H	Power2Heat
PG	Pendlergruppen
PHEV	<i>plug-in hybrid electric vehicle</i> – Plug-In-Hybrid
PLZ	Postleitzahl
PSW	Pumpspeicherkraftwerke
PTDF	Power Transfer Distribution Factor
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlage
pu	Per Unit
Q	Blindleistung
QS	Quartierspeicher
rONT	regelbarer Ortsnetztransformator
SDR	Single-Distribution-Results
SLP	Standardlastprofil
SOC	<i>State of charge</i> - Ladezustand
SQL	<i>structured query language</i> “ - Datenbanksprache
ST	Siedlungstyp
THG	Treibhausgas
TSH	Topologische Schalthandlungen
TYNDP	Ten Years Network Development Plan
U	Spannung
UEA	Unternehmenseigene Anlagen
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
WE	Wohneinheit
WEA	Windenergieanlagen
WKA	Windkraftanlagen
WP	Wärmepumpen
WZ	Wirtschaftszweig
ZFH	Zweifamilienhaus

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	<i>Struktureller Aufbau und Definition von Szenarien</i>	5
Abbildung 2-2:	<i>Aggregation von punktuellen Daten</i>	7
Abbildung 2-3:	<i>Aggregation von räumlich ausgedehnten Daten, Fall 1</i>	7
Abbildung 2-4:	<i>Aggregation von räumlich ausgedehnten Daten, Fall 2</i>	8
Abbildung 2-5:	<i>Synthese kleinerer räumlicher Auflösungen, Fall 1</i>	9
Abbildung 2-6:	<i>Synthese kleinerer räumlicher Auflösungen, Fall 2</i>	9
Abbildung 2-7:	<i>Synthese kleinerer räumlicher Auflösungen, Fall 3</i>	10
Abbildung 2-8:	<i>Synthese nach Gebietsreformen, Fall 1</i>	11
Abbildung 2-9:	<i>Synthese nach Gebietsreformen, Fall 2</i>	11
Abbildung 2-10:	<i>Synthese nach Gebietsreformen, Fall 3</i>	12
Abbildung 2-11:	<i>Zusammenführung der statistischen Quellen zum Arbeitsmarkt</i>	14
Abbildung 2-12:	<i>Alterspyramiden für die Jahre 1970, 1990, 2010 /BBR-01 12/ und 2030 /DESTATIS-07 15/</i>	16
Abbildung 2-13:	<i>Relative Entwicklung der Einwohnerzahl von 2014 bis 2030. /DESTATIS-07 15/, /STATAT-03 13/, /BBR-01 12/</i>	17
Abbildung 2-14:	<i>Standorte von WEA nach OSM/OSM-01 17/, laufende Aktualisierungen</i> .19	
Abbildung 2-15:	<i>Standorte und Leistung von WEA in Österreich. Datenbasis /OSM-01 17/, laufende Aktualisierung;/ECON-02 15/; /eigene Berechnungen/</i>	20
Abbildung 2-16:	<i>Entwicklung der installierten WEA-Leistung je Netzregion für Deutschland und Österreich</i>	21
Abbildung 2-17:	<i>Flächenpotenzial entlang von Verkehrswegen</i>	25
Abbildung 2-18:	<i>Langjähriges Mittel der Jahressummen der Globalstrahlung /DWD-02 04/..</i>	26
Abbildung 2-19:	<i>Ausbaukurven ausgewählter Gemeinden (Bottom-Up-Ansatz)</i>	27
Abbildung 2-20:	<i>Bestimmung des Parameters Alpha für drei ausgewählte Gemeinden</i>	28
Abbildung 2-21:	<i>Ausbaukurven PVA für zwei ausgewählte Gemeinden in Deutschland</i>	28
Abbildung 2-22:	<i>Leistung von PVA in Österreich. Datenbasis /ECON-02 15/, eigene Berechnungen</i>	29
Abbildung 2-23:	<i>Entwicklung der installierten PVA-Leistung je Netzregion für Deutschland und Österreich</i>	30
Abbildung 2-24:	<i>Leistung von Biomasseanlagen in Österreich. Datenbasis /ECON-02 15/, /eigene Berechnungen/</i>	31
Abbildung 2-25:	<i>Entwicklung der installierten Leistung an Biomasseanlagen je Netzregion für Deutschland und Österreich</i>	32
Abbildung 2-26:	<i>Beispiel für die räumliche Auflösung NUTS3+</i>	33
Abbildung 2-27:	<i>Exemplarische Darstellung aus dem COSMO-EU Modell</i>	33
Abbildung 2-28:	<i>Verlauf ausgewählter Kennlinien verschiedener WEA</i>	34
Abbildung 2-29:	<i>Vergleich zwischen synthetisiertem und realem Erzeugungsgang für Windkraftanlagen</i>	34
Abbildung 2-30:	<i>Korrelation zwischen realem und synthetisiertem Erzeugungsgang für Windkraftanlagen</i>	35
Abbildung 2-31:	<i>Vergleich zwischen synthetisiertem und realem Erzeugungsgang für Photovoltaikanlagen</i>	36
Abbildung 2-32:	<i>Korrelation zwischen realem und synthetisiertem Erzeugungsgang für Photovoltaikanlagen</i>	36

Abbildung 2-33: <i>Angepasste Fernwärmelastgänge zur Modellierung der Stromerzeugung in Biomasseanlagen</i>	37
Abbildung 2-34: <i>Schema zur Definition einer Vergleichsgröße „modifizierter Jahresstromverbrauch“ Deutschland 2008, /BMWi-02 13/, /ENTSOE-01 12/, eigene Berechnungen</i>	39
Abbildung 2-35: <i>Standardlastprofil H0 des BDEW</i>	42
Abbildung 2-36: <i>Mittlere Lastverläufe im Niederspannungsnetz</i>	42
Abbildung 2-37: <i>Installation der Messgeräte PEL103</i>	43
Abbildung 2-38: <i>Regionale Verteilung der Messpunkte</i>	44
Abbildung 2-39: <i>Berechnetes Lastprofil auf Basis der gemessenen Daten</i>	45
Abbildung 2-40: <i>Vergleich des Standardlastprofils H0 mit dem berechneten Profil</i>	46
Abbildung 2-41: <i>Vergleich der Gebäudetypen Einfamilienhaus und Mehrfamilienhaus</i>	47
Abbildung 2-42: <i>Vergleich von Altbau und Neubau</i>	47
Abbildung 2-43: <i>Vergleich von West und Ost</i>	48
Abbildung 2-44: <i>Vergleich von Nord und Süd</i>	48
Abbildung 2-45: <i>Zusammensetzung des Lastprofils aus Gerätetypen</i>	49
Abbildung 2-46: <i>Prognose des Lastprofils für 2030</i>	49
Abbildung 2-47: <i>Zusammenführung von Endenergieverbrauch und Eigenerzeugung</i>	50
Abbildung 2-48: <i>Vorgehensweise zur Lastgangmodellierung</i>	54
Abbildung 2-49: <i>Methodik zur Verknüpfung von Eintagesfahrprofilen zu Wochenfahrprofilen</i>	55
Abbildung 2-50: <i>Fernwärmelast in Deutschland und Österreich /FFE-29 15/</i>	61
Abbildung 2-51: <i>Entwicklung des Fernwärmepotenzials je Energieregion bis zum Jahr 2030 /FFE-01 12/</i>	62
Abbildung 2-52: <i>Entwicklung des gesamten Potenzials und Absatzes von Fernwärme bis zum Jahr 2030</i>	62
Abbildung 3-1: <i>ISAaR: Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und –ausbauplanung mit Regionalisierung</i>	63
Abbildung 3-2: <i>Nomenklatur der Komponenten des Energiesystemmodells</i>	66
Abbildung 3-3: <i>Verknüpfung von Energiesystemelementen und Netzoptimierenden Maßnahmen in ISAaR</i>	66
Abbildung 3-4: <i>Schaltbild eines verlustfreien Übertragers</i>	71
Abbildung 3-5: <i>Schaltbild einer linearisierten Freileitung im PTDF-Ansatz</i>	72
Abbildung 3-6: <i>Schaltbild einer Leitung mit idealen Übertragern als Transformatoren zur Abbildung einer Leitung einer anderen Spannungsebene als der 380 kV-Ebene</i>	72
Abbildung 3-7: <i>Leitungsauslastungen in einer Simulation, Vergleich der AC-Lastflussberechnung mit der PTDF-Berechnung. Bildquelle: /IET-01 15/</i>	74
Abbildung 3-8: <i>Grundlegender Arbeitsablauf im Netzmodell</i>	75
Abbildung 3-9: <i>Vorgang bei der Erstellung der PTDF-Matrix</i>	77
Abbildung 3-10: <i>Ausschnitt der Belegung der PTDF-Matrix. Blöcke von links nach rechts: Europäisches Festland (AC), Skandinavien (AC), HVDC-Leitungen. Ein blauer Punkt beschreibt ein Matrixelement größer Null</i>	79
Abbildung 3-11: <i>Erzeugungsgang eines Kraftwerkes unter der Vorgabe eines Fahrplanes aus vorhergegangener Marktberchnung. Abweichungen vom Fahrplan, der Redispatch, sind farblich gekennzeichnet</i>	80
Abbildung 3-12: <i>Redispatchvorgang zu einem beliebigen Zeitpunkt, visualisiert im Merit-Order-Diagramm: Das nächstteuerste Kraftwerk rechts des Arbeitspunktes und das nächstgünstigste Kraftwerk links des Arbeitspunktes, welches jeweils eine Netzüberlastung verhindert, wird heruntergeregelt bzw. hochgefahren</i>	81

Abbildung 3-13: <i>Exemplarische Visualisierung eines Berechnungslaufes</i>	84
Abbildung 3-14: <i>Zusammenstellung der Eingangsdaten für das deutsch-österreichische Netzgebiet</i>	85
Abbildung 3-15: <i>Georeferenzierte Darstellung des MONA-Übertragungsnetzmodell für das Jahr 2030</i>	88
Abbildung 3-16: <i>Beispielhaftes Problem: Ein nicht plausibler Reaktanzbelag in Leitung 2 führt zu einer nicht nachvollziehbaren Leitungsauslastung und ungenutzter Übertragungskapazitäten.</i>	89
Abbildung 3-17: <i>Histogramme der Widerstands- und Reaktanzbeläge der 220 kV- und 380 kV-Spannungsebene aus den originalen Netzdaten. Die eingefärbten Bereiche zeigen typische Werte für Einzelsysteme aus Tabelle 3-2.</i>	93
Abbildung 3-18: <i>Histogramme der X/R-Verhältnisse der 220 kV- und 380 kV-Spannungsebene aus den originalen Netzdaten. Die eingefärbten Bereiche zeigen typische Werte aus Tabelle 3-2.</i>	94
Abbildung 3-19: <i>Zusammenhang zwischen Scheinleistung und Reaktanzbelag der originalen Netzdaten. Alle Reaktanzbeläge sind auf die 380 kV-Spannungsebene transformiert.</i>	94
Abbildung 3-20: <i>Schematisches Vorgehen bei der Korrektur von Reaktanzwerten durch die Verwendung typischer Leitungskonfigurationen</i>	95
Abbildung 3-21: <i>Visualisierung der Liste aller möglichen Konfigurationen von Leiterseiltypen, Anzahl von Teilleitern in einem Bündelleiter und Anzahl von Systemen auf der Leitung.</i>	96
Abbildung 3-22: <i>Zusammenhang zwischen Scheinleistung und Reaktanzbelag der Netzdaten nach Korrektur von Reaktanzbelägen nach der Methode „Verwendung typischer Leitungskonfigurationen“. Alle Reaktanzbeläge wurde auf die 380 kV-Spannungsebene transformiert.</i>	97
Abbildung 3-23: <i>Verschiedene OSM-Elemente</i>	98
Abbildung 3-24: <i>Verfügbarkeit von relations unter bei OSM-Daten im Juni 2015 /SGRID-02 15/.</i>	99
Abbildung 3-25: <i>Geographische Darstellung des Ergebnisses des Gridkit 1.0 Toolkits für Europa</i>	100
Abbildung 3-26: <i>Zonen, die verschiedenen Auflösungen entsprechen.</i>	101
Abbildung 3-27: <i>Einsatz von Puffer, zum Aggregieren von Knoten.</i>	102
Abbildung 3-28: <i>Nach der Aggregation resultierende Lines.</i>	102
Abbildung 3-29: <i>Europäisches Netz mit Netzausbaumaßnahmen im Jahr 2030.</i>	104
Abbildung 3-30: <i>Kuppelknoten zwischen dem deutsch-österreichischen Netzgebiet und den europäischen Nachbarn</i>	105
Abbildung 3-31: <i>Zusammenfassung der Szenarien „Visions“ des TYNDP 2016 in /ENTSOE-04 15/ für das Jahr 2030</i>	107
Abbildung 3-32: <i>Zuweisung der Offshore Leistungen entsprechend ONEP2015 /ONEP-01 15/ zu Netzknoten an Land im Szenario „Standard“/FFE-10 17/</i>	110
Abbildung 3-33: <i>Flowchart des Zubau-Algorithmus für Europa</i>	111
Abbildung 3-34: <i>Installierte Leistung von Onshore-Windkraftanlagen auf NUTS3-Ebene im Jahr 2014, dargestellt als Dichte in kW/km², für Deutschland wird ein eigenes Verfahren, nach Kapitel 3.3.3.1, verwendet</i>	112
Abbildung 3-35: <i>Installierte Leistung von Offshore Windkraftanlagen in MW im Jahr 2014, zugeordnet zu der jeweiligen NUTS3-Ebene</i>	113
Abbildung 3-36: <i>Installierte Leistung von On- und Offshore Windkraftanlagen im Jahr 2030, dargestellt als Dichte in kW/km²</i>	115

Abbildung 3-37: <i>Installierte Leistung von Photovoltaikanlagen im Jahr 2014, dargestellt als Dichte in kW/km²</i>	116
Abbildung 3-38: <i>Installierte Leistung von Photovoltaikanlagen im Jahr 2030, dargestellt als Dichte in kW/km²</i>	118
Abbildung 3-39: <i>Auslastungspotenzial durch FLM gegenüber Normbedingungen im Jahresmittel, Berechnungslogik nach /FFE-46 14/</i>	121
Abbildung 3-40: <i>Regionale Verteilung der berücksichtigten DR-Leistungen</i>	123
Abbildung 3-41: <i>Regionale Verteilung der angenommenen Power2Heat-Leistungen</i>	124
Abbildung 3-42: <i>Vorgehensweise in Schritt 1 des Zuordnungsverfahrens</i>	125
Abbildung 3-43: <i>Karte der Stromnetzbetreiber Hochspannung nach /ENET-01 15/ und abgeleitet aus der EEG-Datenbank der FfE</i>	126
Abbildung 3-44: <i>Räumliche Verteilung und Anteil der Gemeinden nach Zuordnungsschritten</i>	127
Abbildung 3-45: <i>Ergebnis der Zuteilung von Gemeinden zu Netzknoten</i>	128
Abbildung 3-46: <i>Zuweisung von NUTS3-Regionen zu Netzknoten im europäischen Umland</i>	129
Abbildung 3-47: <i>Vorgehen bei der Berechnung von grenzüberschreitenden Lastflüssen für das Marktgebiet Deutschland und Österreich für Szenarien des Jahres 2030</i>	130
Abbildung 3-48: <i>Verwendete Datensätze verschiedener Grenzabschnitte zum Festlegen der Randbedingungen an den Grenzleitungen des Marktgebietes DE/AT. Für mit einem Stern markierte Grenzabschnitte sind die Daten nicht leitungsscharf vorhanden, eine nach thermischer Grenzleistung gewichtete Zuordnung der Exporte wird verwendet</i>	132
Abbildung 3-49: <i>Strombedingte Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten ausgelasteten Leitungen im Jahr 2012. Quelle: /BNETZA-19 14/</i>	134
Abbildung 3-50: <i>Stark ausgelastete Leitungen aus dem Validierungslauf. Eingefärbt sind Leitungen mit einer Auslastung größer 69 %</i>	135
Abbildung 4-1: <i>GridSim-Logo</i>	139
Abbildung 4-2: <i>Ausgangsnetze zur Ableitung der Basisnetztopologien</i>	142
Abbildung 4-3: <i>Grafische Darstellung der fünf Objekte mit je zwei Kennzahlen</i>	145
Abbildung 4-4: <i>Resultierendes beispielhaftes Dendrogramm</i>	146
Abbildung 4-5: <i>Resultierendes Dendrogramm der vorliegenden Netze</i>	147
Abbildung 4-6: <i>Darstellung der Cluster mit jeweiliger Anzahl der enthaltenen Netze</i>	148
Abbildung 4-7: <i>Beispielhafte Auswertung der Anteile einer Wohneinheitenkategorie für eine Kleinstadt in einem alten Bundesland</i>	151
Abbildung 4-8: <i>Abnahme des spezifischen Heizwärmebedarfes eines Einfamilienhauses abhängig von der Baualtersklasse</i>	151
Abbildung 4-9: <i>Typnetz 1</i>	154
Abbildung 4-10: <i>Typnetz 2</i>	155
Abbildung 4-11: <i>Typnetz 3</i>	155
Abbildung 4-12: <i>Typnetz 4</i>	156
Abbildung 4-13: <i>Typnetz 5</i>	157
Abbildung 4-14: <i>Typnetz 6</i>	158
Abbildung 4-15: <i>Typnetz 7</i>	159
Abbildung 4-16: <i>Typnetz 8</i>	159
Abbildung 4-17: <i>Typnetz 9</i>	160
Abbildung 4-18: <i>Median der installierten Leistung der bestehenden PV-Anlagen auf Wohngebäuden</i> 162	
Abbildung 4-19: <i>Anteil der Wohngebäude mit einer PV-Anlage im Szenario C</i>	163
Abbildung 4-20: <i>Zuordnung der Landkreise zu den gewählten PV-Standorten (schwarz)</i> 164	

Tabelle 4-8: <i>Haushalts- und Bewohnertypen in GridSim</i>	165
Abbildung 4-21: <i>Beispiel eines Tagesaktivitätsprofils für einen Werk- bzw. Wochenendtag mit modifiziertem Code-Schema</i>	166
Abbildung 4-22: <i>Stromverbrauch der privaten Haushalte mit den anteiligen Verbräuchen der elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen /FFE-05 16/</i>	170
Abbildung 4-23: <i>Regionalisierte Durchdringung von Wärmepumpen in GridSim Szenario C auf Landkreisebene für das Jahr 2030</i>	172
Abbildung 4-24: <i>Übersicht der regionalisierten Durchdringung von Wärmepumpen in Abhängigkeit des MONA-Szenarios auf Landkreisebene</i>	173
Abbildung 4-25: <i>Regionalisierte Durchdringung von elektrischen Speicherheizungen in Szenario C auf Landkreisebene für das Jahr 2030</i>	174
Abbildung 4-26: <i>Übersicht der regionalisierten Durchdringung von elektrischen Speicherheizungen in Abhängigkeit der MONA-Szenarien auf Landkreisebene</i>	175
Abbildung 4-27: <i>Regionalisierte Durchdringung von Elektrofahrzeugen in Szenario A (1 Million E-Fahrzeuge in Deutschland) auf Landkreisebene für das Jahr 2030</i>	177
Abbildung 4-28: <i>Regionalisierte Durchdringung von Elektrofahrzeugen in den Szenarien B und C (6 Million E-Fahrzeuge in Deutschland) auf Landkreisebene für das Jahr 2030</i>	178
Abbildung 4-29: <i>Anteil der Hausanschlüsse mit PV-Anlage und Hausspeichersystemen in den Szenarien A,B bzw. C auf Landkreisebene für das Jahr 2030</i>	179
Abbildung 4-30: <i>Jahresverlauf der Referenzspannung am Transformator</i>	180
Abbildung 4-31: <i>Typtage der Referenzspannung am Transformator</i>	181
Abbildung 4-32: <i>Schematischer Aufbau von GridSim</i>	182
Abbildung 4-33: <i>Unterteilung der Fahrzeugbatterie in drei Bereiche unter Berücksichtigung des Ladezustands</i>	186
Tabelle 4-12: <i>Vergleich der im Niederspannungsnetz modulierten Power2Heat-Anlagentypen</i>	187
Abbildung 4-34: <i>Schematische Darstellung der Temperaturschichtung im Kombispeicher abhängig vom Speicherfüllstand</i>	190
Tabelle 4-13: <i>Flexible thermische Speicherkapazität des Warmwasser-Kombispeichers in kWh abhängig von Systemtemperaturen und Speichergröße</i>	191
Abbildung 4-35: <i>Leistungsüberlastung am Anfang eines Strangs</i>	193
Abbildung 4-36: <i>Parallele Leitung bis an das Ende des am weitesten vom Transformator entfernten, überlasteten Leitungsabschnitts</i>	193
Abbildung 4-37: <i>Spannungsbandverletzungen am Ende eines Strangs</i>	193
Abbildung 4-38: <i>Parallele Leitung bis zu dem Knoten, von welchem die am weitesten vom Transformator entfernte Hausanschlussleitung, an deren Lastknoten eine Spannungsbandverletzung auftritt, abzweigt</i>	194
Abbildung 4-39: <i>Funktionsprinzip Stufensteller /NOBI-01 16/ (nach /TUV-02 14/)</i>	194
Abbildung 4-40: <i>Kennlinie der Leistungskompoundierung eines rONT</i>	195
Abbildung 4-41: <i>Spannungsverläufe entlang des schwächsten Strangs bei unterschiedlichen Positionen des Längsreglers im Typnetz 8</i>	196
Abbildung 4-42: <i>Netzoptimierende Ladesteuerung (Grün: Stückweise lineare Kennlinie mit Hysterese in Abhängigkeit von Spannungszustand; Blau/Rot: Kennlinie zur Regelung hinsichtlich eines definierten Ziel-SOC in Abhängigkeit vom Spannungszustand, um zusätzliche Spannungsprobleme zu vermeiden) (nach /GREIF-01 16/)</i>	198
Abbildung 4-43: <i>Konstanter Leistungsfaktor ($\cos \varphi_{fix}$) und daraus resultierende, normierte Blindleistung</i>	200
Abbildung 4-44: <i>Wirkleistungsabhängiger Leistungsfaktor ($\cos \varphi(P)$) und daraus resultierende, normierte Blindleistung</i>	201

Abbildung 4-45: <i>Spannungsabhängiger Leistungsfaktor ($\cos \varphi (U)$) und daraus maximal resultierende, normierte Blindleistung</i>	202
Abbildung 4-46: <i>Wirkleistungsunabhängige, spannungsabhängige normierte Blindleistung ($Q(U)$)</i>	202
Abbildung 4-47: <i>Kennlinie der netzdienlichen, spannungsgeführten Ladesteuerungen /FFE-32 17/</i>	204
Abbildung 4-48: <i>Schematischer Aufbau der Auswertungsstufen</i>	208
Abbildung 4-49: <i>Strukturelle Graphendarstellung eines Netzgebiets</i>	211
Abbildung 4-50: <i>Vergleich der jährlichen Emissionen von Elektrofahrzeugen und konventionellen Fahrzeugen</i>	212
Abbildung 4-51: <i>Spezifische Emissionen der verdrängten Kraftwerke in einer beispielhaften Jahressimulation</i>	213
Abbildung 4-52: <i>Jahresverlauf der absolut vermiedenen Emissionen je Tag bei einer Jahressimulation</i>	213
Abbildung 5-1: <i>Darstellung der drei im Projekt MONA 2030 zur Anwendung kommenden Modellumgebungen</i>	215
Abbildung 5-2: <i>Modellierte Energiesystemelemente und Netzoptimierende Maßnahmen in ISAaR</i>	216
Abbildung 5-3: <i>GridSim als Wortwolke</i>	217
Abbildung 5-4: <i>Übersicht über die Teilprojekte in MONA 2030</i>	218
Abbildung 6-1: <i>Übersicht über die Entwicklung des Strompreises für Haushalte und Industrie nach /BDEW-07 17/</i>	227

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: <i>Definition der einzelnen Siedlungstypen, angelehnt an /BMBAU-01 80/, /AGFW-03 01/, /AGFW-01 04/</i>	15
Tabelle 2-2: <i>Bestand an Windkraftanlagen nach FfE-EEG-Datenbank (1.4.2017) und Deutschen Windguard /DWG-01 17/</i>	18
Tabelle 2-3: <i>Bestand an PV-Anlagen nach FfE-EEG-Datenbank (1.4.2017)</i>	22
Tabelle 2-4: <i>PV-Potenzial nach Gebäudetyp</i>	23
Tabelle 2-5: <i>PV-Potenzial nach Bundesland</i>	24
Tabelle 2-6: <i>PV-Potenzial auf Freiflächen nach Bundesland</i>	25
Tabelle 2-7: <i>Typische PV-Anlagengrößen, Datenbasis für die nachfolgende kleinräumige Verteilung von /ÖIR-01 10/</i>	29
Tabelle 2-8: <i>Jahresstromverbrauch nach /BMWi-01 17/ und /ENTSOE-01 12/, eigene Berechnungen</i>	38
Tabelle 2-9: <i>Vergleichsgröße „modifizierter Jahresstromverbrauch“, eigene Berechnungen nach /BMWi-01 17/ und /ENTSOE-01 12/</i>	40
Tabelle 2-10: <i>Jahresstromverbrauch für die Modellierung</i>	40
Tabelle 2-11: <i>Generierung von sektorenspezifischen Lastgängen</i>	53
Tabelle 2-12: <i>Wohngebäudebestand und Wärmeverbrauch je Bundesland nach Gebäudemodell, Verbrauchsdaten zum Jahr 2012</i>	56
Tabelle 2-13: <i>Brennstoff- und Fernwärmeeinsatz im Sektor GHD je Bundesland, Verbrauchsdaten zum Jahr 2012</i>	57
Tabelle 2-14: <i>Eingangsdaten zur Ermittlung des Wärmeverbrauchs im Sektor Industrie</i> ...	58
Tabelle 2-15: <i>Wärme- und Brennstoffverbrauch Industrie je Bundesland, Angabe in TWh</i> 59	

Tabelle 3-1:	<i>Beschreibung der verschiedenen Zubaunetz-Szenarien 2025 /UENB-02 16/</i>	87
Tabelle 3-2:	<i>Typische Parameter von Freileitungen für verschiedene Spannungsebenen. /SPVG-01 11/, /KIES-01 01/, /KUL-01 06/</i>	90
Tabelle 3-3:	<i>Gewichtung des Windkraftpotenzials in den NUTS3-Regionen</i>	114
Tabelle 3-4:	<i>Gewichtung des Photovoltaikpotenzials in den NUTS3-Regionen</i>	117
Tabelle 3-5:	<i>Redispatch-Volumina und Abregelung Erneuerbarer Energien durch Einspeisemanagement aus Simulationsergebnissen und aus historischen Daten /BNETZA-19 14/</i>	137
Tabelle 4-1:	<i>Übersicht der aus dem Szenarioprozess resultierenden Mantelzahlen mit Relevanz für die Verteilnetz-Modellierung</i>	141
Tabelle 4-2:	<i>Paarweise Distanzen zwischen den Objekten im Clusterbeispiel</i>	144
Tabelle 4-3:	<i>Übersicht der verschiedenen Stadtkategorien</i>	148
Tabelle 4-4:	<i>Beschreibung der geclusterten Stadtkategorien</i>	150
Tabelle 4-5:	<i>Anteile der Gebäude eines Siedlungsclusters am deutschen Gebäudebestand</i>	152
Tabelle 4-6:	<i>Kennwerte der Typnetze im Referenzfall</i>	154
Tabelle 4-7:	<i>Übersicht der aus dem Szenario Prozess resultierenden Photovoltaik-Mantelzahlen für die Betrachtung in der Simulationsumgebung GridSim</i>	161
Tabelle 4-8:	<i>Haushalts- und Bewohnertypen in GridSim</i>	165
Tabelle 4-9:	<i>Übersicht der aus dem MONA-Szenarioprozess resultierenden Power2Heat-Mantelzahlen</i>	170
Tabelle 4-10:	<i>Übersicht der aus dem Szenarioprozess resultierenden Mantelzahlen zur Anzahl an Elektrofahrzeugen</i>	175
Tabelle 4-11:	<i>Übersicht der aus dem Szenario-Prozess resultierenden Mantelzahlen zur installierten Leistung von Hausspeichersystemen</i>	178
Tabelle 4-12:	<i>Vergleich der im Niederspannungsnetz modulierten Power2Heat-Anlagentypen</i>	187
Tabelle 4-13:	<i>Flexible thermische Speicherkapazität des Warmwasser-Kombispeichers in kWh abhängig von Systemtemperaturen und Speichergröße</i>	191

Literaturverzeichnis

- AGFW-01 04** Pfaffenberger, W.; et al.: Pluralistische Wärmeversorgung: Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und regenerativer Energien - Band 1 - Wirtschaftliche Rahmendaten; Räumlich verteilter Energiebedarf; Digitale Wärmekarte. Frankfurt a. M.: Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft e.V. (AGFW), 2004
- AGFW-01 13** AGFW - Hauptbericht 2012. Frankfurt am Main: Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., 2013
- AGFW-01 15** AGFW-Hauptbericht 2014. Frankfurt am Main: AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (AGFW), 2015
- AGFW-02 14** AGFW - Hauptbericht 2013. Frankfurt am Main: Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., 2014
- AGFW-03 01** Pfaffenberger, W.: Pluralistische Wärmeversorgung: Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und regenerativer Energien - Band 2 - Teil 1: Wärmeversorgung des Gebäudebestandes. Frankfurt am Main: Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft e.V. (AGFW), 2001
- AGFW-03 09** AGFW-Hauptbericht 2007. Frankfurt a. M.: Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.(AGFW), 2009
- AGFW-03 10** AGFW - Hauptbericht 2009. Frankfurt am Main: Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.(AGFW), 2010
- AGFW-03 11** AGFW: Hauptbericht 2010. Frankfurt am Main: AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., 2011
- AGFW-03 12** AGFW - Hauptbericht 2011. Frankfurt am Main: Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft - AGFW - e.V., 2012
- AGFW-05 09** AGFW - Hauptbericht 2008. Frankfurt am Main: AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (AGFW), 2009
- AMP-01 15** Statisches Netzmodell in: <http://www.amprion.net/statisches-netzmodell>. Dortmund: Amprion GmbH, 2015.
- APG-01 15** Statische Netzdaten in: <https://www.apg.at/de/netz/anlagen/leitungsnetz>. Wien: APG Austrian Power Grid (APG), 2015.
- BAFA-03 12** Förderung von effizienten Wärmepumpen in: http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erneuerbare_energien/waermepumpen/index.html. Eschborn: Bundesamt für Wirtschaft und

- Ausfuhrkontrolle (BAFA), 2012
- BBR-01 12** Schlömer, Claus: Raumordnungsprognose 2030 - Bevölkerung, private Haushalte, Erwerbspersonen. Bonn: Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, 2012
- BDEW-02 07** Technische Anschlussbedingungen TAB 2007 - für den Anschluss an das Niederspannungsnetz, Ausgabe 2011. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2007
- BDEW-02 14** Standardlastprofile Strom. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), 2014
- BDEW-03 15** Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: BDEW/VKU/GEODE Leitfaden - Abwicklung von Standardlastprofilen Gas. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2015
- BDEW-04 16** Laux, Matthias: Fakten und Argumente - Redispatch in Deutschland. In: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20160629-fakten-und-argumente-redispatch-in-deutschland-de/\\$file/Fakten%20und%20Argumente%20-%20Redispatch%20in%20Deutschland.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20160629-fakten-und-argumente-redispatch-in-deutschland-de/$file/Fakten%20und%20Argumente%20-%20Redispatch%20in%20Deutschland.pdf) (Abruf: 18.10.2016) (Archived by WebCite® at <http://www.webcitation.org/6lLgyjm1G>). Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2016
- BDEW-08 10** Pottel, Constanze: Energieverbrauch im Haushalt - Ausgabe 2010 in: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20100927_Energieverbrauch_im_Haushalt/\\$file/Energie-Info%20Energieverbrauch%20in%20Haushalten%202009.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20100927_Energieverbrauch_im_Haushalt/$file/Energie-Info%20Energieverbrauch%20in%20Haushalten%202009.pdf). Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2010
- BDEW-07 17** BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: BDEW-Strompreisanalyse Mai 2017 - Haushalte und Industrie. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2017
- BEER-01 12** Beer, Michael: Regionalisiertes Energiemodell zur Analyse der flexiblen Betriebsweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen - Dissertation. Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik an der TU München, durchgeführt an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2012.
- BFA-01 13** Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte nach Wirtschaftsabteilungen WZ 2008 - Auflösung Landkreise und kreisfreie Städte - Juni 2008. Nürnberg: Bundesagentur für Arbeit Statistik (BfA), 2009
- BFE-01 11** Gasser, L.; Wyssen, I.; Albert, M.; Häusermann, M.; Kleingries, M.; Wellig, B.: Effiziente Luft/Wasser-Wärmepumpen durch kontinuierliche Leistungsregelung - Schlussbericht Dezember 2011. Bern, Schweiz: Bundesamt für Energie BFE, 2011
- BFN-01 13** Natura2000-Daten, Bundesamt für Naturschutz (BfN), 2013
- BKG-01 13** Digitales Landschaftsmodell 1:250000 (AAA-Modellierung). Leipzig:

- Bundesamt für Kartographie und Geodäsie - GeoDatenZentrum (BKG), 2013
- BKG-04 09** Verwaltungsgrenzen 1:250.000 - Vektordaten. Frankfurt am Main: Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (BKG), 2009
- BMBAU-01 80** Roth, Ueli; Häubi, Fritz: Wechselwirkungen zwischen der Siedlungsstruktur und Wärmeversorgungssystemen. In: Schriftenreihe 'Raumordnung' des Bundesministers für Raumordnung, Bauwesen und Städtebau. Bonn: Bundesministers für Raumordnung, Bauwesen und Städtebau (BMBau), 1980
- BMWI-02 15** Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): Zahlen und Fakten - Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung. Berlin: BMWi, 16.3.2015
- BMWI-15 15** Nieder, Thomas; Bickel, Peter; Musiol, Frank: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2014 - Grafiken und Diagramme unter Verwendung aktueller Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Stand Dezember 2015 in: www.erneuerbare-energien.de. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015
- BNETZA-04 13** Bundesnetzagentur (BNetzA): Kraftwerksliste Bundesnetzagentur - Stand 27.03.2013. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2013
- BNETZA-09 15** Anlagenregister Erneuerbare Energien in: <http://www.bundesnetzagentur.de/> Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2015
- BNETZA-13 14** Genehmigung des Szenariorahmens 2025 für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung - gem. § 12a Abs. 3 EnWG. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2014
- BNETZA-14 14** Daten nach §12f Abs.1 EnWG 2013 - Studiennetzmodell des Netzentwicklungsplans 2013. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2014
- BNETZA-14 16** Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur - Stand 10.05.2016 in: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2016
- BNETZA-16 16** Bundesnetzagentur: Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2016
- BNETZA-18 14** Monitoringbericht 2014. Berlin: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2014
- BNETZA-19 14** Monitoringbericht 2013. Berlin: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2014
- BSR-01 11** Hinweise zur Planung und Genehmigung von Windkraftanlagen (WKA) - Windenergie-Erlass Bayern - Gemeinsame

- Bekanntmachung der Bayerischen Staatsministerien des Innern, für Wissenschaft, Forschung und Kunst, der Finanzen, für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, für Umwelt und Gesundheit sowie für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten. München: Bayerische Staatsregierung, 2011
- BUDH-01 14** Planungsunterlage für den Fachmann - Logatherm WPL ... AR (Reversible Luft-Wasser- Wärmepumpe). Wetzlar: Buderus Heiztechnik GmbH, 2014
- CLC-01 09** CORINE Land Cover (CLC2006) - Legende. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA), 2009
- CORR-01 13** Corradini, Roger: Regional differenzierte Solarthermie-Potenziale für Gebäude mit einer Wohneinheit. Dissertation an der Fakultät für Maschinenbau der Ruhr-Universität Bochum. Herausgegeben durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München 2013 – ISBN 978-3-941802-26-1; ISBN-A 10.978.3941802/261.
- DECC-05 14** Sub-National Electricity Consumption Data in: http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20130109092117/http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/statistics/energy_stats/regional/electricity/electricity.aspx. London: Department of Energy and Climate Change (DECC), 2014
- DESTATIS-01 12** Bauen und Wohnen - Wohnsituation der Haushalte. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2012
- DESTATIS-03 14** Energieverwendung der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe 2012 in: <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Verwendung/Tabellen/KohleErdgasStrom.html>. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (destatis), 2014
- DESTATIS-07 15** Bevölkerung Deutschlands bis 2060 - 13. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (destatis), 2015
- DESTATIS-08 14** Regionaldatenbank - www.regionalstatistik.de. Wiesbaden: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2014
- DESTATIS-10 13** Produzierendes Gewerbe - Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden 2012 in: Fachserie 4 Reihe 6.4. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (destatis), 2013
- DESTATIS-10 15** Statistisches Bundesamt: Zeitverwendungserhebung - Aktivitäten in Stunden und Minuten für ausgewählte Personengruppen. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2015
- DESTATIS-13 12** Produzierendes Gewerbe - Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden 2011 in: Fachserie 4 Reihe 6.4. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (destatis), 2012
- DGS-01 08** Hoffmann, Volker: Damals war's - Ein Rückblick auf die Entwicklung der Photovoltaik in Deutschland. München: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS), 2008

- DIN-01 03** DIN V 4701-10:2003-07 - Energetische Bewertung heiz- und raumlufttechnischer Anlagen - Teil 10: Heizung, Trinkwassererwärmung, Lüftung. Berlin: Beuth-Verlag GmbH, 2003
- DIN-01 07** DIN V 18599-10 - Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung. Berlin: DIN Deutsches Institut für Normung e.V., 2007
- DIN-02 03** Heizungsanlagen in Gebäuden - Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast Deutsche Fassung EN 12831:2003. Berlin: DIN Deutsches Institut für Normung e.V., 2003
- DIN-02 08** Heizsysteme in Gebäuden - Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast – Nationaler Anhang NA (DIN EN 12831 Beiblatt 1). Berlin: DIN Deutsches Institut für Normung e. V., 2008
- DIW-05 13** Kunz, Friedrich; Zerrahn, Alexander: The Benefit of Coordinating Congestion Management in Germany. Berlin: DIW - Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, 2013
- DLR-01 04** Nitsch, Joachim; Krewitt, Wolfram; Nast, Michael; Viebahn, Peter: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland - Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), 2004
- DLR-03 10** Follmer, Robert et al.: Mobilität in Deutschland - Methodenbericht in: www.mobilitaet-in-deutschland.de. Bonn und Berlin: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. Institut für Verkehrsforschung, infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, 2010
- DWD-01 04** Christoffer, Jürgen; Deutschländer, Thomas; Webs, Monika: Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse TRY. Offenbach a. Main: Deutscher Wetterdienst, 2004
- DWD-01 14** Wetterdaten des DWD - Zugriff auf die Daten über das WebInterface Pamore in: <https://webservice.dwd.de/cgi-bin/spp1167/webservice.cgi>. Offenbach: Deutscher Wetterdienst (DWD), 2014
- DWD-02 04** Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland, Mittlere Jahressummen, Zeitraum 1981-2000. Hamburg: Deutscher Wetterdienst (DWD), 2004
- DWG-01 17** Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland, Stand 2. Halbjahr 2016 - im Auftrag von Bundesverband WindEnergie (BWE), Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA). Oldenburg: Deutsche WindGuard GmbH, 2016
- ECON-02 15** Marktbericht 2015 in: <http://www.e-control.at>. Wien: E-Control, 2015
- ECON-03 13** E-Control: Engpassleistung nach Kraftwerkstypen zum 31. Dezember 2012 in: E-Control. Wien: 2013

- ECON-09 13** Marktbericht 2013 in: <http://www.e-control.at>. Wien: E-Control, 2013
- EEG-01 14** Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts in: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Gesetz/entwurf-eines-gesetzes-zur-grundlegenden-reform-des-erneuerbare-energien-gesetzes-und-zur-aenderung-weiterer-bestimmungen-des-energiwirtschaftsrechts,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>. Berlin: Bundesregierung, 2014
- EEG-02 14** Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG 2014). Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2014
- EEG-04 12** Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) 2012 - Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754) geändert worden ist. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2012
- EEN-01 12** Esslinger, Peter; Witzmann, Rolf: Entwicklung und Verifikation eines stochastischen Verbraucherlastmodells für Haushalte in: Symposium Energieinnovation. Graz, Österreich: Technische Universität München, Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, 2012
- EEX-01 14** Marktdaten verschiedener Jahre in: <http://www.transparency.eex.com/de/> (abgerufen am 10.07.2014). Leipzig: European Energy Exchange AG (EEX), 2014
- EIFER-01 11** Linder, Susanne; Wirges, Johannes: Spatial diffusion of electric vehicles in the German metropolitan region of Stuttgart. Karlsruhe: European Institute For Energy Research (EIFER), 2011
- ELS-01 14** Hagspiel, Simon et al.: Cost-optimal power system extension under flow-based market coupling in: science direct energy. Amsterdam: Elsevier, 2014
- END-01 09** Nogales, Santiago Casante: HTLS and HVDC solutions for overhead lines uprating. Madrid: ENDESA, S.A., 2009
- ENET-01 15** Karte der Stromnetzbetreiber Hochspannung - Deutschland Januar 2015. Hückelhoven: ene't GmbH, 2015
- ENRE-01 16** Medjroubi, Wided; Müller, Ulf Philipp; Scharf, Malte; Matke, Carsten; Kleinhans, David: Open Data in Power Grid Modelling: New Approaches Towards Transparent Grid Models in: Energy Reports. Amsterdam, NL: Elsevier, 2016
- ENTSOE-01 11** Load and consumption data: Specificities of member countries. https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/Load_and_Consumption_Data.pdf. Brüssel: ENTSO-E, 2011
- ENTSOE-01 12** ENTSO-E: Statistical Database in: <https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/>. Brüssel: ENTSO-E, 2012
- ENTSOE-01 14** European Network of Transmission System Operators for Electricity: Transparency Platform. [Online]

- <https://transparency.entsoe.eu/>, laufende Aktualisierung seit 2014
- ENTSOE-03 14** Interconnected network of ENTSO-E - ENTSO-E Grid Map. Brüssel: European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), 2014
- ENTSOE-04 14** 10-Year Network Development Plan 2014 - TYNDP 2014. Brüssel: European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), 2014
- ENTSOE-04 15** Ten-Year Network Development Plan 2016 (TYNDP). Brüssel: ENSTO-E, 2015
- EPRI-01 15** Simulation Tool – OpenDSS. Palo Alto, California: Electric Power Research Institute, 2015.
- ET-05 15** Regett, Anika; Heller, Christoph: Relevanz zeitlich aufgelöster Emissionsfaktoren für die Bewertung tages- und jahreszeitlich schwankender Verbraucher in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* - 65. Jg. (2015) Heft 70. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2015
- ET-57 15** Schaber, Katrin; Bieberbach, Florian: Redispatch und dezentrale Erzeugung: Alternativen zum Netzausbau? in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* - 65. Jg. (2015) Heft 7. Essen: et, 2015
- ETH-03 11** Andersson, Göran: Power System Analysis - Power Flow Analysis Fault Analysis Power System Dynamics and Stability. Zürich: Eidgenössisch Technische Hochschule Zürich (ETH), 2011
- ETHB-01 13** Elektrotechnik Hildebrand: Elektrische Heizungsanlagen / Wärmebedarf in: <http://www.hillebrand-elektrotechnik.de/>. Zülpich, 2013
- EWI-01 14** Techno-ökonomische Kennwerte für den Forschungsverbund - Systemanalyse Energiespeicher. Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), 2014
- EWS-01 14** Österreichs Windpotenzial - Das realisierbare Windpotenzial Österreichs für 2020 und 2030. Heiligenstatt: Energiewerkstatt, 2014
- FFAV-01 15** Verordnung zur Ausschreibung der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen (Freiflächenausschreibungsverordnung - FFAV) - Freiflächenausschreibungsverordnung vom 6. Februar 2015 (BGBl. I S. 108). Berlin: Bundesregierung Deutschland; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015
- FFE-01 12** Beer, Michael; et al.: flex: Flexibilisierung der Betriebsweise von KWK - Projekt im Verbund "Eneff:Stadt - Chancen und Risiken von KWK im politischen Umfeld". München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2012. URL: <http://edok01.tib.uni-hannover.de/edoks/e01fb14/779648722.pdf>
- FFE-01 15** Staudacher, Thomas; Jacob, Sebastian; Eller, Sebastian; Habermann, Jochen: EnEff:Wärme – Dezentrale Stromversorgungskonzepte - laufendes Projekt. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2015
- FFE-02 12** Schmid, Tobias; et al.: Masterplan: Optimierte Energieversorgung - Projekt im Verbund "Eneff:Stadt - Chancen und Risiken von KWK

- im politischen Umfeld". München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2012. URL: <http://edok01.tib.uni-hannover.de/edoks/e01fb14/779649419.pdf>
- FFE-02 17** Kleinertz, Britta; Gallet, Marc; Müller, Mathias; Samweber, Florian; Schmid, Tobias: Load Shifting Potential of Household Power-to-Heat Devices Employing Thermal Storage in: 11th International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2017). Bonn: EUROSOLAR e.V., 2017
- FFE-03 11** Schmid, Tobias; Pfeifroth, Philipp: EEG-Potentialstudie Bayern - Ausbauplanung im 110-kV-Netz. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2011
- FFE-04 12** Schmid, Tobias; Beer, Michael; Corradini, Roger: Energiemodell der Wohngebäude in: BWK Bd. 64 (2012) Nr. 1/2. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2012
- FFE-04 16** Pellingner, Christoph; Schmid, Tobias; et al.: Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 - Hauptbericht. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2016
- FFE-05 02** Geiger, B.; Carter, M.; Mühlbacher, H.: Warmwasserbereitung - Vergleich zentraler und dezentraler Warmwasserversorgung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2002
- FFE-05 16** Pellingner, Christoph; Schmid, Tobias; et al.: Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 - Teilbericht: Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2016
- FFE-06 12** Steck, Michael; Habermann, Jochen; Pfeifroth, Philipp; Buber, Tim: DEA: Verbund dezentraler Erzeugungsanlagen - Projekt im Verbund "Eneff:Stadt - Chancen und Risiken von KWK im Rahmen des IEKP" in: https://www.ffe.de/download/article/269/20120820_Endbericht_DEA_Verbund-dezentraler-Anlagen.pdf (Abruf am 15.02.2016). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2012
- FFE-08 07** Gobmaier, Thomas; Corradini, Roger: Strukturoptimierung in Ballungsgebieten - Energiebedarfsprognose für die Stadt München. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2007
- FFE-10 13** Schmid, Tobias: Energiewende und Demographie – Neue Herausforderungen für Verteilnetzbetreiber - Textbeitrag für den Tagungsband der FfE-Fachtagung 2013. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2013
- FFE-10 17** Regett, Anika; Zeiselmair, Andreas; Wachinger, Kristin; Heller, Christoph: Merit Order Netz-Ausbau 2030 - Teilbericht 1: Szenario-Analyse. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2017
- FFE-11 09** Fieger, Christian; Gruber, Anna: Entwicklung des Erdgasabsatzes der ESB am Beispiel Penzberg. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2009
- FFE-12 13** Schmid, Tobias: Energiewende und Demographie - Neue Herausforderungen für Netzbetreiber in: FfE-Fachtagung 2013. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2013

- FFE-14 13** Schmid, Tobias; Carr, Luis; Pellingner, Christoph: Modell zur Erstellung anlagenscharfer Ausbauszenarien für Windkraftanlagen zur Unterstützung der Netzplanung in: 45. Kraftwerkstechnisches Kolloquium in Dresden. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2013
- FFE-15 17** Samweber, Florian; Köppl, Simon; Bogensperger, Alexander: Projekt Merit Order Netz-Ausbau 2030 - Teilbericht Maßnahmenklassifizierung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017
- FFE-17 11** Christian, Fieger; Tobias, Schmid; Corinna, Steinert; Roman, Burhenne: Energienutzungsplan der Stadt Nürnberg. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2011
- FFE-21 10** Beer, Michael; Schmid, Tobias: Das Regionenmodell - Neue Ansätze zur Modellierung von Energiesystemen in: BWK Bd. 62 (2010) Nr. 10. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2010
- FFE-22 10** Schmid, Tobias; Beer, Michael: Das Regionenmodell - Basis detaillierter Analysen von Energieversorgungskonzepten in: Kraftwerkstechnik - Sichere und nachhaltige Energieversorgung - Band 2 (ISBN 978-3-935317-57-3). Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2010
- FFE-22 12** Samweber, Florian: Lastverschiebungspotenzial in Niederspannungsnetzen zum Ausgleich der PV-Einspeisung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2012
- FFE-26 13** Lugeder, Christoph: Lastverschiebungspotenzial in Privaten Haushalten. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2013
- FFE-29 15** Conrad, Jochen; Schmid, Tobias; Pellingner, Christoph: Erzeugung von Fernwärmelastgängen aus Temperaturprofilen in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 09/2015. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2015
- FFE-32 15** Schmid, Tobias: Das Regionenmodell - Möglichkeiten und Bedarf von regional aufgelösten Daten. Vortrag im Rahmen des Doktorandenkolloquiums der 25. FfE-Fachtagung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2015
- FFE-32 17** Müller, Mathias; Samweber, Florian; Leidl, Peter: Impact of Different Charging Strategies for Electric Vehicles on their Grid Integration - Einfluss der Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen auf deren Netzintegration in: 2. Internationale ATZ Konferenz Netzintegration der Elektromobilität. Wiesbaden: ATZ Live, 2017
- FFE-35 16** Wagner, Ulrich; Mauch, Wolfgang; Dronia, Miachael; Estermann, Thomas; Fischhaber, Sebastian; Fattler, Steffen; Böing, Felix: Faktencheck zur Elektromobilität und Marktprämie in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen 66. Jg. (2016) Heft 9. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2016
- FFE-39 14** Corradini, Roger; Gallet, Marc; Conrad, Jochen; Schmid, Tobias: Globale Herausforderungen, regionale Lösungen - FfE-Regionalisiertes-Energiesystem-Model (FREM): Flächendeckendes, räumlich und zeitlich hoch aufgelöstes Energiesystemmodell. In: BWK Ausgabe 12/2014, S. 28-33. Düsseldorf: Springer-VDI-Verlag,

- 2014
- FFE-41 12** Gobmaier, Thomas; Mauch, Wolfgang; Beer, Michael; von Roon, Serafin; Schmid, Tobias; Mezger, Tomás; Habermann, Jochen; Hohlenburger, Sebastian: Simulationsgestützte Prognose des elektrischen Lastverhaltens. München: FfE e.V., 2012
- FFE-41 15** Schmid, Tobias; Carr, Luis; Gallet, Marc: Regionalisierung der dezentralen Stromerzeugung im Netzentwicklungsplan 2025 (zu Kapitel 2.2.2) - detaillierte Beschreibung der Regionalisierungsmethodik in: <http://www.netzentwicklungsplan.de/regionalisierung-der-dezentralen-stromerzeugung-im-netzentwicklungsplan-2025-zu-kapitel-222>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2015
- FFE-46 14** Samweber, Florian; Wachinger, Kristin; Köppl, Simon: Laufendes Projekt: Merit Order des Netzausbaus im Jahr 2030 (MONA 2030) - Systemübergreifender Vergleich von netzoptimierenden Maßnahmen in: <https://www.ffe.de/die-themen/speicher-und-netze/521>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2014
- FFE-71 09** Gruber, Anna; Fieger, Christian: Zukünftige Wärmeversorgungsstruktur der Stadt Passau. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2009
- FFE-71 10** Schwentzek, Marco; Fieger, Christian: Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept der Gemeinde Oberschleißheim. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2010
- FFE-83 11** Fieger, C.; Steinert, C.; Schmid, T.; Burhenne, R.: Energienutzungsplan für die Stadt Nürnberg im Rahmen eines integrierten Klimaschutzkonzeptes - Auswertungen zur Sanierungsrate von Wohngebäuden. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2011
- FOURC-01 11** Global Offshore Wind Farms Database in: www.4coffshore.com/offshorewind. Lowestoft: 4C Offshore Limited, 2011
- GEN-01 12** Genoese, Fabio: Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland - Dissertation. Fakultät der Wirtschaftswissenschaften am Karlsruher Institut für Technologie, 2012. ISBN 978-3-7315-0002-5
- GREIF-01 16** Greif, Simon: Herausforderungen und Potenziale von Virtuellen Kraftwerken zur Netzoptimierung in der Niederspannungsebene - Challenges and potentials of virtual power plants for grid optimization in low voltage systems. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München - Ingenieurfaculty Bau Geo Umwelt, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2016
- GZB-01 10** Platt, Michael; Exner, Stepha; Bracke, Rolf: Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes - Bestandsaufnahme und Trends. Bochum: GeothermieZentrum Bochum, 2010

- HEC-01 15** Constanze, Hecker: Bestimmung des Flexibilitätpotenzials von Wasserkraftwerken - Ermittlung einer Methodik zur Bestimmung des Flexibilitätpotenzials von Wasserkraftwerken in ausgewählten Ländern vor dem Hintergrund der Energiewende in Deutschland. München: TU München, FfE, 2014
- HER-01 15** Hering, Martin: Ausgestaltung des Energiesystems der Zukunft - Modellierung und Bewertung räumlich aufgelöster EE-Erzeugungsinfrastrukturen. Herausgegeben durch die Universität Augsburg, Institut für Geographie, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. : München: 2015
- HERTZ-01 15** Statisches Netzmodell in: <http://www.50hertz.com/de/Anschluss-Zugang/Engpassmanagement/Statisches-Netzmodell>. Berlin: 50Hertz Transmission GmbH, 2015
- IEC-01 12** IEC 61851-1 - Elektrische Ausrüstung von Elektro-Straßenfahrzeugen - Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge - Teil 1: Allgemeine Anforderungen (IEC 61851-1:2010). Berlin: Beuth Verlag GmbH, 2012
- IET-01 15** Brown, Tom; Schierhorn, Peter-Philipp; Tröster, Eckehard; Ackermann, Thomas: Optimising the European transmission system for 77% renewable electricity by 2030 in: IET Renewable Power Generation, 2016, Vol. 10, Iss. 1. Aalborg: IET Renewable Power Generation, 2015
- IFEU-02 14** von Oehsen, Amany; Fehr, Johannes; Brischke, Lars-Arvid; Pehnt, Martin; Mellwig, Peter: 100 % Wärme aus erneuerbaren Energien? - Band 4 Endbericht zur Aufstockung PV-Eigenstrom für Wärmepumpen- und Haushaltsstrombedarf in Wohngebäuden. Heidelberg: ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, 2014
- INFAS-01 10** Follmer, Robert; Gruschwitz, Dana; Jesske, Birgit; Quandt, Sylvia; Lenz, Barbara; Nobis, Claudia; Köhler, Katja; Mehlin, Markus: Mobilität in Deutschland 2008 - Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends. Bonn: infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, 2010
- ISI-01 11** Schlomann, Barbara; Kleeberger, Heinrich; Linhardt, Antje; Gruber, Edelgard; Schiller, Werner: Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010 - Projektnummer 53/09 Bericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), Karlsruhe, 2011
- ISI-03 12** Peters, Anja; Sonnberger, Marco; Dütschke, Elisabeth; Deuschle, Jürgen: Theoretical perspective on rebound effects from a social point of view - Working Paper to prepare empirical psychological and sociological studies in the REBOUND project. Karlsruhe: Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (Fraunhofer ISI), 2012
- ISI-06 12** Wietschel, Martin; Dütschke, Elisabeth; Funke, Simon; Peters, Anja; Plötz, Patrick; Schneider, Uta; Roser, Anette; Globisch, Joachim: Kaufpotential für Elektrofahrzeuge bei sogenannten

- "Early Adoptern". Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), 2012
- IWU-01 02** Diefenbach, Nikolaus; Loga, Tobias; Born, Rolf; Großklos, Marc; Herbert, Carsten: Energetische Kenngrößen für Heizungsanlagen im Bestand. Darmstadt: Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU), 2002
- IWU-01 07** Diefenbach, Nikolaus; Born, Rolf: Basisdaten für Hochrechnungen mit der Deutschen Gebäudetypologie des IWU. Darmstadt: Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU), 2007
- IWU-01 15** Loga, Tobias; Stein, Britta; Diefenbach, Nikolaus; Born, Rolf: Deutsche Wohngebäudetypologie. - Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden - zweite Auflage. Darmstadt: Institut Wohnen und Umwelt (IWU), 2015
- JET-01 15** Jetter, Fabian: GIS-gestützte Analyse des Photovoltaik-Potenzials einer Großstadt anhand siedlungsgenetischer Merkmale. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Universität Augsburg, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2015.
- JKU-01 10** Bacher, Johann; Pöge, Andreas; Wenzig, Knut: Clusteranalyse - Anwendungsorientierte Einführung in Klassifikationsverfahren. München: Oldenbourg-Verlag, 2010
- KIES-01 01** Kießling, Friedrich Dr.; Nefzger, Peter; Kaintzyk, Ulf: Freileitungen - Planung, Berechnung, Ausführung. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2001
- KUL-01 06** Purchala, Konrad; Meeus, Leonardo; Van Dommelen, Daniel; Belmans, Ronnie: Usefulness of DC Power Flow for Active Power Flow Analysis. Leuven: KU Leuven, 2006
- KUL-01 14** Van Den Bergh, Kenneth; Delarue, Erik; D'haeseleer, William: DC power flow in unit commitment models in: TME Working Paper - Energy and Environment. Belgium: KU Leuven Energy Institute, 2014
- KWKA-01 14** Kraftwerkskarten: Europäische Kraftwerksdatenbank - georeferenziert, Halle (Saale), 2014
- LUBW-01 14** Windkraftanlagen - interaktiver Dienst UDO (Umwelt-Daten und -Karten Online) . Stuttgart: Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz, 2014
- LUG-01 14** Lugeder, Christoph: Gemeindegrenze und zeitlich differenzierte Modellierung der Lastverschiebungspotentiale von Haushaltsgeräten - Modelling of regional and temporal differentiated load shift potentials of home appliances at community level. Herausgegeben durch die Hochschule München, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2014.
- LUGV-01 14** Windkraftanlagen im Land Brandenburg. Potsdam: Landesamt für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz (LUGV), 2014
- MUST-01 12** Egbue, Ona; Long, Suzanna (Missouri University of Science and Technology): Barriers to widespread adoption of electric vehicles: An

- analysis of consumer attitudes and perceptions in: Energy Policy 48 (2012) 717-729. Philadelphia: Elsevier, 2012
- NEP-01 12** Feix, Olivier; Obermann, Ruth; Mike, Hermann; Zeltner, Stefan: Netzentwicklungsplan Strom 2012 - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Bayreuth: Netzentwicklungsplan, 2012
- NEP-01 15** Übertragungsnetzbetreiber: Netzentwicklungsplan Strom 2025 Version 2015 - Erster Entwurf (Teil 1). [Online] http://www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2025_1_Entwurf_Teil1.pdf, abgerufen am: 30.10.2015
- NOBI-01 16** Nobis, Philipp: Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen. Dissertation. München: Technische Universität München - Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, 2016
- ONEP-01 15** Feix, Olivier; Hörchens, Ulrike: Offshore-Netzentwicklungsplan 2025, Version 2015 - Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin: CB.e Clausecker Bingle AG, 2015
- OSM-01 17** OpenStreetMap und Mitwirkende: Elemente in OSM. OpenStreetMap Wiki, 2017. URL: <http://wiki.openstreetmap.org/wiki/DE:Elemente> (besucht am 18.04.2017). (Archived by WebCite® at <http://www.webcitation.org/6poMjpscI>). OpenStreetMap Wiki, 2017
- OTGM-01 16** Scharf, Malte; Nebel, Arjuna: osmTGmod 0.1.1 - Documentation, Version: 0.1.0. Wuppertal: Wuppertal Institut, 2016
- PEL-01 16** Pellingner, Christoph: Mehrwert Funktionaler Energiespeicher aus System- und Akteurssicht - Dissertation an der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik an der TU München, durchgeführt an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2016
- PEL-02 16** Pellingner, Christoph: Mehrwert Funktionaler Energiespeicher aus System- und Akteurssicht - Dissertation. TU München, 2016
- PLA-01 14** Platts, WEPP Database (Europe). Washington, DC 20005 USA: 2014
- REC-01 01** Recknagel, Dipl.-Ing. Hermann; Sprenger, Dipl.-Ing. Eberhard; Schramek, Prof. Dr.-Ing Ernst-Rudolf: Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik. München: Oldenbourg Verlag, 2001
- SDK-01 10** Solardachkataster Darmstadt - <http://www.darmstadt.de/software/cityguide/SOLAR/html/de/indexsolar.html>. Darmstadt: Agenda Büro, Vermessungsamt, 2010
- SDK-01 12** Solaratlas Hamburg. Hamburg: HAMBURG ENERGIE SOLAR GmbH, 2012
- SGRID-01 15** Medjroubi, W.; Matke, C.: SciGRID Open Source Transmission Network Model - USER GUIDE V 0.2. Oldenburg: SciGRID, 2015
- SGRID-02 15** SciGRID: Power Relations in OpenStreetMap in http://scigrd.de/posts/2015-Jul-02_power-relations-in-openstreetmap.html (besucht am 18.04.2017). (Archived by

- WebCite® at <http://www.webcitation.org/6poPhZ7fA>). Oldenburg: SciGRID, 2015.
- SOAF-01 14** Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2014 – 2030. Brüssel: European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), 2014
- SPMK-01 02** Sportstättenstatistik der Länder. Berlin: Sportministerkonferenz, 2002
- SPVG-01 11** Oeding, Dietrich; Oswald, Bernd: Elektrische Kraftwerke und Netze. Berlin: Springer-Verlag, 2011
- STATAT-02 14** Energiebilanzen der Bundesländer. Wien: Bundesanstalt Statistik Österreich, 2014
- STATAT-03 13** Statcube in: <http://statcube.at/>. Wien: Bundesanstalt Statistik Österreich, 2013
- STATAT-03 14** Gesamtenergiebilanz Österreich (1970 bis 2013). Wien: Statistik Austria, 2014
- STATAT-06 13** Energiebilanzen der Bundesländer 1988-2012 (Detailinformation). Wien: Statistik Austria, 2013
- STECK-01 12** Steck, Michael: Entwicklung und Bewertung von Algorithmen zur Einsatzplanerstellung virtueller Kraftwerke - Dissertation. Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der TU München, durchgeführt an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2012.
- STMWI-01 15** Energie-Atlas Bayern. In: <http://geoportal.bayern.de/energieatlas-karten>. München: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie (StMWi), 2015
- SUN-01 13** Sun, Ninghong: Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes - Kraftwerkseinsatzplanung und -investitionen - Dissertation. Fakultät für Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart, 2013.
- TAA-01 89** Aluminum Electrical Conductor Handbook. Washington D.C.: The Aluminum Association, 1989
- TNG-01 15** Daten zum statischen Netzmodell in: <https://www.transnetbw.de/de/strommarkt/engpassmanagement/standards-zukunft>. Stuttgart: TransnetBW GmbH, 2015.
- TNT-01 15** Statisches Netzmodell in: <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/statisches-netzmodell/statisches-netzmodell> (Abrufdatum: 19.03.2015). Bayreuth: TenneT TSO GmbH, 2015
- TUW-02 14** Wadispointner, Michael: Optimierter Einsatz und Betrieb von Laststufenschaltern zur Spannungshaltung in Verteilnetzen. Wien: Technische Universität Wien, 2014
- TWP-01 15** Pierrot, Michael: The Wind Power - What we offer and how you can use it. Buc, France: The Wind Power, 2015
- UENB-02 16** Übertragungsnetzbetreiber: Netzentwicklungsplan Strom 2025 Version 2015 - Zweiter Entwurf. [Online] http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2025

- _2_Entwurf_Teil1.pdf, abgerufen am: 14.3.2016
- UENB-05 16** Feix, Oliver; Wiede, Thomas; Meinecke, Mario; König, Regina: Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2025 Version 2015, 2. Entwurf. Berlin, 2016
- UNEP-01 14** World Database on Protected Areas. Cambridge, UK: UNEP-World Conservation Monitoring Centre, 2014
- UNIKA-01 05** Stadler, Prof. Dr.-Ing. Ingo: Demand Response - Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Kassel: Universität Kassel, Fachbereich Elektrotechnik, 2005
- VDE-05 10** Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (Entwurf). Berlin: VDE-Verlag GmbH, 2010
- VDI-01 08** Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen - VDI 4655. Berlin: Beuth-Verlag GmbH, 2008
- VDI-01 17** VDI 2067 Blatt 12 - Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Nutzenergiebedarf für die Trinkwassererwärmung. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure e.V., 2017
- VDI-06 13** VDI 2067 - Energieaufwand für die Erzeugung in: VDI-Richtlinien. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure e.V., 2013
- WANG-01 16** Wang, Zuohan: Regelbare Komponenten in Verteilnetzen zur Netzentlastung. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München - Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2016
- WEB-01 04** Weber, Christoph: Uncertainty in the Electric Power Industry - Methods and Models for Decision Support. In: International Series in Operations Research & Management Science (Buch 77). Boston: Springer Science and Business Media, 2004, ISBN: 0-387-23948-3
- WID-01 09** Widén, Joakim; Wäckelgard, Ewa: A high-resolution stochastic model of domestic activity patterns and electricity demand in: Applied Energy 87 (2010). Uppsala, Sweden: Elsevier, 2009
- WIE-02 15** Wiegman, Bart: Improving the Topology of an Electric Network Model Based On Open Data. Groningen, NL: University of Groningen, 2016
- ZEW-01 09** Biere, David; Dallinger, David; Wietschel, Martin: Ökonomische Analyse der Erstnutzer Elektrofahrzeuge. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe; Zeitschrift für Energiewirtschaft, 2/2009