

**Auswirkung einer übergeordneten Steuerung
dezentraler elektrischer Anlagen auf die Höhe
des konventionellen positiven
Redispatcheinsatzes in Deutschland**

Von der Fakultät Elektrotechnik, Informationstechnik und
Medientechnik der Bergischen Universität Wuppertal zur
Erlangung des akademischen Grades eines
Doktors der Ingenieurwissenschaften
genehmigte Dissertation

von
Arjuna Nebel
aus Düsseldorf

Referent: Prof. Dr.-Ing. M. Zdrallek
Korreferent: Prof. Dr.-Ing. M. Fishedick
Tag der mündlichen Prüfung: 25. Januar 2019

NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal

Herausgeber: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Impressum:

Nebel, Arjuna

Auswirkung einer übergeordneten Steuerung dezentraler elektrischer Anlagen auf die Höhe des konventionellen positiven Redispatcheinsatzes in Deutschland

Neue Energie aus Wuppertal, Band 21

Copyright: © 2019 Arjuna Nebel

Druck und Verlag: epubli GmbH, Berlin, www.epubli.de

Bildquelle: Arjuna Nebel, November 2018

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als Wissenschaftlicher Mitarbeiter des Wuppertal Instituts und als externer Doktorand am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal. An dieser Stelle möchte ich allen Personen danken, die zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben.

Zuallererst geht der Dank dabei an meine Frau Linda und unsere Kinder Jona und Eliza, welche in den letzten Jahren einen maßgeblichen Anteil unserer gemeinsamen Zeit ohne mich verbringen mussten. Danke für die Zeit und den Raum, ohne die ich diese Arbeit nicht hätte schreiben können.

Danken möchte ich auch meinem Doktorvater Prof. Dr.-Ing. Markus Zdralk für die ausführlichen Gespräche und die konstruktive Betreuung dieser Arbeit.

Prof. Dr.-Ing. Manfred Fishedick möchte ich für die Übernahme des Korreferats und die langjährige Unterstützung danken.

Mein Dank geht auch an meine Kolleginnen und Kollegen am Wuppertal Institut, welche mir in manchen Gesprächen entscheidende Hinweise zum Gelingen der Arbeit gegeben, oder mich mit ihren eigenen Arbeiten unterstützt haben. Insbesondere möchte ich an dieser Stelle Björn Tschache, Christine Krüger, Clemens Schneider, Frank Merten, Geo Kocheril, Malte Scharf, Mathis Buddeke, Ole Zelt und Sascha Samadi erwähnen. Zusätzlich bin ich Dr.-Ing. Karl Friedrich Schäfer vom Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik für seine freundliche Begleitung dieser Arbeit dankbar.

Des Weiteren danke ich meinen Freunden und meiner Familie für die wertvollen Hinweise während der Korrektur der ersten Version dieser Arbeit. Besonderer Dank geht dabei an Christian Tode, Marvin Nebel-Wenner und Karina Nebel.

Schließlich möchte ich der Vereinigung der Freunde des Wuppertal Instituts für das einmonatige Stipendium zur Fertigstellung dieser Arbeit danken.

Die Dissertation kann wie folgt zitiert werden:

urn:nbn:de:hbz:468-20190225-111832-1

[<http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn=urn%3Anbn%3Ade%3A468-20190225-111832-1>]

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	vii
Tabellenverzeichnis	xi
1 Einleitung	1
1.1 Hintergrund	1
1.1.1 Redispatch	3
1.1.2 Redispatchvorhaltung als Must-Run-Bedingung	7
1.1.3 Mögliche Transformationspfade des elektrischen Energiesystems	9
1.1.4 Veränderung der Systemverantwortung auf Verteilnetzebene	10
1.2 Stand der Forschung	12
1.2.1 Kraftwerkseinsatzmodellierung	12
1.2.2 Netzmodellierung	13
1.3 Ziel und Struktur der Arbeit	15
2 Modellierung des Kraftwerkeinsatzes	19
2.1 Definition und Abgrenzung des Betrachtungsbereiches	19
2.2 Kraftwerke	20
2.2.1 Thermische Kraftwerke	21
2.2.2 Windkraftanlagen	30
2.2.3 Photovoltaikanlagen	38
2.2.4 Laufwasser, Biomasse und Geothermie	39
2.3 Last und Speicher	41
2.3.1 Nicht steuerbare Last	41
2.3.2 Speicher	42
2.3.3 Steuerbare industrielle Lasten	43
2.3.4 Elektrische Fahrzeuge	45
2.3.5 Wärmeerzeugung in Elektroden- und Widerstandskesseln	51

2.3.6	Umwandlung von elektrischer Energie in Gas	53
2.4	Austausch im europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt	53
2.5	Optimierungsverfahren des Kraftwerkeinsatzes	56
2.5.1	Zielfunktion und Randbedingungen	57
2.5.2	Rollierende Planung	58
2.5.3	Validierung des Optimierungsverfahrens	59
3	Modellierung des Übertragungsnetzes	63
3.1	Abgrenzung des Betrachtungsbereiches	63
3.1.1	Verbindung mit dem umgebenden ENTSO-E-Netz	64
3.1.2	Verbindung mit dem Verteilnetz	64
3.2	Abstraktion des Netzmodells	65
3.2.1	Datenbasis	65
3.2.2	Abstraktionsprozess	69
3.3	Unschärfe der Netzmodellierung	78
3.3.1	Datenbasis	78
3.3.2	Annahmen bezüglich der Verschaltung in den Umspann- werken	79
3.3.3	Stufenschaltungen der Transformatoren	80
3.3.4	Kompensationsanlagen	81
3.4	Validierung des Netzmodells	81
4	Gesamtmodell	91
4.1	Verknüpfung der Modelle	91
4.2	Regionalisierung der Ergebnisse des Kraftwerkeinsatzmodells	93
4.2.1	Regionalisierung der Kraftwerksleistung	93
4.2.2	Regionalisierung der Last	96
4.3	Grenzen der Modellbildung	98
5	Simulation des Redispatcheinsatzes	101
5.1	Basisszenario	104
5.1.1	Eingangsparameter	104
5.1.2	Simulationsergebnisse	105
5.1.3	Vergleich mit historischen Redispatchergebnissen	110
5.2	Redispatch im Szenario „All-Flex“	111
5.2.1	Eingangsparameter	112
5.2.2	Simulationsergebnisse	113

5.3	Variation der Eingangsparameter	122
5.3.1	Beschreibung der Szenariovariationen	122
5.3.2	Simulationsergebnisse der Szenariovariationen	124
5.4	Vergleich der Lösungen zur Bereitstellung von Redispatchkapazitäten	131
5.4.1	Vergleich der Szenarien	131
5.4.2	Vergleich der dezentralen Flexibilitäten	136
5.4.3	Vergleich der Auswirkungen auf Kosten und Emissionen	138
5.5	Schlussfolgerungen	141
6	Zusammenfassung und Ausblick	145
7	English Summary	149
	Literaturverzeichnis	153
	Abkürzung und Symbolverzeichnis	171
1	Allgemeingültige Festlegungen	171
2	Formelzeichen und Symbole	171
3	Abkürzungen	173

Abbildungsverzeichnis

1.1	Schematische Darstellung einer fiktiven Netzüberlastung und deren Behebung durch Redispatchhandlungen	4
1.2	Redispatchkosten in Mio. Euro und Redispatchgesamtvolumen in GWh nach [8–16]	6
1.3	Gewähltes Modelldesign	16
2.1	Elektrischer und Gesamtwirkungsgrad über reziproker Stromkennzahl mit der Annahme von $\eta_{ges,max} = 0,92$, $\eta_{el,GUD,nenn} = 0,58$, $\eta_{el,DKW,nenn} = 0,46$ und $\eta_{el,GUD(vor1980),nenn} = 0,4$. Der Verlauf der heutigen Gas und Dampf- und Dampfkraftwerke ist nach [50], die Daten der Dampfkraftwerke vor 1980 nach [51] angenommen.	23
2.2	Der nach Grenzkosten sortierte thermische Kraftwerkspark 2015 in Deutschland	26
2.3	Der nach Grenzkosten sortierte thermische Kraftwerkspark 2015 in Deutschland mit automatisierten Clustern und der Annahme von $D_{C,min} = 75\%$ und $A_{C,min} = 20\%$	27
2.4	Tagesprofil der Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe	32
2.5	Tagesprofil der Windgeschwindigkeit in 80 m Höhe	33
2.6	Merra 2 Datenpunkte und Windzonen nach [66]	35
2.7	Virtuelle Speicherkapazität des DSM-Speichers der in dieser Arbeit betrachteten industriellen Prozesse	46
2.8	Eigene Annahmen zu Ankunftszeit von Elektrofahrzeugen an Ladesäulen nach Hauptwegezweck	48
2.9	Kumulierte Speicherkapazität, kumulierter Speicherfüllstand und kumulierter Ab- bzw. Zufluss bei einer Annahme von 1.000.000 Elektrofahrzeugen in einer Woche im Jahr 2015	50
2.10	Mögliche Wärmeleistung in MW, welche auch elektrisch über Elektroden- oder Widerstandskessel bereitgestellt werden kann	52

2.11	Ein nach Grenzkosten sortierter thermischer Kraftwerkspark im europäischen Ausland mit schematischer Darstellung der Modellierung	55
2.12	Schematische Darstellung der rollierenden Planung in der Optimierung des Kraftwerkseinsatzes mit einem Optimierungszeitraum T und einer Schrittweite s	60
3.1	Darstellung der Freileitung mit der OSM-Kennung 25788425 und ihrer Attribute nach [125]	67
3.2	Darstellung des Umspannwerks Niederrhein und seiner Attribute nach [125]	68
3.3	Darstellung des Stromkreises Lippe Nord und seiner Attribute nach [125]	69
3.4	Schematische Darstellung des Abstraktionsprozesses zur Erstellung des Netzmodells <i>osmTGmod</i>	70
3.5	Häufigkeitsverteilung der Längendifferenz zwischen den modellierten und den aus [39–42] identifizierten Stromkreisen	83
3.6	Häufigkeitsverteilung der Dauerstrombelastbarkeit der 220-kV und 380-kV-Leitungen nach [39–42]	84
3.7	Modellierte und nach [4, 149–151] aufgetretene Leistungsverringerung des Jahres 2015 im Jahresverlauf	87
3.8	Vergleich der Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2015 (a) aus [15] und (b) nach eigener Netzmodellierung	88
3.9	Vergleich der Dauer von modellierten strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2015 bei einer Änderung der Leiterseilparameter auf „243-AL1/39-ST1A“ (a) und „304-AL1/49-ST1A“ (b)	89
4.1	Auf [77] basierende Darstellung der 2015 installierten Leistung der Anlagen auf der Basis von erneuerbaren Energien nach Landkreisen und kreisfreien Städten	95
4.2	Schematische Darstellung der Lastregionalisierung	97
5.1	Übersicht der in den verschiedenen Szenariovarianten angenommenen dezentralen Flexibilitäten	102

5.2	Darstellung der simulierten Leistungserhöhung und Leistungs- verringerung aufgrund des simulierten Redispatches 2015 bei der regulären Nutzung von konventionellen Kraftwerken nach Variante 1 im Basisszenario	108
5.3	Jahresdauerlinie der redispatchbedingten Leistungserhöhung der Kraftwerke im Basisszenario	109
5.4	Differenz der Netzbelastung im Szenario „All-Flex“ gegenüber dem Basisszenario	117
5.5	Jahresdauerlinie der redispatchbedingten Leistungserhöhung der Kraftwerke im Szenario „All-Flex“	119
5.6	Darstellung der simulierten Leistungsverringerung und -erhö- hung aufgrund von Redispatch 2015 bei dezentralem Fokus (Variante 2) im Szenario „All-Flex“	123
5.7	Jahresdauerlinie der redispatchbedingten Leistungserhöhung der Kraftwerke im Szenario „Emob Ind“	128
5.8	Vergleich der elektrischen Arbeit für Leistungserhöhung im Re- dispatch, der saldierten zusätzlichen Brennstoff- und CO ₂ -Zertifikatskosten und der Redispatchkosten in den verschiedenen Szenarien bei regulärem Redispatch (Variante 1)	132
5.9	Vergleich der elektrischen Arbeit für Leistungserhöhung im Re- dispatch und der saldierten zusätzlichen Brennstoff- und CO ₂ - Zertifikatskosten in den verschiedenen Szenarien bei Redispatch- berechnung mit dezentralem Fokus (Variante 2)	134
5.10	Vergleich der Differenz der Brennstoff- und CO ₂ -Zertifikatskosten sowie der CO ₂ -Emissionen zu dem Basisszenario vor Redis- patch für alle betrachteten Szenarien	140

Tabellenverzeichnis

1.1	Must-Run-Kapazitäten in Deutschland nach unterschiedlichen Untersuchungen	9
2.1	Annahme zur Zusammenfassung spezifischer Kraftwerkstechnologien in Kraftwerkscluster	25
2.2	Vergleich der modellierten mit den in [15] angegebenen Netto-stromerzeugungsmengen nach Energieträgern für das Jahr 2015 in TWh	28
2.3	Mit dem Verfahren nach [61] empirisch bestimmte Korrekturfaktoren α und β zur Korrektur der Windgeschwindigkeit für das Wetterjahr 2015	31
2.4	Auf eigenen Berechnung nach [67] basierende durchschnittliche Nabenhöhen in Metern für 2015	34
2.5	Annahmen zu den bis Ende 2015 in Betrieb genommenen deutschen Offshorewindparks	37
2.6	An [81] orientiert, eigene Annahmen zur Verteilung der Modulausrichtungen im Jahr 2015 für die Modellierung der Photovoltaikeinspeisung	39
2.7	Volllaststunden von Biomassekraftwerken zwischen 2000 und 2016 nach [59]	41
2.8	Annahmen zu potentiell verschiebbaren industriellen Lasten nach [97] und eigenen Berechnungen	45
2.9	Annahmen zu Jahresfahrleistung und spezifischem elektrischem Verbrauch für verschiedene Elektrofahrzeuge nach [103] und eigenen Berechnungen	47
3.1	Attribute von OSM-Objekten, welche bei der Erstellung eines Netzmodells verwendet werden können	66
3.2	Annahmen der elektrischen Parameter für eine Leitung des Übertragungsnetzes nach [134]	77

3.3	Annahmen der elektrischen Parameter für ein Kabel des Übertragungsnetzes nach [135]	77
3.4	Vergleich der kumulierten Leistungsverringerung des Jahres 2015 durch netzbedingte Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz	86
3.5	Übersicht der verschiedenen Validierungsaspekte	90
5.1	Übersicht der verschiedenen Varianten der Redispatchberechnung	103
5.2	Für das Jahr 2015 angenommene Brennstoffpreise nach [180] und Kosten für Hilfs- und Betriebsstoffe nach [181]	104
5.3	Kennzahlen des Basisszenarios vor Redispatch	106
5.4	Redispatch und die Veränderung der Brennstoff- und CO ₂ -Zertifikatskosten nach Kraftwerkstypen bei der Simulation des regulären Redispatch (Variante 1) im Basisszenario für das Jahr 2015	106
5.5	Vergleich der Differenz zentraler Kennzahlen zu dem Basisszenario vor Redispatch für das Szenario „All-Flex“	114
5.6	Redispatch und die Veränderung der Brennstoff- und CO ₂ -Zertifikatskosten nach Kraftwerkstypen bei der Simulation des Redispatch nach Variante 1 im Szenario „All-Flex“ für das Jahr 2015	118
5.7	Redispatch und die Veränderung der Brennstoff- und CO ₂ -Zertifikatskosten nach Kraftwerkstypen bei der Simulation des regulären Redispatches im Szenario „All-Flex“ mit dezentralem Fokus (Variante 2) für das Jahr 2015	121
5.8	Vergleich der Differenz zentraler Kennzahlen zu dem Basisszenario vor Redispatch für die Szenarien „BHKW“, „Emob Ind“, „BHKW Bio“ und „BHKW Bio Emob Ind“	125
5.9	Redispatch und die Veränderung der Brennstoff- und CO ₂ -Zertifikatskosten nach Kraftwerkstypen bei der Simulation des Redispatch nach Variante 1 im Szenario „BHKW flex, Biogas flex, Elektromobilität, Industrie DSM“ (BHKW Bio Emob Ind) für das Jahr 2015	130
5.10	Vergleich der modellierten Nettostromerzeugungsmengen nach Energieträgern vor Redispatch für verschiedene Szenarien . . .	135

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

Vor dem Hintergrund steigender Anteile an fluktuierenden erneuerbaren Energien im deutschen elektrischen Energiesystem und einer breiten politischen Diskussion um die vorzeitige Stilllegung thermischer Kraftwerkskapazitäten aus Klimaschutzgründen [1] gewinnt das Vorhandensein von Must-Run-Kapazität bei thermischen Kraftwerken zunehmend an Bedeutung. Zum einen, da erneuerbare Energien mit Grenzkosten nahe Null und keinen spezifischen CO₂-Emissionen abgeregelt werden müssen, obwohl thermische Kraftwerke noch in Betrieb sind. Zum anderen, weil die Existenz von Must-Run-Kraftwerken aus technischen Gründen eine politische Entscheidung, Kraftwerkskapazitäten stillzulegen, erschweren kann [2].

Eine der systemtechnischen Anforderungen, welche Must-Run-Kapazitäten bedingen, ist die Vorhaltung von positiver Redispatchkapazität. Schon [3] zeigt, dass bei einer Transformation des elektrischen Energiesystems lokale Redispatchkapazitäten notwendig werden. Diese könnten prinzipiell durch alle flexiblen Kraftwerke oder Anlagen bereitgestellt werden. Heute geschieht der Redispatch vor allem bei zentralen Kraftwerken¹, allerdings ist es auch denkbar dezentrale² Anlagen in die Redispatchbereitstellung einzubeziehen. Für eine solche Bereitstellung wären allerdings neue Verantwortungs- und ggf. Kommunikationsstrukturen für Systemdienstleistungen [5] oder die Einrichtung von lokalen Flexibilitätsmärkten [6] notwendig. Neben der prinzipiellen Durchführbarkeit einer Nutzung von Flexibilitäten aus dem Verteilnetz zur

¹Nach einer Auswertung der Daten aus [4] sind im Jahr 2015 etwa 95% der Redispatchmaßnahmen in Kraftwerken durchgeführt worden, welche an der 380-kV-Ebene oder 220-kV-Ebene angeschlossen sind. Nur 5% der Redispatchmaßnahmen sind 2015 in Kraftwerken durchgeführt worden, welche an der 110-kV-Ebene angeschlossen sind.

²Der Begriff der Dezentralität wird in Abschnitt 1.1.3 definiert.

Unterstützung des Redispatches im Übertragungsnetz ist auch die Quantifizierung der Potentiale und die Auswirkung ihrer Einbindung zu untersuchen. In [7] wird am Beispiel eines begrenzten Netzgebietes gezeigt, dass die Nutzung der Flexibilität von Elektrofahrzeugen die Netzsicherheit auf der Übertragungsnetzebene unterstützen kann. Allerdings ist noch nicht untersucht, welche Auswirkungen der gesteuerte Einsatz vieler dezentraler Anlagen auf das Redispatchaufkommen, die Redispatchkosten und den Einsatz konventioneller Kraftwerke³ für positiven Redispatch hat.

Um diese Forschungslücke zu schließen, untersucht diese Arbeit die Einbindung diverser dezentraler Flexibilitäten in einem Kraftwerkseinsatz- und Netzmodell. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen zeigen, dass die Vorhaltung von positiver Redispatchkapazität durch dezentrale Flexibilitäten realisierbar ist. Damit kann prinzipiell eine der systemtechnischen Anforderungen entfallen, welche konventionelle Must-Run-Kapazitäten bedingen.

Diese Arbeit bietet unter den Gesichtspunkten zweier unterschiedlicher Perspektiven einen konkreten Mehrwert. Zum einen werden im Zuge der Modellierung neue wissenschaftliche Methoden und Modelle entwickelt, welche im Feld der Energiesystemanalyse Anwendung finden können. Zunächst ist dabei die Erstellung des in Kapitel 3 beschriebenen Übertragungsnetzmodells in Deutschland zu nennen, welches auch schon außerhalb dieser Arbeit in Forschungsprojekten verwendet wird. Zu der etablierten Methode der Kraftwerkseinsatzoptimierung kann diese Arbeit in Kapitel 2 zudem einzelne neue Elemente beitragen. So wird eine neue Methode der Korrektur von Windeinspeiseganglinien auf der Basis des Temperaturtagesganges gezeigt. Auch eine automatische Clusterung von thermischen Kraftwerksblöcken, welche eine Rechenzeitreduktion bei der automatisierten Szenarienberechnung erlaubt, wird in dieser Arbeit neu entwickelt. Zudem wird eine Darstellung und Einbindung von Elektrofahrzeugen in den Energiemarkt und das Redispatchmanagement entwickelt, welche die Randbedingungen der Nutzung dieser Fahrzeuge berücksichtigt und trotzdem eine Modellierung als gewöhnliche Netzbetriebsmittel erlaubt.

Zum anderen werden in dieser Arbeit wichtige energiewirtschaftliche Frage-

³Als konventionelle Kraftwerke werden in dieser Arbeit alle Kraftwerke bezeichnet, welche als Energieträger Uran, Stein- oder Braunkohle, Erdgas, Erdöl oder Abfall nutzen. Davon ausgenommen sind die dezentralen Blockheizkraftwerke, sie werden in dieser Arbeit nicht als konventionelle Kraftwerke bezeichnet.

stellungen beantwortet. So kann gezeigt werden, dass die Vorhaltung von positiver Redispatchkapazität durch das Potential heute absehbarer dezentraler Flexibilitäten realisierbar ist und diese systemtechnische Anforderung als Bedingung für Must-Run-Kapazitäten entfallen könnte. Gleichzeitig wird aber auch die wirtschaftliche Auswirkung einer Einbindung dezentraler Flexibilitäten auf den Energiemarkt und die Redispatchkosten sowie CO₂-Emissionen dargestellt. In diesem Zuge kann auch eine Aussage über die Wirkung der dezentralen Flexibilitäten auf die Netzbelastung vor Redispatch getroffen werden. Schließlich gibt diese Arbeit Hinweise, inwiefern zusätzliche elektrische Heizkessel die Abregelung von erneuerbaren Energien verhindern können und welche Konsequenzen ihre Nutzung für die CO₂-Emissionen hat. Auch zur Klärung der energiewirtschaftlichen Frage nach einem Optimum zwischen Netzausbau und Redispatch liefert diese Arbeit einen Beitrag.

1.1.1 Redispatch

Wenn der Kraftwerkseinsatz, welcher sich aufgrund der Entscheidungen auf dem Strommarkt einstellt, dazu führt, dass einzelne Leitungen des Übertragungsnetzes überlastet werden und die netzbetrieblichen Maßnahmen nicht ausreichen, dann greift der Übertragungsnetzbetreiber mit Hilfe von Redispatch prophylaktisch oder kurativ in die Kraftwerksfahrpläne ein. Dies geschieht, um die sonst auftretende Überlastung der Übertragungsleitungen zu vermeiden. Der Begriff „Dispatch“ kann mit Kraftwerkseinsatz übersetzt werden, der Redispatch ist demnach die Neuorganisation des Kraftwerkseinsatzes. Durch einen Redispatcheinsatz werden elektrische Last bzw. elektrische Leistungsbereitstellung in ihrer Summe nicht verändert, sondern nur geografisch verschoben.⁴

In Abbildung 1.1a ist eine fiktive Überlastung der Leitung zwischen Knoten k_0 und Knoten k_1 dargestellt. Sofern es nicht möglich ist die Überlastung des Netzwerkes durch Abschaltung der betreffenden Leitung zu beheben, kann die Überlastung durch Redispatchmaßnahmen verringert werden. Als wirksamste Gegenmaßnahme kann die Leistungsbereitstellung des Kraftwerks KW_0 an

⁴Dies gilt für den klassischen Redispatch. Bei der Berücksichtigung von industriellem Lastmanagement bei der Redispatchberechnung kann anstelle einer Leistungserhöhung auch eine Lastverringerng treten. Auch wenn die Summen der Leistungsbereitstellung bzw. elektrischen Last dann verändert werden, so bleibt das Gleichgewicht zwischen elektrischer Last und elektrischer Leistungsbereitstellung doch immer erhalten.

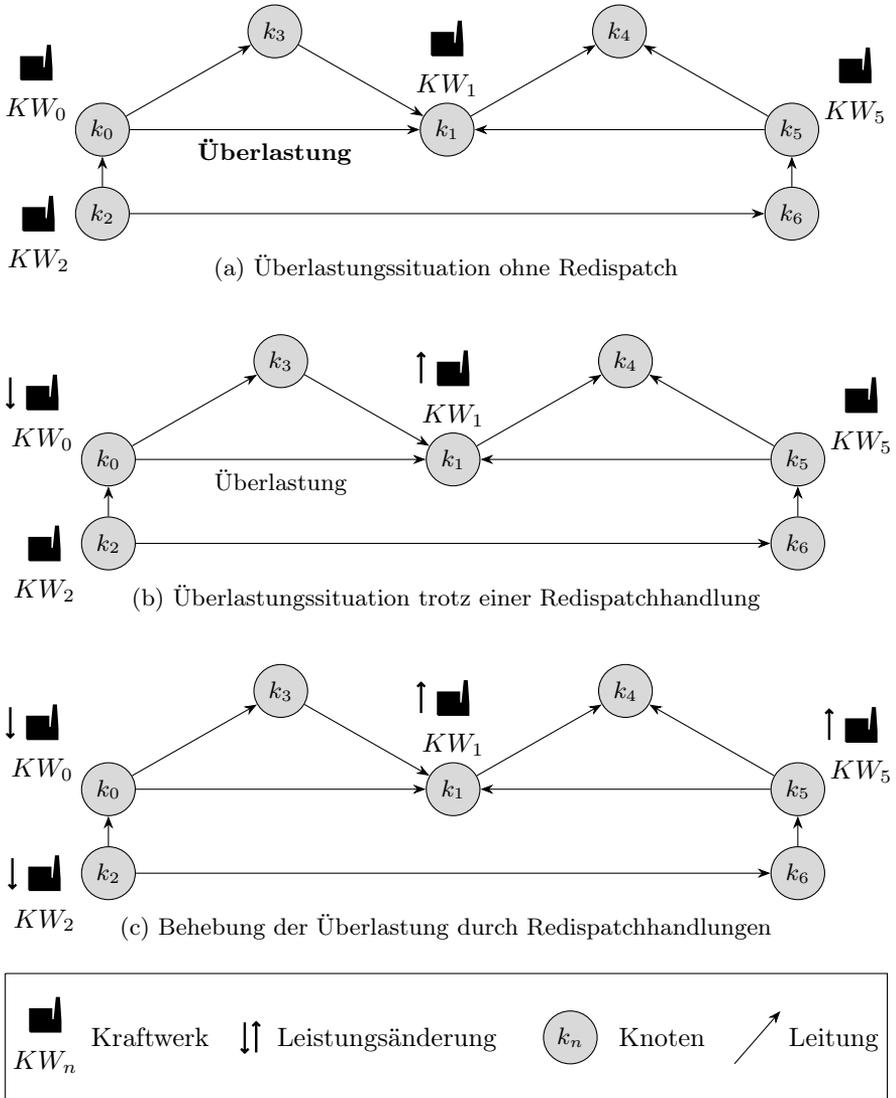


Abbildung 1.1: Schematische Darstellung einer fiktiven Netzüberlastung und deren Behebung durch Redispatchhandlungen

Knoten k_0 herunter und die des Kraftwerks KW_1 an Knoten k_1 heraufgesetzt werden. Eine solche Maßnahme induziert einen der Überlastung entgegengesetzten Leistungsfluss und hilft so, die Überlastung zu reduzieren. Diese Maßnahme wird Redispatch genannt.

Die erste Redispatch Maßnahme ist in Abbildung 1.1b dargestellt. Sie führt in diesem fiktiven Beispiel zu einer Verringerung der Überlastung, kann sie aber nicht vollständig beheben. Dies kann der Fall sein, wenn nicht genügend Kapazitäten zur Leistungsverringern oder -erhöhung vorhanden sind oder der Einsatz dieser im Vergleich zum Einsatz alternativer Kapazitäten mit sehr hohen Kosten verbunden ist. In einem solchen Fall ist es häufig notwendig oder ökonomisch geboten, Kapazitäten an vorgelagerten bzw. nachgelagerten Knoten für einen Redispatch in Anspruch zu nehmen. Allerdings ist der Einfluss einer Redispatchmaßnahme auf eine zu behebende Überlastung prinzipiell umso geringer, je weiter diese von der Überlastung entfernt stattfindet.⁵

In Abbildung 1.1c kann die fiktive Überlastung durch die zusätzliche Leistungsverringern des Kraftwerks KW_2 an Knoten k_2 und eine Leistungserhöhung des Kraftwerks KW_5 an Knoten k_5 schließlich behoben werden.

Die Abbildung 1.2 zeigt deutlich, dass das Redispatchgesamtvolumen⁶ und die Redispatchkosten⁷, sie haben nach [16] in den letzten Jahren nahezu kon-

⁵Damit ist nicht zwangsläufig die geografische Entfernung, sondern vor allem die elektrische Wirksamkeit gemeint. Also der Anteil, welcher eine marginale Leistungserhöhung oder Leistungsverringern an dem betrachteten Knoten auf den Leistungsfluss auf der überlasteten Leitung hat. Diese ist in einem eng vermaschten Netz mit der geografischen Entfernung korreliert. Auch die Leistungserhöhung und Leistungsverminderung an den Knoten k_0 und k_1 hat keine Wirksamkeit von 100 % auf die überlastete Leitung, denn der induzierte Leistungsfluss teilt sich in diesem Fall zwischen allen Verbindungen zwischen den Knoten k_1 - k_0 auf. Der Anteil des Leistungsflusses über die überlastete Leitung zwischen den Knoten k_1 - k_0 und damit die Wirksamkeit wird allerdings dann am höchsten sein, wenn die Redispatchmaßnahme möglichst Kraftwerke umfasst, welche sich nahe an der überlasteten Leistung befinden.

⁶Für die Jahre 2006 bis 2009 sowie 2011 werden nach [8–16] keine Redispatchgesamtvolumen ausgewiesen.

⁷Die Redispatchkosten der Jahre 2010 und 2011 sind besonders niedrig, da in diesen Jahren das Countertrading vermehrt von den Übertragungsnetzbetreibern eingesetzt wurde. Die Kosten für Countertrading liegen in allen anderen Jahren bei unter 6 % der Kosten für den Redispatch, nur in den Jahren 2010 und 2011 übersteigen sie die des Redispatches um über 200 %. Countertrading ist eine marktbezogene Maßnahme des kurzfristigen Engpassmanagements, in welcher die Übertragungsnetzbetreiber keinen konkreten Kraftwerken Anweisungen zur Leistungsänderung geben, sondern diese über Transaktionen auf dem Intraday-Markt auslösen.

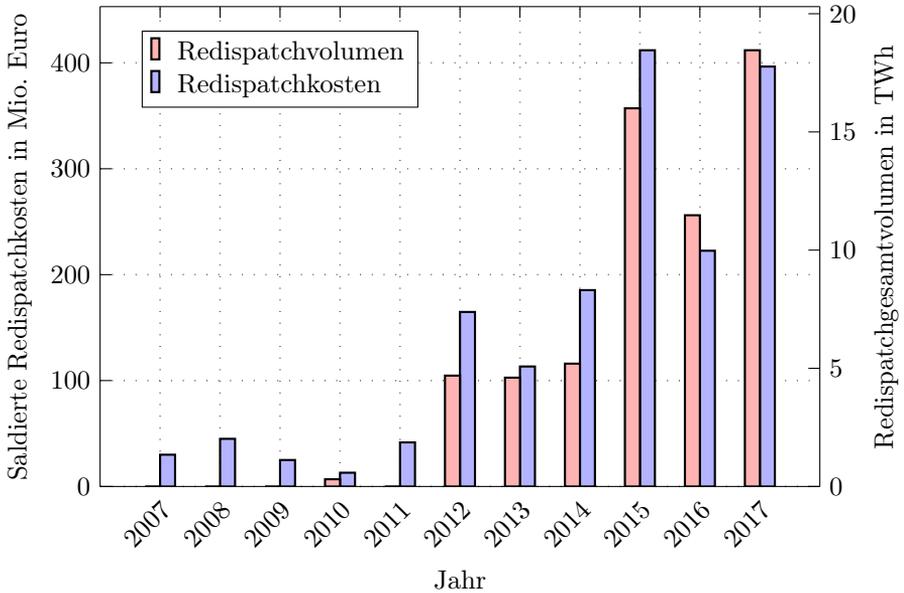


Abbildung 1.2: Redispatchkosten in Mio. Euro und Redispatchgesamtvolumen in GWh nach [8–16]

stant angestiegen sind und im Jahr 2015 und 2017 ihren vorläufigen Höhepunkt erreicht haben.⁸ Im Jahr 2015 haben die Redispatchkosten den größten Kostenfaktor im Bereich der Systemdienstleistungen ausgemacht.

Die Notwendigkeit für Redispatch ist von der geografischen Verteilung der Erzeugungsleistung und der Last sowie dem Ausbau des Übertragungsnetzes abhängig. Zukünftige Redispatcheinsätze werden also zum Teil davon beeinflusst werden, welche weitere geografische Verschiebung es in der Erzeugungsleistung gibt. Gerade die weitere Installation von Windenergieanlagen im Norden

⁸Nach [16] ist das Redispatchgesamtvolumen aufgrund des vergleichsweise schwachen Windjahres im Jahr 2016 rückläufig gewesen. Gleichzeitig ist am 17.12.2015 der Leitungsneubau zwischen Altenfeld und Redwitz abgeschlossen worden und in den einsystemigen Probetrieb übergegangen [17]. Das heißt ab Ende 2015 ist mit dem Abschluss der EnLAG Vorhabens 4 eine substantielle Entlastung der Übertragungsleitungen zwischen Remptendorf und Redwitz erreicht worden. Diese hatten im Jahr 2015 die höchsten Überlastungen und waren für einen Großteil des Redispatchvolumens verantwortlich.

von Deutschland führt tendenziell zu einem höheren Redispatcheinsatz. Allerdings gibt es den politischen Willen, welcher sich zum Beispiel in § 36c EEG zeigt, die Installation von Windenergieanlagen im Norden zu beschränken, um weitere Netzbelastungen zu vermeiden. Auch die Realisierung von geplanten und zum Teil auch schon genehmigten oder im Bau befindlichen Leitungen im Übertragungsnetz reduziert die Netzbelastung und damit auch die Redispatchanforderungen erheblich. Die zukünftige Entwicklung des Redispatchbedarfs wird also höchstwahrscheinlich weiterhin stark schwanken und von einzelnen Ereignissen abhängig sein. Es ist davon auszugehen, dass auch zukünftig Redispatchanforderungen auftreten, welche mit denen des Jahres 2015 vergleichbar sind. Abhängig von der Geschwindigkeit des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien und den zukünftigen Standorten der konventionellen und erneuerbaren Kraftwerke muss selbst bei einer Realisierung der derzeitig geplanten innerdeutschen Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen davon ausgegangen werden, dass Redispatchanforderungen in dieser Größenordnung auftreten können.

Generell sind Redispatchmaßnahmen als netzbedingte Markteingriffe weitestgehend zu vermeiden, denn das Netz sollte im Idealfall einen ungestörten Elektrizitätsmarkt ermöglichen. Die Bundesnetzagentur spricht in diesem Zusammenhang von der „dienenden Rolle des Netzes“ [18]. Die Netzbetreiber sollten bei einer sich wandelnden Struktur und geografischen Verteilung von Nachfrage und Angebot die Infrastruktur jederzeit so anpassen, dass sie den Akteuren die ungestörte Teilnahme am Elektrizitätsmarkt ermöglicht. Dieser Idealfall wird zwar angestrebt, in der Realität allerdings nicht erreicht.

Gerade das Jahr 2015 ist bezüglich der Redispatchaufgaben sehr anspruchsvoll und wird aus diesem Grund in dieser Arbeit als Referenzjahr genutzt. Damit wird die alternative Bereitstellung von Redispatchkapazitäten vor maximale Anforderungen gestellt. Dies ermöglicht es, die Ergebnisse auch auf Jahre, welche sich durch geringere Redispatchanforderungen auszeichnen, zu übertragen.

1.1.2 Redispatchvorhaltung als Must-Run-Bedingung

Konventionelle Kraftwerke werden im heutigen elektrischen Energiesystem neben der Bereitstellung von elektrischer Leistung für diverse weitere Aufgaben

benötigt. Wenn diese Aufgaben ausschließlich durch vorhandene konventionelle Kraftwerke erfüllt werden können, wird die dafür benötigte Kraftwerkskapazität als Must-Run-Kapazität bezeichnet.⁹ Diese ist in jedem Fall und ihrer Höhe fast unabhängig von der jeweiligen Lastsituation und einem Einsatz, der durch Marktentscheidungen am Spotmarkt gefallen wäre, in Bereitschaft zu halten bzw. in Teillast zu fahren.¹⁰ Zusätzlich können technische oder wirtschaftliche Restriktionen thermische Kraftwerke daran hindern, ihre Leistung bei Marktpreisen unterhalb ihrer Grenzkosten zu drosseln. Als Bereiche, welche Must-Run-Kapazitäten erfordern, sind nach [19–23] folgende Punkte anzusehen:

- Wärmeversorgung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen
- Regelleistungserbringung
- Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung
- Vorhaltung positiver Redispatchkapazitäten für die (n-1)-Sicherheit
- Vorhaltung von Besicherungsleistung
- Schwarzstartfähigkeit
- Kurzschlussleistung
- Technische Restriktionen der Kraftwerksfahrweise
- Optimierung der Eigenerzeugung zur Reduzierung von Strombezugskosten und Netzentgelten

Die Größenordnung der Must-Run-Kapazitäten unterscheidet sich je nach Untersuchung. Eine Übersicht des Untersuchungszeitraums und der Größenordnungen der Must-Run-Kapazität ist für vier unterschiedliche Studien in Tabelle 1.1 aufgeführt.

In einem elektrischen Energiesystem, welches zunehmend stärker von fluktuierenden erneuerbaren Energien geprägt wird, kann die Existenz von Must-Run-Kapazitäten verstärkt in Konflikte mit Marktentscheidungen sowie klima-

⁹Andere Bezeichnungen sind „Mindesterzeugung“, „technische Mindestenerzeugung konventioneller Kraftwerke“ oder „minimale thermische Leistungsbereitstellung“.

¹⁰Einige Must-Run Bereiche wie Spannungshaltung, Wärmeversorgung oder Regelleistungserbringung haben eine Abhängigkeit von saisonalen Schwankungen oder der aktuellen Lastsituation. Die Must-Run-Kapazität kann dementsprechend über das Jahr variieren.

Tabelle 1.1: Must-Run-Kapazitäten in Deutschland nach unterschiedlichen Untersuchungen

Quelle	Untersuchungszeitraum	Must-Run-Kapazität
[19]	2009-2010	25 GW
[20]	2012-2014	34 GW
[21]	2015	25-30 GW
[22]	2015	23-28 GW

und energiepolitischen Zielen treten. Bei einem sehr hohen Leistungsangebot aus fluktuierenden erneuerbaren Energien mit Grenzkosten nahe Null wird es häufiger zu Situationen kommen, in welchen diese Anlagen heruntergefahren werden müssen, obwohl zu diesem Zeitpunkt noch diverse konventionelle Kraftwerke in Last oder Teillast fahren. Je häufiger diese Situationen auftreten, umso dringlicher wird die Frage nach einer alternativen Bereitstellung der Systemdienstleistungen, welche heute das Vorhandensein von Must-Run-Kapazitäten verursachen.

1.1.3 Mögliche Transformationspfade des elektrischen Energiesystems

Die Energiewende in Deutschland ist in ihrer Historie und auch in ihrem Ausblick stark von einer dezentralen Bereitstellung der Leistung erneuerbarer Energien geprägt. Der Begriff Dezentralität ist nicht eindeutig definiert, nach [24] sind bei Erzeugungsanlagen unter anderem eine geringe Nennleistungsgröße, der Anschluss an das Verteilnetz und eine vielfältige Eigentümerstruktur Aspekte, welche auf ein dezentrales Energiesystem hinweisen. Die durchschnittliche Nennleistung der nach Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) geförderten Anlagen liegt nach [25] über die letzten 10 Jahre konstant bei etwa 60 kW. Dabei machen Photovoltaik- (PV) und Windonshore-Anlagen 96 % der installierten Leistung aus. Im Jahr 2015 waren über 1,5 Mio. PV-Anlagen in Deutschland installiert. Diese Zahlen deuten eindeutig darauf hin, dass die erneuerbaren Energie Anlagen schwerpunktmäßig im Verteilnetz angeschlossen sind. Gleichzeitig ist die Anzahl der Betreiber erneuerbarer Ener-

gieanlagen sehr hoch. Mit Ausnahme der Windenergieanlagen auf See sind in Deutschland private Kleinanleger bei etwa der Hälfte der installierten Leistung von erneuerbaren Energie Anlagen die Eigentümer [26].

Die zukünftige Entwicklung des elektrischen Energiesystems ist sowohl in mehrheitlich zentralen, als auch in mehrheitlich dezentralen Strukturen denkbar. Soziale, ökologische und wirtschaftliche Argumente, welche über eine rein technische Betrachtung dieser beiden Systemzustände hinausgehen, werden in [27] beschrieben. Dabei wird die Schlussfolgerung gezogen, dass schon allein aus sozialen und strukturpolitischen Überlegungen eine dezentrale Organisation des elektrischen Energiesystems anzustreben ist. Die Arbeiten von [28] zeigen die Möglichkeiten zentral und dezentral geprägter Strukturen auf, lassen allerdings eher ein dezentral geprägtes Energiesystem erwarten. Auch wenn die zukünftige Entwicklung des elektrischen Energiesystems naturgemäß unbekannt ist, so deuten die Entwicklung der letzten Jahrzehnte und diverse Szenariostudien darauf hin, dass die weitere Dezentralisierung zumindest eine zu berücksichtigende Entwicklungsmöglichkeit darstellt. So werden in den Klimaschutzszenarien nach [29] über 50 % und nach [30] zwischen 63 % und 68 % der Stromerzeugung im Jahr 2050 aus den überwiegend dezentral angeschlossenen PV- und Windenergieanlagen an Land gestellt.

1.1.4 Veränderung der Systemverantwortung auf Verteilnetzebene

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im jetzigen Markt- und Systemdesign die alleinige Systemverantwortung. Das heißt, sie schreiben die Regelleistungsprodukte gemeinsam aus und sorgen sowohl für den Abruf der Regelenergie, als auch für die Redispatchanordnung. In der Entwicklung des Energiesystems gibt es zurzeit zwei große Umwälzungen, welche es zumindest nahelegen, dass die Systemverantwortung langfristig zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber anders aufgeteilt werden wird.

Zum einen gibt es den in Kapitel 1.1.3 beschriebenen großen Trend zur Dezentralisierung der Erzeugung. Vermehrt werden Großkraftwerke stillgelegt und viele kleine Anlagen in der Fläche installiert. Mit zunehmendem Erzeugungsanteil, welcher direkt an den Verteilnetzen angeschlossen ist, wird auch der Anteil der dezentralen Kraftwerke, welche über Systemdienstleistungen das

elektrische System stabil halten müssen, zunehmen. Damit das systemdienliche und zukünftig evtl. auch (übertragungs-)netzdienliche Verhalten nicht die Netzführung vor Ort konterkariert, ist eine verstärkte Koordination zwischen dem Übertragungs- und dem Verteilnetzbetreiber notwendig. Möglicherweise kann diese Entwicklung bis hin zu einer teilweisen Übernahme der Systemverantwortung durch den Verteilnetzbetreiber führen.

Als zweiter langfristiger Trend ist nach [31] auch im Energiesystem eine verstärkte Digitalisierung zu erwarten. Diese könnte den Verteilnetzbetreibern die Möglichkeiten der aktiven Netzführung und eine Erschließung von bisher nicht erreichbaren dezentralen Flexibilitäten¹¹ ermöglichen. Allerdings gibt es diverse, sich zum Teil ausschließende Nutzungsmöglichkeiten für diese heute noch ungenutzten Flexibilitäten. Nach [32] können prinzipiell drei Einsatzbereiche für die Nutzung dezentraler Flexibilitäten definiert werden:

- Eigennutzung
- marktdienliche Nutzung
- netzdienliche Nutzung

Das Ziel der Optimierung der Flexibilität über eine Eigennutzung kann beispielsweise in einer Ladestrategie für ein Elektrofahrzeug resultieren, welche einen möglichst hohen Eigenverbrauch der eigenen PV-Anlage ermöglicht. Im Gegensatz dazu wäre eine marktdienliche Nutzung über eine Poolung und Vermarktung verschiedener Flexibilitäten auf den Großhandels- oder Regelleistungsmärkten möglich. Eine netzdienliche Nutzung ist gegeben, wenn der Betreiber einer Anlage auf Anweisung des Netzbetreibers oder der Netzbetreiber selbst die Flexibilität so steuern kann, dass Netzüberlastungen möglichst vermieden werden. Allerdings ist bei einer netzdienlichen Nutzung zwischen einer Steuerungsmöglichkeit für den Verteilnetz- und den Übertragungsnetzbetreiber zu unterscheiden. Gegebenenfalls haben die Netzbetreiber auf den verschiedenen Ebenen unterschiedliche und sich widersprechende Vorgaben, ob eine Leistungserhöhung oder eine Leistungsverringerung im gerade vorhandenen Netznutzungsfall netzdienlich wirken würde. Bei einer Nutzung von

¹¹Als dezentrale Flexibilität wird in dieser Arbeit eine Anlage im elektrischen Verteilnetz verstanden, welche über eine Möglichkeit der Ansteuerung verfügt und auf Anforderung eine Leistungserhöhung oder Leistungsverringerung durchführen kann. Im Speziellen werden in dieser Arbeit Blockheizkraftwerke, Biogasanlagen, die Speicher in Elektrofahrzeugen, steuerbare industrielle Lasten und elektrische Heizkessel als dezentrale Flexibilitäten betrachtet.

dezentralen Flexibilitäten für die Netzsteuerung ist der Verteilnetzbetreiber also fast zwangsläufig an der Systemverantwortung zu beteiligen. Ähnliches gilt auch für den Fall, dass sich lokale oder regionale Flexibilitätsmärkte [6,33] etablieren.

1.2 Stand der Forschung

1.2.1 Kraftwerkseinsatzmodellierung

Die Kraftwerkseinsatzmodellierung wird sowohl in der wissenschaftlichen und beratenden Institutionen und Unternehmen zur Berechnung von Szenarien, als auch auf der operativen Ebene zur Optimierung des eigenen Kraftwerkseinsatzes oder eines Portfolios unterschiedlicher Kraftwerke sowie zur Optimierung der Investitionsentscheidungen eingesetzt.

Für die Aufgabe, den Kraftwerkseinsatz innerhalb eines elektrischen Energiesystems zu bestimmen, werden in der Forschung schon seit vielen Jahrzehnten computergestützte Methoden und Lösungen entwickelt [34–36]. Die Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes erfolgt klassischerweise in einer Elektrizitätsmarktmodellierung. Nach [37] haben sich die folgenden Methoden herausgebildet, um Elektrizitätsmärkte zu modellieren:

- Optimierungsmodelle
- Gleichgewichtsmodelle
- Simulationsmodelle

Dabei ist bei der Wahl der Modellierungsmethode zwischen dem Grad des Wettbewerbes auf dem Elektrizitätsmarkt zu unterscheiden. Märkte, welche als Monopol oder Oligopol strukturiert sind, sind mit anderen Methoden zu modellieren, als Märkte, auf welchen ein perfekter Wettbewerb angenommen werden kann. Um Oligopolmärkte zu modellieren sind nach [37] Gleichgewichtsmodelle zu verwenden. Simulationsmodelle sind dagegen dann zu bevorzugen, wenn die Wirkung einzelner Agenten auf den Elektrizitätsmarkt untersucht werden soll. In Märkten, in welchen perfekter Wettbewerb angenommen werden kann, ist schließlich ein Optimierungsmodell am besten geeignet, um Marktentscheidungen abzubilden.

Bei einem Betrachtungszeitraum von mehreren Jahren sind die Optimierungsvariablen vor allem die Investitionsentscheidungen bezüglich der Errichtung oder Erneuerung von Erzeugungs- und Speichereinrichtungen. Dagegen sind bei einer unterjährigen Betrachtung die installierten Kapazitäten als Randbedingungen vorgegeben und es wird nur der Einsatz dieser Kapazitäten optimiert.

1.2.2 Netzmodellierung

Die Netzmodellierung ist eine klassische Aufgabe in der Energietechnik und wird zur Betriebsführung und Planung von elektrischen Netzen angewendet. Dabei werden, je nach Anwendungszweck und Fragestellung, Berechnungen zu Leistungsflüssen, transienter Stabilität, Kurzschlussströmen, Zuverlässigkeit oder (n-1)-Sicherheit mit unterschiedlich genauer Abbildung der elektromagnetischen Wechselwirkungen verwendet.

In einfachen Marktmodellen werden Leitungskapazitäten als „Net transfer capacity“ (NTC), welche den Austausch zwischen zwei Märkten begrenzen, über die Implementierung als Randbedingungen eines Optimierungsproblems berücksichtigt. Eine genauere Abbildung der Leistungsflüsse bietet eine Leistungsflussberechnung mit Hilfe von „Power Transfer Distribution Factors“ (PTDF). Diese berücksichtigt die Topologie eines Netzes und linearisierte Leistungsflüsse.

Um den Netzzustand noch besser abbilden zu können, ist eine nichtlineare AC-Leistungsflussberechnung notwendig. Die Lösung der nichtlinearen Gleichungen ist allerdings nicht trivial. Seit Jahrzehnten wurden unterschiedlichste Verfahren entwickelt, um diese nichtlinearen Gleichungen mit möglichst geringem Berechnungsaufwand zu lösen. Um schneller zu einer Lösung des Gleichungssystems zu kommen, unterscheiden sich diese zum einen in ihrer grundlegenden Methodik, zum anderen aber auch in den Annahmen der Linearisierung bestimmter Gleichungsbestandteile.

Nach [38] können die Iterationsverfahren zur Leistungsflussberechnung in zwei Hauptkategorien und mehrere Methoden unterschieden werden. Zunächst entwickelten sich Verfahren, welche auf den Stromgleichungen basieren. Hier ist

vor allem das Knotenpunktverfahren und das Z-Bus-Verfahren zu nennen. Iterationsmethoden auf Basis der Stromgleichungen haben allerdings den Nachteil, dass die Anzahl der Iterationsschritte von der Netzgröße abhängig ist und der Algorithmus aus diesem Grund bei größerer Netztopologie häufig zu langsam konvergiert. Diesen Nachteil haben Verfahren, welche auf den Leistungsgleichungen beruhen nicht. Die Anzahl der Iterationsschritte ist im Allgemeinen gering und zudem unabhängig von der Netztopologie. Zu dieser Kategorie gehören das Newton-Raphson-Verfahren und die entkoppelte Leistungsflussberechnung. Die letztere kann unter der Annahme, dass die Differenz der Spannungswinkel klein und die Last in einem Knoten nicht spannungsabhängig ist, sehr viel schneller eine Lösung finden. Diese Annahmen sind gerade für das Übertragungsnetz zulässig.

Neben der Wahl einer adäquaten Berechnungsmethode liefert jedes Netzmodell nur dann verwertbare Ergebnisse, wenn die zugrundeliegende Netztopologie und die zugrundeliegenden elektrischen Anlagen¹² im Modell korrekt abgebildet werden. Grundsätzlich ist die Netztopologie und die vollständigen technischen Netzparameter des deutschen Übertragungsnetzes nicht öffentlich zugänglich und nur den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur als Aufsichtsbehörde bekannt. In den letzten Jahren werden Netzdaten allerdings zunehmend veröffentlicht. So veröffentlichen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber seit 2015 statische Netzmodelle [39–42] mit Angaben zu:

- Stromkreisen
- Länge der Stromkreise
- Gleichstromwiderstand
- Dauerstrombelastbarkeit
- Betriebskapazität
- Betriebsreaktanz

¹²Neben den elektrischen Anlagen sind auch ihre Schaltmöglichkeiten zu berücksichtigen. So können verschiedene Stromkreise, welche in einem Umspannwerk zusammengeführt werden, durch Schalterstellungen unterschiedlich zusammengeschaltet werden. Auch die Stufenstellung von Transformatoren und der Einsatz und Betrieb von „Flexible AC Transmission Systems“ (FACTS) beeinflussen den Leistungsfluss im elektrischen Netz erheblich.

Aufgrund von mehreren Faktoren ist es allerdings nicht möglich aus diesen Daten ein Modell des deutschen Übertragungsnetzes zu generieren. Zunächst ist die Verschaltung der Betriebsmittel, welche einen signifikanten Einfluss auf die Netztopologie hat, nicht bekannt. Gleichzeitig stehen die veröffentlichten Netzdaten unter keiner Lizenz, was die Verwendung dieser Daten einschränkt, die Netzdaten sind nicht vollständig¹³ und nicht georeferenziert. Zusätzlich weisen die Daten für Stromkreise, welche Gebiete von zwei Übertragungsnetzbetreibern verbinden und so in beiden Datensets der jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber erfasst sind, signifikante Unterschiede in ihren Parametern auf. Obwohl diese Daten nicht direkt für die Erstellung eines Netzmodells nutzbar sind, können sie in Kapitel 3.4 über einen Vergleich mit dem in dieser Arbeit entwickelten Netzmodell zur Validierung genutzt werden. Da eine Nutzung der statischen Netzmodelle für diese Arbeit nicht möglich ist, wird für diese Arbeit ein Netzmodell auf Basis einer offenen Geodatenbank entwickelt.

1.3 Ziel und Struktur der Arbeit

Vor dem Hintergrund des möglichen Konfliktpotentials zwischen konventionellen Kraftwerken, welche aufgrund von Must-Run-Bedingungen in Betrieb sind, und fluktuierenden erneuerbaren Energien beantwortet diese Arbeit die Forschungsfrage, ob und mit welchen Auswirkungen dezentrale Anlagen in der Lage sind, anstelle von konventionellen zentralen Kraftwerken Leistungserhöhung für Redispatchzwecke bereitzustellen. Da es möglich ist, dass die Dezentralisierung und Digitalisierung des Energiesystems fortschreitet und mit einer denkbaren Übernahme von Systemverantwortung durch die Verteilnetzbetreiber einhergeht, ist dieses Thema von aktueller Bedeutung.

Diese Forschungsfrage erfordert es, Methoden und Modelle zu entwickeln, welche gleichzeitig den in Abschnitt 1.1 skizzierten wissenschaftlichen und energiepolitischen Mehrwert bieten. Die Modellentwicklung ist in Kapitel 2, Kapitel 3 und in Kapitel 4 beschrieben. Der Beitrag zur Beantwortung aktueller energiepolitischer Fragestellungen wird über die Anwendung der Modelle in Kapitel 2 ausgeführt.

¹³Der Übertragungsnetzbetreiber Amprion veröffentlicht keine Daten zu dem von Amprion betriebenen 220-kV-Netz.

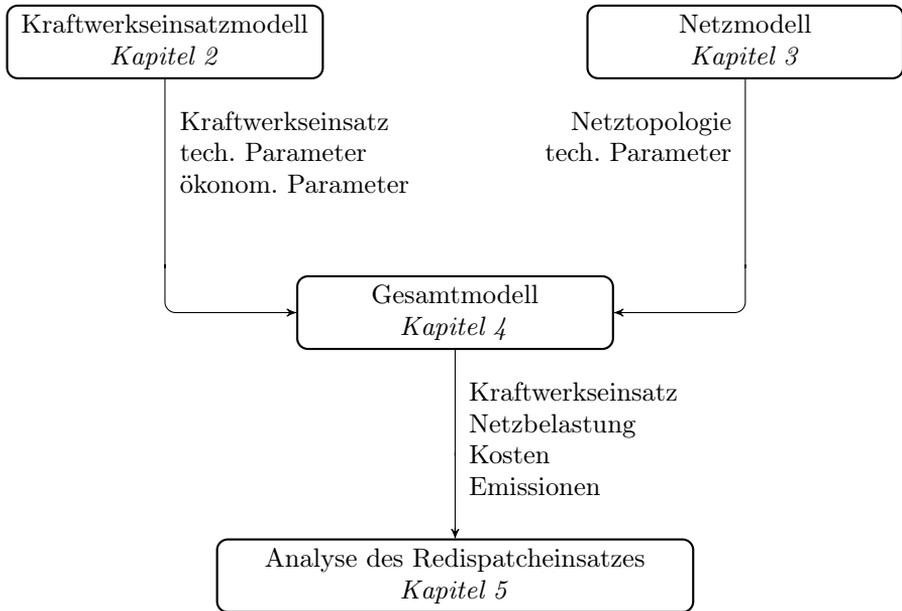


Abbildung 1.3: Gewähltes Modelldesign

Für die Modellierung in dieser Arbeit wird das in Abbildung 1.3 skizzierte Modelldesign entwickelt. Dabei wird zunächst ein Kraftwerkseinsatzmodell benötigt, dessen Entwicklung in Kapitel 2 beschrieben wird. In diesem wird der Einsatz aller konventionellen und erneuerbaren Kraftwerke, sowie aller Speicher modelliert. Ausgehend von Wetterdaten wird die Einspeisung der fluktuierenden erneuerbaren Energien standorttreu modelliert. Bei den nicht wetterabhängigen, erneuerbaren Energien wird ein vereinfachter Ansatz gewählt. Durch die Wärmebereitstellung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen können die konventionellen Kraftwerke einer zusätzlichen Randbedingung unterworfen sein. Bei der Berechnung des Kraftwerkseinsatzes werden zudem weitere technische und ökonomische Parameter wie Laständerungsgeschwindigkeit oder Revisionszeiten berücksichtigt. Die Berechnung erfolgt mit Hilfe einer Optimierung, welche die Gesamtkosten des Kraftwerkseinsatzes in einer begrenzten Vorausschau optimiert.

In Kapitel 3 wird die Entwicklung eines Modells des deutschen Übertragungsnetzes beschrieben. Dieses basiert auf Daten einer offenen Geodatenbank und kann aus diesem Grund als Modell wieder offen zur Verfügung gestellt werden. Bei der Verarbeitung der Geodaten werden hauptsächlich die Informationen zu Stromkreisen und Freileitungen genutzt. Für spezifische Leitungsparameter orientiert sich diese Arbeit an Standardwerten für Leiterseile bestimmter Spannungsebenen. Im Anschluss wird sichergestellt, dass das ermittelte Netzmodell berechenbar ist. Das heißt, dass es keine Netzsinseln gibt, welche nicht mit dem umgebenen Übertragungsnetz verbunden sind. Abschließend wird das ermittelte Netzmodell mit den öffentlich verfügbaren Netzdaten, sowie die Netzbelastung im Basisfall mit der historischen Netzbelastung validiert.

Die Zuweisung von Kraftwerken, Speichern, sowie Lasten zu einzelnen Umspannwerken wird in Kapitel 4 beschrieben. Dabei werden Kraftwerke und Speicher mit bekannten Standorten den Umspannwerken zugeordnet, welche die geringste Entfernung zu dem jeweiligen Standort aufweisen. Für Kraftwerke der erneuerbaren Energien, bei denen zumindest die Postleitzahl bekannt ist, wird diese Information verwendet. Bei Anlagen unbekanntem Standort, wie dezentralen Blockheizkraftwerken mit geringen elektrischen Leistungen oder Elektrofahrzeugen,¹⁴ werden Heuristiken auf Basis statistischer Angaben, wie Einwohnerzahlen auf Ebene der Kreise oder kreisfreien Städte, genutzt. Die Heuristik der Verteilung der elektrischen Last berücksichtigt zusätzlich statistische Einflüsse wie die Energiebilanzen der Bundesländer, Zahlen zu Industriestromverbrauch auf Ebene der Kreise und kreisfreien Städte, sowie Beschäftigtenzahlen bei Gewerbe, Dienstleistung und Handel. Das Kapitel 4 schließt mit einer kritischen Würdigung der Grenzen und Ungenauigkeiten der hier vorgestellten Modellierungsarbeiten ab.

In Kapitel 5 werden die Ergebnisse der Berechnung des Redispatchaufkommens und die technischen Lösungen zur Redispatchbereitstellung für unterschiedliche Szenarien beschrieben und diskutiert. Dabei wird besonderes Augenmerk auf einen Szenarioraum gelegt, welcher die unterschiedlichen dezentralen Redispatchbereitstellungsmöglichkeiten untersucht. Hier werden Annahmen zum Einsatz dezentraler Blockheizkraftwerke, zum Bestand und zur Verfügbarkeit von Elektrofahrzeugen, zur Steuerung von flexiblen Industrielasten und zur Flexibilisierung von Blockheizkraftwerken und Biogasanlagen

¹⁴Die elektrischen Speicher in Elektrofahrzeugen werden in dieser Arbeit als potentielle Flexibilitätsoption des elektrischen Energiesystems betrachtet.

getroffen. Im Szenario „All-Flex“, in welchem alle betrachteten Flexibilisierungsoptionen ausgeschöpft werden, sind zusätzlich elektrische Heizkessel der energieintensiven Industrie als realisiert angenommen worden.

Abschließend wird diese Arbeit in Kapitel 6 zusammengefasst, der hier gewählte methodische Ansatz reflektiert und weiterer Forschungsbedarf auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse dargestellt.

2 Modellierung des Kraftwerkeinsatzes

2.1 Definition und Abgrenzung des Betrachtungsbereiches

Im Rahmen dieser Arbeit ist die Modellierung des Kraftwerkeinsatzes eine notwendige Voraussetzung, um Leistungsflussberechnungen im Übertragungsnetz vorzunehmen. Dazu werden geografisch aufgelöste Einspeiseprofile der erneuerbaren Energien, sowie der Einsatz der Kraftwerke und Speicher benötigt. Die Analyse der Auswirkung einer übergeordneten Steuerung dezentraler elektrischer Anlagen auf den konventionellen Redispatchbedarf¹ in Deutschland legt die geografische Eingrenzung auf das politische Gebiet der Bundesrepublik nahe. Allerdings ist das elektrische System in Europa stark vernetzt und voneinander abhängig. Aus diesem Grund wird neben der detaillierten Betrachtung des Gebietes der Bundesrepublik Deutschland auch der Leistungsaustausch mit den Nachbarländern, wie in Abschnitt 2.4 beschrieben, berücksichtigt.

Das elektrische Gesamtsystem ist ein sich permanent änderndes Zusammenspiel von Last, Erzeugung und Transport. Die Koordination dieses Zusammenspiels wird zum Großteil über Elektrizitätsmärkte realisiert. Zurzeit wird die elektrische Energie zwar zum Großteil lange vor dem Einsatz über Futures oder über langfristige Lieferverträge gehandelt, der Einsatz von Kraftwerken ist aber stark von den Spotmarktpreisen im Day-Ahead und Intradayhandel beeinflusst [43]. Demnach kann der Kraftwerkeinsatz hinreichend genau über eine grenzkostenbasierte Optimierung berechnet werden. Die zeitliche

¹Der konventionelle Redispatchbedarf beschreibt in dieser Arbeit den Redispatcheinsatz, welchen die konventionellen Kraftwerke erbringen.

Auflösung einer solchen Optimierung könnte sowohl 15 als auch 60 Minuten betragen, da seit Dezember 2011 im deutschen Intradayhandel mit Viertelstundenkontrakten gehandelt werden kann [44]. Allerdings dominieren im Intradayhandel weiterhin die Stundenkontrakte. Im Jahr 2012 betrug der Anteil der 15-Minuten Kontrakte mit 1,3 TWh rund acht Prozent des Intradayvolumens [45]. Auch wenn das Handelsvolumen der 15-Minuten Kontrakte sich bis zum Jahr 2015 auf 4 TWh verdreifacht hat, blieb der Anteil am Intradayvolumen konstant bei etwa acht Prozent [46]. Zusätzlich sind viele benötigte Daten wie die Verbraucherlast oder solare Einstrahlungsdaten öffentlich häufig nur in stündlicher Auflösung vorhanden. Aus diesem Grund arbeitet das hier entwickelte Kraftwerkseinsatzmodell mit einer stündlichen Auflösung.

2.2 Kraftwerke

Thermische Kraftwerke sind nach wie vor wesentliche Elemente des elektrischen Energiesystems. Ihr Einsatz wird maßgeblich durch ihre ökonomischen und technischen Eigenschaften sowie die elektrische Last bestimmt.

Die mögliche Leistungseinspeisung von Kraftwerken auf der Basis von erneuerbaren Energien hängt dagegen von meteorologischen Gegebenheiten ab.² Aus diesem Grund ist es für die Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien erforderlich, Einspeisemodelle zu nutzen, welche auf meteorologischen Daten beruhen. Die Modellierung der Einspeisung ermöglicht die Darstellung geografischer Unterschiede, welche gerade für Netzberechnungen wichtig sind. Dies wäre bei der Verwendung von historischen Einspeiseganglinien nicht realisierbar, denn die historische Einspeiseganglinie des Übertragungsnetzbetreibers TenneT würde beispielsweise keine Unterscheidung zwischen der Einspeisung in Schleswig-Holstein oder in Bayern zulassen. Damit würden die regionalen, geografischen und zeitlichen Unterschiede der Einspeisung unberücksichtigt bleiben.³

²Einzig die Leistung von Biomasse- und Geothermiekraftwerken und teilweise die der Laufwasserkraftwerke ist davon unabhängig.

³Eine Modellierung der Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien erlaubt auch eine Abschätzung der Auswirkung technologischer Veränderungen auf die Einspeiseganglinie. So ist es über eine Modellbildung beispielsweise möglich, den Effekt einer über die Jahre erfolgenden Erhöhung der durchschnittlichen Nennleistungen und Nabenhöhen von Windkraftanlagen abzubilden.

2.2.1 Thermische Kraftwerke

Der Einsatz der thermischen Kraftwerke ist maßgeblich von Marktmechanismen getrieben. Dabei sind im Besonderen die spezifischen variablen Kosten, sowie ökonomische und technische Randbedingungen zu berücksichtigen.

Modellbildung

Im Rahmen dieser Arbeit werden die thermischen Kraftwerke zunächst block-scharf aus einer am Wuppertal Institut vorhandenen Datenbank übernommen. Dabei werden wichtige technische Eigenschaften wie Wirkungsgrad, Stromkennzahl oder Laständerungsgeschwindigkeit ausgelesen. Sofern diese Informationen für einen spezifischen Block nicht verfügbar sind, werden sie auf Basis der verwendeten Technologie und des Alters der Anlage abgeschätzt.

Zu Beginn des Simulationszyklus werden für alle thermischen Kraftwerksblöcke Zeiträume der Nichtverfügbarkeit bestimmt. Dabei werden der Anfang und das Ende der Nichtverfügbarkeit (T_{Start} und T_{Ende}) der einzelnen Kraftwerksblöcke n mit der Nettonennleistung P_{KW} so in die Zeiten des Lastprofils P_{Last} gelegt, dass für die komplette Zeitreihe T gilt:

$$\max \left(\min_{\forall t \in T} \left(P_{Last,t} + \sum_{n=1} \begin{cases} P_{KW,n} & \text{wenn } T_{Start,n} \leq t \leq T_{Ende,n} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \right) \right) \quad (2.1)$$

Die Nichtverfügbarkeiten der Kraftwerksblöcke werden über das Jahr also so verteilt, dass sie möglichst in lastschwache Zeiträume fallen. Dabei wird die bereits festgelegte Nichtverfügbarkeit von Kraftwerksblöcken bei der weiteren Planung so berücksichtigt, als würde die Last im Zeitraum der Nichtverfügbarkeit um die Nennleistung des jeweiligen Kraftwerksblockes angehoben werden. Im Ergebnis werden die Zeiträume der Nichtverfügbarkeit aufgrund von Wartung, wie nach [47] zu erwarten, vor allem in die lastschwachen Sommermonate gelegt. Das heißt, dass zum Zeitpunkt der Lastspitze möglichst viele Kraftwerke verfügbar sind. Innerhalb der Zeiten der Nichtverfügbarkeit wird die elektrische Nennleistung des betroffenen Blockes auf null gesetzt. Die Zeiträume der Nichtverfügbarkeit wird für die unterschiedlichen Kraftwerkstypen auf der Basis von [48] gewählt.

Die Bereitstellung von Wärme wird für die hier modellierten Kraftwerksblöcke mit gekoppelter Erzeugung als primäre Aufgabe betrachtet. Da in den verfügbaren Kraftwerksdaten häufig die Information über die Wärmeleistung bzw. die Stromkennzahl fehlt, werden Annahmen zu den jeweiligen technischen Parametern nach [49] getroffen. Mit altersspezifischen Annahmen über elektrische Nennwirkungsgrade bei Kraftwerken mit ungekoppelter Erzeugung und durchschnittlichen Stromkennzahlen wird der elektrische Wirkungsgrad der KWK-Anlage und die thermische Leistung bestimmt. Für dieser Arbeit wurden zu diesem Zweck Funktionen entwickelt, welche den Wirkungsgrad in Abhängigkeit von der Stromkennzahl und dem Kraftwerksalter beschreibt. Diese sind in Abbildung 2.1 dargestellt.

Die sektoral unterschiedliche Wärmenachfrage wird aus einer am Wuppertal Institut vorhandenen Datenbank entnommen. Die Daten zur sektoralen Wärmenachfrage werden mit Hilfe der in [52] beschriebenen Verfahren über meteorologische Daten des Deutschen Wetterdienstes und synthetische Standardlastprofile des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft in stündliche Wärmelastgänge für Wohngebäude, Nichtwohngebäude, Fernwärmenetze und Industrieanlagen überführt.

Alle Kraftwerksblöcke mit gekoppelter Erzeugung werden den folgenden Kategorien zugewiesen:

- Blockheizkraftwerke unter 50 kW_{el} Leistung⁴
- Blockheizkraftwerke über 50 kW_{el} Leistung
- Kraftwerke zur Fernwärmeerzeugung
- Industriekraftwerke zur Wärmeerzeugung in der
 - Chemischen Industrie
 - Eisen- und Stahlerzeugung
 - Nahrungsmittelindustrie
 - Papierindustrie
 - Raffinerieproduktion
 - sonstigen Industrie

⁴Blockheizkraftwerke bis 50 kW_{el} werden hauptsächlich im Bereich der Wohngebäude und des Gewerbes verwendet und sind der ersten Vergütungsstufe des KWKG zugeordnet [53].

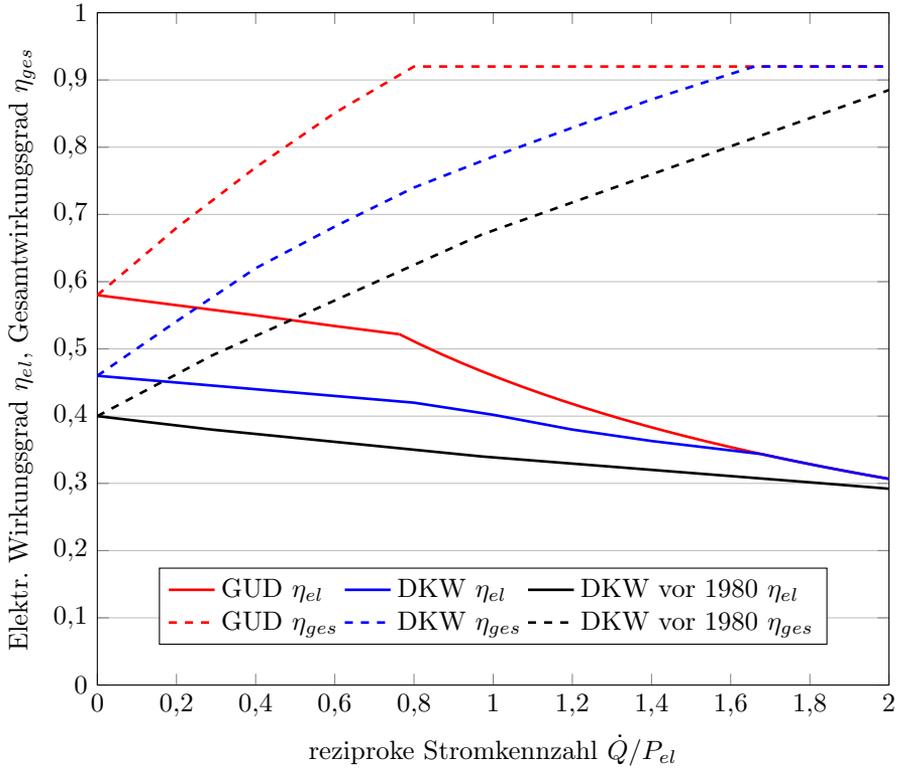


Abbildung 2.1: Elektrischer und Gesamtwirkungsgrad über reziproker Stromkennzahl mit der Annahme von $\eta_{ges,max} = 0,92$, $\eta_{el,GUD,nenn} = 0,58$, $\eta_{el,DKW,nenn} = 0,46$ und $\eta_{el,GUD(vor1980),nenn} = 0,4$. Der Verlauf der heutigen Gas und Dampf- und Dampfkraftwerke ist nach [50], die Daten der Dampfkraftwerke vor 1980 nach [51] angenommen.

In dieser Arbeit wird angenommen, dass die Blockheizkraftwerke unter 50 kW_{el} Leistung die Wärmenachfrage in Wohngebäuden decken. Die Blockheizkraftwerke über 50 kW_{el} Leistung dienen der Deckung des Wärmebedarfs der Nichtwohngebäude in Gewerbe, Handel und Dienstleistung. Bei Industriekraftwerken der Eisen- und Stahlerzeugung, welche Kuppelgase aus dem Produktionsprozess verbrennen, wird ein konstanter Volumenstrom des zu verbrennenden Gases angenommen. Die verfügbare Wärmeleistung aller anderen Kraftwerke wird für jede Kategorie und jede Stunde bestimmt. Aufgrund von Zeiten der Nichtverfügbarkeit einzelner Kraftwerke ändert sich die verfügbare Wärmeleistung jeder Kategorie über das Jahr. Mit Hilfe des Wärmebedarfs und des Wärmelastgangs kann dann für jede Kategorie eine durchschnittliche Auslastung der maximal möglichen Wärmeauskopplung bestimmt werden. Dieser wird dann in den Kraftwerksblöcken der jeweiligen Kategorie über die Berücksichtigung der Stromkennzahl als eine damit korrespondierende minimale elektrische Leistungsabgabe für die jeweilige Stunde gesetzt. Über einen Abgleich mit der durch KWK-Anlagen nach [54] im Jahr 2015 bereitgestellte Wärmemenge werden die Stromkennzahlen der Anlagen kalibriert. Die KWK-Leistung der Blockheizkraftwerke wird mit Hilfe der Angaben in [49] bestimmt.

Um die Rechenzeiten bei Szenarioberechnungen in einem akzeptablen Rahmen zu halten, ermöglicht das hier entwickelte Modell eine Clusterung von Kraftwerksblöcken. Die Clusterung der Kraftwerke kann die Variablenanzahl des in Abschnitt 2.5 beschriebenen Optimierungsproblems signifikant reduzieren. Dabei werden die Kraftwerksblöcke anhand ihrer technischen und ökonomischen Kennziffern in Tabelle 2.1 zunächst in sieben Cluster gegliedert.

In Abbildung 2.2 ist der thermische Kraftwerkspark Deutschlands in der initialen Clusterung für das Jahr 2015 nach Grenzkosten sortiert dargestellt.⁵ Eine hohe Clusteranzahl ist für eine hohe Genauigkeit der Ergebnisse wünschenswert, gleichzeitig erhöht die Anzahl der Cluster die Anzahl der Variablen des Optimierungsproblems und damit die Rechenzeit erheblich. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, wurde für diese Arbeit ein Verfahren der weiterführenden automatisierten Clusterung entwickelt. Dabei werden mindestens die vordefinierten Cluster nach Tabelle 2.1 verwendet, sie können aber in weitere Cluster unterteilt werden.

⁵Kleine Blockheizkraftwerke unter einer Nennleistung von 50 kW_{el} sind in dieser Darstellung nicht integriert.

Tabelle 2.1: Annahme zur Zusammenfassung spezifischer Kraftwerkstechnologien in Kraftwerkscluster

Kraftwerkstechnologie	Kraftwerkscluster
Kernkraftwerk	Kernkraft
Braunkohle(heiz)kraftwerk	Braunkohle
Steinkohle(heiz)kraftwerk	Steinkohle
Gas GuD (Heiz)kraftwerk	Gas GuD
Gas Dampfturbinen (Heiz)kraftwerk	Gas GT
Gas Gasturbinen (Heiz)kraftwerk	
Öl Gasturbine (Heiz)kraftwerk	
Abfall(heiz)kraftwerk	Abfall
Gas Blockheizkraftwerk	BHKW
Diesel Blockheizkraftwerk	

Bei dem Verfahren der automatisierten Clusterung wird zunächst die Dichte D_C eines Clusters C berechnet. Dabei sei N die Menge aller Kraftwerksblöcke, K_{min} die Grenzkosten des Kraftwerksblockes des Clusters mit den geringsten Grenzkosten und K_{max} die Grenzkosten des Kraftwerksblockes des Clusters mit den höchsten Grenzkosten. Dann gilt für D_C folgende Gleichung:

$$D_C = \frac{\sum_{n=1}^N \begin{cases} P_{KW,n} & \text{wenn } P_{KW,n} \in C \\ 0 & \text{sonst} \end{cases}}{\sum_{n=1}^N \begin{cases} P_{KW,n} & \text{wenn } K_{min} \leq K_n \leq K_{max} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases}} \quad (2.2)$$

Sofern D_C unter einem vorher definiertem Schwellwert $D_{C,min}$ liegt, wird der Cluster so in zwei Cluster geteilt, dass die leistungsgewichtete Clusterdichte beider neuen Cluster maximal ist. Allerdings muss ein Cluster mindestens einen vorher definierten Anteil an der Gesamtleistung $A_{C,min}$ abdecken, um geteilt zu werden. Beide geteilten Cluster müssen gleichzeitig mindestens ein Drittel der minimalen Clustergröße $A_{C,min}$ haben, um als mögliche Cluster

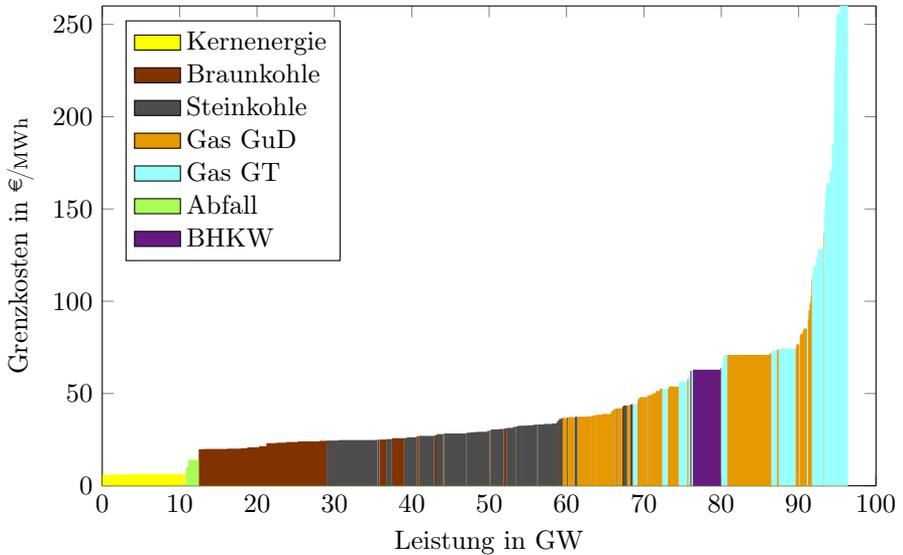


Abbildung 2.2: Der nach Grenzkosten sortierte thermische Kraftwerkspark 2015 in Deutschland

berücksichtigt zu werden. Nur wenn die Teilung der Cluster dazu führt, dass beide Cluster kleiner als $A_{C,min}$ sind, wird die Trennung an dieser Stelle trotzdem zugelassen. Dieses Verfahren wird so oft durchgeführt, bis es keine Cluster mehr gibt, die eine geringere Dichte als $D_{C,min}$ haben und gleichzeitig größer als $A_{C,min}$ sind.

Dieses Verfahren führt bei den Kraftwerksdaten aus Abbildung 2.2 und der Annahme von $D_{C,min} = 75\%$ und $A_{C,min} = 20\%$ zu einer Teilung von drei Clustern. Das Ergebnis dieser Auftrennung ist in Abbildung 2.3 zu sehen. Die größere Anzahl von Clustern ermöglicht nun eine genauere Darstellung der Kraftwerke im Optimierungsverfahren, ohne die Rechenzeit dabei über Gebühr zu verlängern.

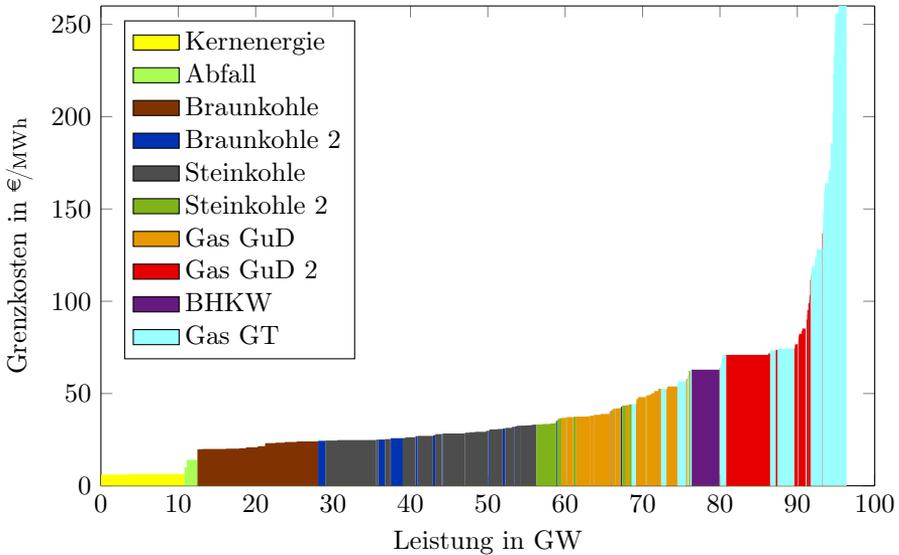


Abbildung 2.3: Der nach Grenzkosten sortierte thermische Kraftwerkspark 2015 in Deutschland mit automatisierten Clustern und der Annahme von $D_{C,min} = 75\%$ und $A_{C,min} = 20\%$

Datengrundlage und Validierung

Als Datengrundlage für den thermischen Kraftwerkspark dient die Kraftwerksdatenbank des Wuppertal Instituts. Diese basiert für die Kraftwerke in Deutschland unter anderem auf den Daten der Bundesnetzagentur [55], der Übertragungsnetzbetreiber [56], des Umweltbundesamtes [57] und des Bundesverbandes der Energie und Wasserwirtschaft [58]. In Tabelle 2.2 werden die Modellierungsergebnisse für das Jahr 2015 mit der Nettostromerzeugung nach [15] gegenübergestellt.

Dabei wird deutlich, dass die modellierte Nettostromerzeugung für die Kernkraftwerke leicht unterhalb der realen Nettostromerzeugung liegt. Dieser Sachverhalt kann durch die installierte Kapazität an Kernkraftwerken erklärt werden. Da innerhalb der Kernkraftwerksleistung keine unterjährige Abschaltung berücksichtigt wird, das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld aber Mitte des Jah-

Tabelle 2.2: Vergleich der modellierten mit den in [15] angegebenen Nettostromerzeugungsmengen nach Energieträgern für das Jahr 2015 in TWh

	Mit Clustering ohne Redispatch (Kapitel 2)	Ohne Clustering ohne Redispatch (Kapitel 5)	Ohne Clustering mit Redispatch (Kapitel 5)	Nettostromerzeugung des Jahres 2015 nach [15]
Kernenergie	83,8	83,8	83,8	85,1
Braunkohle	154,3	145,1	143,1	142,4
Steinkohle	93,4	102,4	105,2	106,1
Erdgas	48,2	46,3	46,4	48,7
Abfall und Sonstige	28,0	29,9	27,9	21,1
Pumpspeicher	1,5	1,4	2,1	9,6
Erneuerbare Energien	181,5	181,5	180,0	181,1

res 2015 außer Betrieb genommen wurde, ist in dieser Arbeit für die erste Jahreshälfte des Jahres 2015 eine zu niedrige Nettoerzeugungsleistung der Kernenergie angenommen worden.

Das Verfahren der Clustering nach Abschnitt 2.2.1 führt außerdem dazu, dass für alle Anlagen eines jeden Clusters einheitliche Grenzkosten angesetzt werden. Für die Kraftwerke mit generell geringen Grenzkosten führt diese Vorgehensweise dazu, dass auch Kraftwerke, die in die gleiche Kategorie fallen, aber eher höhere Grenzkosten haben, häufiger eingesetzt werden, als es bei einer blockscharfen Betrachtung der Fall sein würde. Dieser Effekt ist zwischen den Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken zu beobachten. Bei der blockscharfen Betrachtungsweise in der Kraftwerkseinsatzberechnung nach Kapitel 5 nähern sich die modellierten Nettostromerzeugungsmengen der Stein- und Braunkohlekraftwerke den historischen Erzeugungsmengen des Jahres 2015 an. Die ausgewiesene Nettostromerzeugung für das Jahr 2015 ist allerdings eine realisierte Nettostromerzeugung nach Redispatch. In Tabelle 2.2 ist zu

erkennen, dass bei Berücksichtigung des Redispatches die Abweichung zwischen modellierten und aufgetretenen Nettostromerzeugung aus Braun- oder Steinkohlekraftwerken bei unter 1 % liegt.

Zusätzlich ist in der Modellierung keine explizite Abbildung des Regelenergiemarktes implementiert. Gerade die Nettostromerzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken wird aus diesem Grunde eher unter- und die aus Braun- und Steinkohlekraftwerken überschätzt.

Die Nettostromproduktion aus Erdgaskraftwerken basiert fast ausschließlich auf dem forcierten Einsatz von KWK-Kraftwerken zur Deckung des Wärmebedarfs. Sie unterscheidet sich aus diesem Grund auch nicht sehr stark zwischen der Berechnung des Kraftwerkes mit oder ohne Clusterung. Bei der Modellierung der Kategorie „Abfall, Mineralölprodukte und sonstige Energieträger“ wird die Nettostromerzeugung überschätzt. Das liegt vor allem an der Zuordnung von allen Blockheizkraftwerken in diese Kategorie, sowie einer Überschätzung der möglichen Auslastung von Abfallkraftwerken.

Die Clusterung erlaubt es prinzipiell nicht, vorhandene technische Randbedingungen oder ökonomische Parameter wie Mindeststillstandszeiten oder Anfahrtskosten abzubilden. Auch in der blockscharfen Berechnung nach Kapitel 5 werden diese Randbedingung, wie in Abschnitt 4.1 beschrieben, nicht berücksichtigt, um das Optimierungsproblem innerhalb eines akzeptablen Rechenzeitraums halten zu können. Diese Randbedingungen stellen in der Realität eine Einschränkung der Flexibilität in der Fahrweise von Kraftwerksblöcken dar. Die Nichtberücksichtigung dieser Einschränkung führt in der Modellierung prinzipiell zu einer höheren Auslastung von Kraftwerken mit niedrigeren Grenzkosten, als sie in der Realität vorgekommen sind.

Trotz der oben genannten Einschränkungen ist das hier vorgestellte Verfahren der Kraftwerkseinsatzoptimierung geeignet, die Auswirkung einer Einbindung dezentraler Flexibilitäten auf den Redispatcheinsatz von konventionellen Kraftwerken darzustellen. Um die Forschungsfrage dieser Arbeit zu beantworten, ist es zunächst erforderlich, einen plausiblen und prinzipiell möglichen Kraftwerkseinsatz darzustellen. Ein historisch exakter Kraftwerkseinsatz ist keine notwendige Bedingung. Der Genauigkeitsverlust bei der Darstellung der Nettostromerzeugungsmengen einiger Kraftwerkstypen wirkt sich zudem nicht maßgeblich auf Überlastungssituationen im Übertragungsnetz aus. Ein Vergleich der Netzbelastung des Kraftwerkseinsatzes mit Clusterung und des Kraftwerkseinsatzes bei blockscharfer Betrachtung zeigt, dass die Summe der

Überlastungssituationen im Übertragungsnetz bei beiden Berechnungsvarianten in etwa konstant bleibt. Dieser Wert steigt bei einer blockscharfen Betrachtung gegenüber der Clusterung nur um 3% an. Von den 10 am stärksten belasteten Stromkreisen bei blockscharfer Betrachtung sind neun auch bei einer Clusterung unter den 10 am stärksten belasteten Stromkreisen. In beiden Fällen sind die Verbindungen zwischen Redwitz und Remptendorf die am stärksten belasteten Verbindungen. Diese wurden auch in [15] im Jahr 2015 als die am stärksten belastete Verbindungen ausgewiesen und waren für etwa die Hälfte aller Redispatcheingriffe verantwortlich.

2.2.2 Windkraftanlagen

Im heutigen elektrischen Energiesystem trägt die Leistungsbereitstellung aus Windkraftanlagen einen großen Anteil an der über erneuerbare Energien bereitgestellten elektrischen Energie bei [59].

Modellbildung

Für diese Arbeit ist ein Verfahren entwickelt worden, welches die Einspeisung aus Windkraftanlagen über mehrere Stufen modelliert. Zunächst wird aus Reanalysedaten des Merra 2 Datensets [60] die Windgeschwindigkeit \bar{v}_{ref} in der Referenzhöhe H_{ref} von 50 m, die Rauigkeitslänge z_0 sowie die Temperatur in 2 m Höhe an allen verfügbaren Datenpunkten für das betrachtete Wetterjahr bezogen. Die Merra 2 Reanalysedaten eignen sich nach [61] prinzipiell gut, um die Einspeisung von Windenergie zu modellieren. Die Windgeschwindigkeiten müssen allerdings um einen systematischen Fehler korrigiert werden, da Reanalyse nach [61, 62] drei systematische Fehler aufweisen. Zunächst werden Reanalysedaten aus Computermodellen gewonnen, welche die Realität nicht genau wiedergeben können und auf fehlerbehafteten Wettervorhersagen basieren. Des weiteren ist die geografische Abdeckung der Reanalysedaten nicht geeignet, um geografische Besonderheiten der Landschaft und die damit verbundenen Veränderungen in der Windgeschwindigkeit zu repräsentieren. Schließlich werden die Modelle, welche Reanalysedaten generieren, an meteorologischen Messungen kalibriert. Diese Messungen befinden sich häufig nicht an für Windenergieanlagen repräsentativen Standorten.

Tabelle 2.3: Mit dem Verfahren nach [61] empirisch bestimmte Korrekturfaktoren α und β zur Korrektur der Windgeschwindigkeit für das Wetterjahr 2015

	α	β
Onshore	0,483	1,480
Offshore	0,666	0,965

Die Windgeschwindigkeit \bar{v}_{ref} wird aus diesem Grund mit einer in [61] gezeigten Methode und der Gleichung 2.3 sowohl für die Onshore- als auch für die Offshorestandorte korrigiert. Dabei wird ein Multiplikationsfaktor α und ein Offsetfaktor β verwendet.

$$\bar{v}'_{ref} = \bar{v}_{ref} \cdot \alpha + \beta \quad (2.3)$$

Für das Wetterjahr 2015 werden die Korrekturfaktoren empirisch bestimmten und in Tabelle 2.3 aufgeführt. Um die so korrigierte Windgeschwindigkeit auf die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe zu interpolieren, wird in dieser Arbeit die logarithmische Höhenformel 2.4 nach [63] genutzt.

$$\bar{v}_H = \bar{v}'_{ref} \cdot \frac{\ln \frac{H}{z_0}}{\ln \frac{H_{ref}}{z_0}} \quad (2.4)$$

Dabei ist \bar{v}_H die Windgeschwindigkeit in der Höhe H , \bar{v}'_{ref} die nach Gleichung 2.3 korrigierte Windgeschwindigkeit in der Höhe H_{ref} und z_0 die Rauigkeitslänge. Die logarithmische Höhenformel ist nach [63] nur für die bodennahe Prandl-Schicht gültig, in Höhen über 100 m verliert sie an Genauigkeit. Im Allgemeinen werden die Windgeschwindigkeiten ab dieser Höhe dann eher unterschätzt.

Ein Vergleich des Tagesganges der Windgeschwindigkeiten in unterschiedlichen Höhen zeigt auch, dass bei der Interpolation der Windgeschwindigkeit von niedrigen Referenzhöhen auf Nabenhöhen zwischen 60 und 100 Meter ein systematischer Fehler auftritt [64]. Der Tagesgang in den unteren Luftschichten ist von der Schwankung der Tagestemperatur geprägt. Wenn sich mit der Sonneneinstrahlung der Boden und die unteren Luftschichten erwärmen,

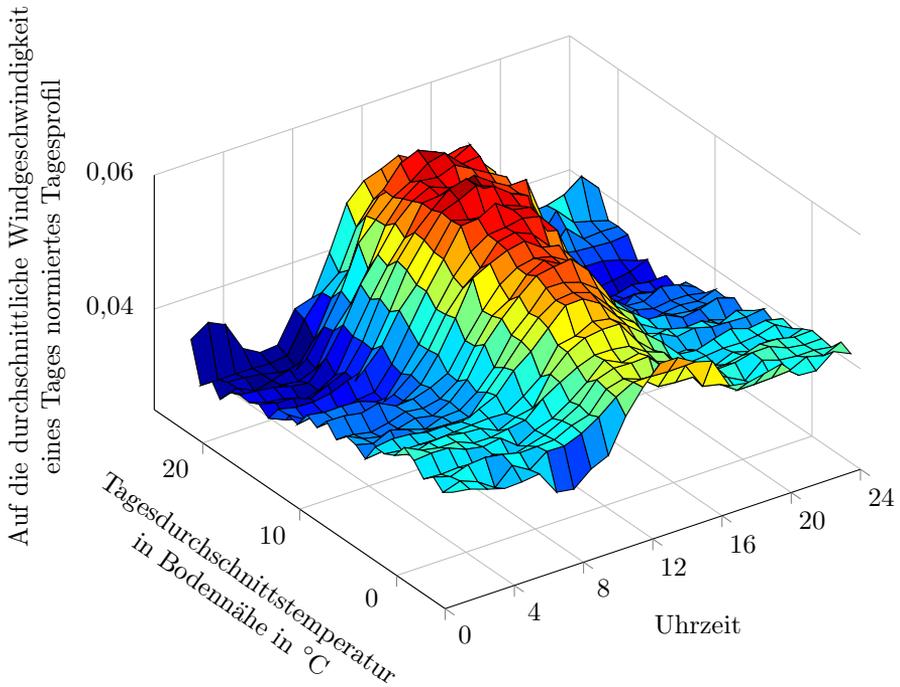


Abbildung 2.4: Tagesprofil der Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe

wird eine vertikale Austauschbewegung zwischen den Luftschichten induziert. Diese führt über Turbulenzen dazu, dass die Windgeschwindigkeit in den oberen Luftschichten abgebremst und in den unteren Luftschichten beschleunigt wird [65]. Um diesen systematischen Fehler auszugleichen, wird in dieser Arbeit mit Hilfe stündlicher Messdaten von Wind und Temperatur der Jahre 1998 bis 2012 ein von der Tagesmitteltemperatur und Tageszeit abhängiger Windkorrekturfaktor berechnet. Dieser korrigiert einzelne Windgeschwindigkeitswerte, um ein in der Nabenhöhe angemessenes Tagesprofil zu erhalten. Die Daten zu den Windgeschwindigkeiten liegen in Messhöhen zwischen 10 und 98 m vor und sind vom Meteorologischen Observatorium Lindenberg erhoben worden.

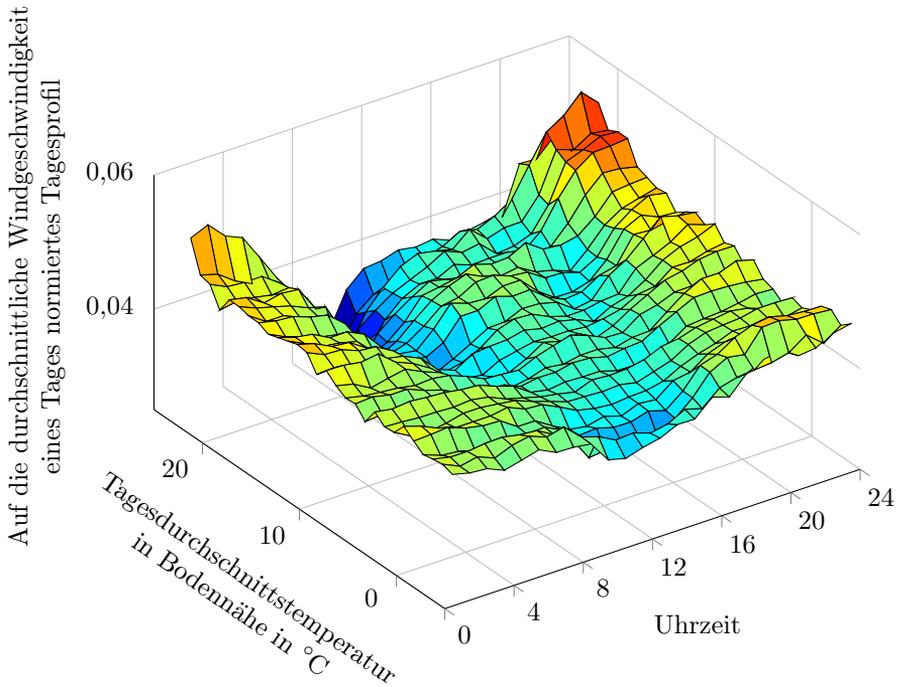


Abbildung 2.5: Tagesprofil der Windgeschwindigkeit in 80 m Höhe

Die Abbildungen 2.4 und 2.5 zeigen zwei beispielhafte Tagesprofile des Windes in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Tagestemperatur an der Messstation des meteorologischen Observatoriums Lindenberg. In dieser Arbeit wird mit Hilfe der statistischen Daten die logarithmische Höhenformel 2.4 für Onshorestandorte weiterentwickelt und um den zeitlich variablen Korrekturfaktor $c_{temp,t}$ ergänzt.

$$\bar{v}_H = c_{temp,t} \cdot \bar{v}'_{ref} \cdot \frac{\ln \frac{H}{z_0}}{\ln \frac{H_{ref}}{z_0}} \quad (2.5)$$

Tabelle 2.4: Auf eigenen Berechnung nach [67] basierende durchschnittliche Nabhöhen in Metern für 2015

	Windzone	Nabhöhe
Onshore	1	110,5
	2	101,5
	3	85,5
	4	78,5
Offshore		90,0

Der Korrekturfaktor $c_{temp,t}$ ist folgendermaßen definiert:

$$c_{temp,t} = \left(\frac{Tagesgang_{H,t}}{Tagesgang_{ref,t,temp}} + \left(\frac{1}{c_u} - 1 \right) \right) \cdot c_u \quad (2.6)$$

Dabei wird die Variable $Tagesgang$, welche die auf die Tagesdurchschnittswindgeschwindigkeit normierte Windgeschwindigkeit im Tagesverlauf abbildet, in Naben- und Referenzhöhe linear zwischen den gemessenen Tagesgängen bei der jeweiligen Tagesdurchschnittstemperatur interpoliert. Die Konstante $c_u = 0,20$ wird über eine Maximierung der Korrelationskoeffizienten zwischen der modellierten und der historischen Windeinspeiseganglinie bestimmt. Die Konstante c_u steigt mit sinkender Referenzhöhe an. Tabelle 2.4 gibt eine Übersicht, über die verwendeten durchschnittlichen Nabhöhen. Dabei wird zwischen On- und Offshoestandorten unterschieden. Die Onshoestandorte werden anhand der Windzonen nach [66] kategorisiert.

Für jeden der in Abbildung 2.6 abgebildeten Merra 2 Datenpunkte wird auf Grundlage dieser Daten die Windgeschwindigkeit in Nabhöhe ermittelt. Dabei wird die Windgeschwindigkeit der Datenpunkte auf hoher See und in Gebieten der Windzone 4 nach Gleichung 2.4 berechnet.⁶ Bei allen anderen Datenpunkten wird die Tagesgangkorrektur nach Gleichung 2.5 verwendet. Mit der Windgeschwindigkeit in Nabhöhe und einer normierten Leistungskennlinie wird eine normierte Leistungsganglinie für jeden Merra 2 Datenpunkt

⁶Das Tagesprofil des Windes auf hoher See und an der Küste unterscheidet sich signifikant von dem hier verwendeten Tagesprofil des Observatorium Lindenbergl. Die Tagesgangkorrektur wird deswegen für diese Standorte nicht durchgeführt.

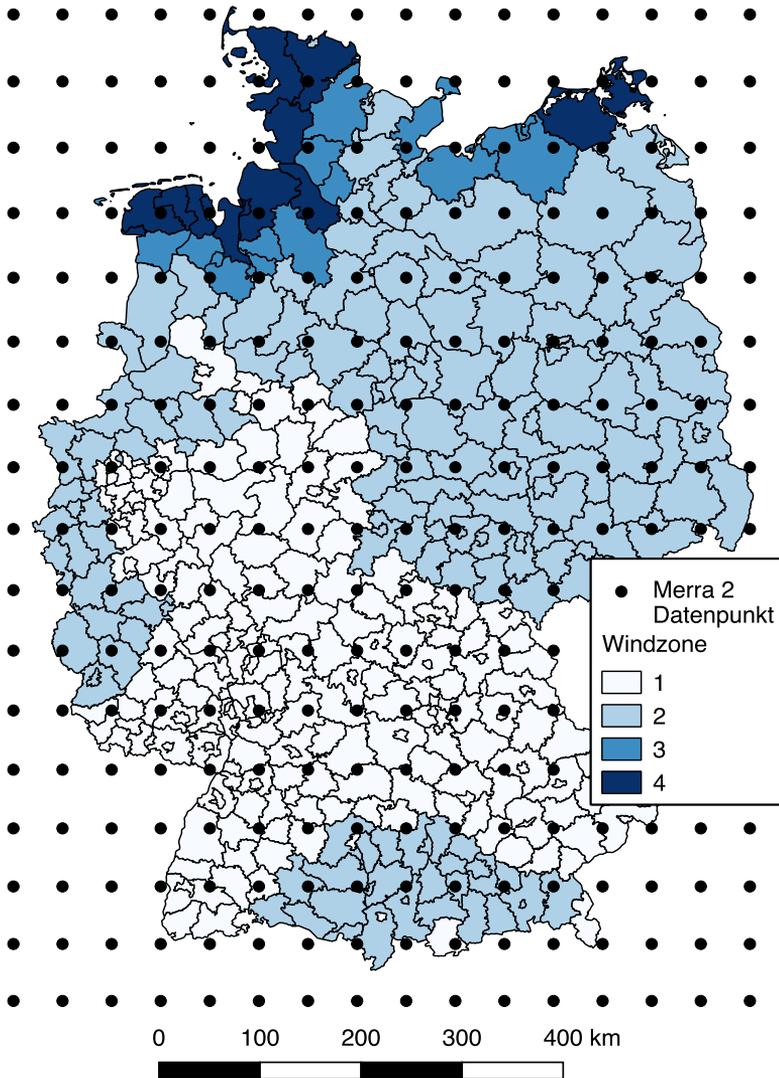


Abbildung 2.6: Merra 2 Datenpunkte und Windzonen nach [66]

berechnet. In dieser wird dann auch eine durchschnittliche Verfügbarkeit berücksichtigt. Dabei wird die Verfügbarkeit der Onshorewindenergieanlagen nach [68] mit 0,98, die der Offshoreanlagen nach [69–71] mit 0,95 angenommen. Die Leistungskennlinie der Senvion 3.0M [72] wird als Standardleistungskennlinie für die Windzone 2 bis 4 gewählt. An Standorten der Windzone 1 wird davon abweichend die Leistungskennlinie der Enercon E-115 [73] verwendet, da diese Windenergieanlage speziell für Schwachwindstandorte ausgelegt ist. Für die Offshorewindparks wird die Leistungskennlinie der 2015 meist installierten Turbine auf hoher See Siemens SWT-3.6 [74] genutzt. Um die Vielzahl von Windenergieanlagen in einer Region abzubilden, werden die normierten Leistungsganglinien über einen Gaußfilter nach [61] geglättet.

Datengrundlage und Validierung

Das Windmodell wird sowohl für die Onshore-, als auch für die Offshorewindenergieeinspeisung validiert. Das betrachtete Jahr 2015 war im Bereich der deutschen Offshorewindenergie von einer massiven unterjährigen Leistungszunahme geprägt. So waren zu Beginn des Jahres Windparks mit einer Leistung von etwa 900 MW in deutschen Küstengewässern installiert. Zum Ende des Jahres betrug diese Zahl bereits 3.260 MW. Bei der Validierung des Leistungsganges der Offshorewindenergieanlagen ist die unterjährige Inbetriebnahme also entsprechend zu berücksichtigen. Für diese Arbeit werden für alle 13 im Jahre 2015 in Betrieb befindlichen Offshorewindenergieparks die in Tabelle 2.5 aufgeführten Werte zur Leistung und Inbetriebnahme angenommen.⁷

Jedem Offshorewindpark wird der Merra 2 Datenpunkt mit der geringsten Entfernung zugeordnet. Die Leistungsganglinie dieses Windparks wird für alle Zeitpunkte die nach der Inbetriebnahme liegen durch eine Multiplikation der normierten Leistungsganglinie des Datenpunktes mit der installierten Leistung bestimmt. Der Vergleich der veröffentlichten Offshorewindenergieeinspeisung nach [75] mit der Leistungsganglinien aller Offshorewindparks weist einen Korrelationskoeffizient von 0,89 auf.⁸ Dies entspricht einem Bestimmtheitsmaß von 0,79, die modellierte Leistungsganglinie repräsentiert die gemes-

⁷Als Datum wurde hier die offizielle Inbetriebnahme des Windparks gewählt. Teile des Windparks und einzelne Anlagen waren ggf. schon vorher im Testbetrieb und haben auch schon Leistung ins Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist.

⁸Da [76] die Einspeisung aus Offshorewindparks in der Ostsee nicht gesondert ausweist, bezieht sich der Vergleich ausschließlich auf die Windparks in der Nordsee.

Tabelle 2.5: Annahmen zu den bis Ende 2015 in Betrieb genommenen deutschen Offshorewindparks

Name	Installierte Leistung in MW	Inbetriebnahme
alpha ventus	60	27.04.2010
Baltic 1	48	02.05.2011
BARD Offshore 1	400	01.09.2013
Riffgat	108	12.02.2014
Meerwind Süd/Ost	288	11.11.2014
Dan Tysk	288	01.05.2015
Nordsee Ost	295	11.05.2015
Butendiek	288	11.06.2015
Trianel Windpark Borkum	200	21.07.2015
Baltic 2	288	01.08.2015
Global Tech I	400	02.09.2015
Borkum Riffgrund 1	312	22.10.2015
Amrumbank West	288	22.10.2015

sene Leistungsganglinie also gut. Die Windgeschwindigkeitskorrektur nach [61] führt zu einer exakten Abbildung der über das Jahr eingespeisten Energiemenge aus Offshoreanlagen. Der relativ niedrige Korrelationskoeffizient kann insbesondere durch die nicht abgebildete Teilinbetriebnahme von einer Vielzahl von Windparks erklärt werden.

Zur Validierung der Leistungsganglinien der Onshorewindenergieanlagen wird für jede NUTS3 Region⁹ die Mitte 2015 installierte Windenergieleistung aus einer auf [77] basierenden Datenbank bestimmt. Um den unterjährigen Zubau abzubilden, wird die installierte Leistung nach dem quartalsweisem Zubau nach [67] korrigiert. Jeder NUTS3 Region wird derjenige Merra 2 Da-

⁹Die NUTS3 Regionen entsprechen in Deutschland den 402 Kreisen und kreisfreien Städten.

tenpunkt zugeordnet, welcher die geringste Entfernung zum geometrischen Mittelpunkt der jeweiligen Region hat. Die normierte Leistungsganglinie dieses Datenpunktes wird dann mit der installierten Leistung multipliziert, um die Leistungsganglinie der Region zu berechnen.

Der Korrelationskoeffizienten zwischen der Summe aller Leistungsganglinien der NUTS3 Regionen¹⁰ und den stündlichen Hochrechnungen der Windleistung des Jahres 2015 der Übertragungsnetzbetreiber nach [75, 76, 78, 79] beträgt 0,97, das Bestimmtheitsmaß also 0,94. Die Onshoreeinspeisegangline repräsentiert die ausgewiesene stündliche Einspeisung also sehr gut. Ohne die Korrektur des Tagesganges nach Gleichung 2.5 beträgt der Korrelationskoeffizient 0,96. Die Korrektur über die Temperatur führt also zu einer sichtbaren Verbesserung der Modellergebnisse.

2.2.3 Photovoltaikanlagen

Die zweite große Säule der erneuerbaren elektrischen Energieversorgung ist die Photovoltaik. Auch diese kann über meteorologische Daten und Annahmen zu technischen Parametern modelliert werden.

Modellbildung

In dieser Arbeit wird das frei verfügbare Modell von [80] für die Einspeisung aus PV-Anlagen verwendet. Es wird an die übrige Modellstruktur sowie die vorhandenen Daten angepasst. Für die Merra 2 Datenpunkte wird mit Hilfe des Datums und der geografischen Lage die Höhe des Sonnenstandes berechnet. Diese ermöglicht mit Hilfe von Annahmen bezüglich der Modulausrichtung und des Wirkungsgrades eine Berechnung der Leistung des PV-Moduls. Die verwendete Verteilung der Modulausrichtungen sind in Tabelle 2.6 aufgeführt.

¹⁰Da [76] die Einspeisung aus Offshorewindparks nicht gesondert ausweist, werden die Offshorewindparks Baltic 1 und Baltic 2 auch in den Vergleich mit einbezogen.

Tabelle 2.6: An [81] orientiert, eigene Annahmen zur Verteilung der Modulausrichtungen im Jahr 2015 für die Modellierung der Photovoltaikeinspeisung

Azimutwinkel	Anstellwinkel		
	25°	35°	45°
135°	2 %	6 %	2 %
160°	4 %	12 %	4 %
180°	8 %	24 %	8 %
200°	4 %	12 %	4 %
225°	2 %	6 %	2 %

Datengrundlage und Validierung

Ähnlich wie für die in Abschnitt 2.2.2 beschriebene Modellierung der Windenergieeinspeisung, werden für die Bestimmung der PV-Einspeisung die Merra 2 Reanalysedaten [60] genutzt. Hierbei werden die Datensets zur Globalstrahlung, zur diffusen und direkten Strahlung sowie zur Temperatur in zwei Metern über dem Boden verwendet. Um den unterjährigen Zubau abzubilden, wird die installierte Leistung nach dem monatlichem Zubau nach [82] korrigiert. Jeder NUTS3 Region wird derjenige Merra 2 Datenpunkt zugeordnet, welcher die geringste Entfernung zum geometrischen Mittelpunkt der jeweiligen Region hat. Die normierte Leistungsganglinie dieses Datenpunktes wird dann mit der installierten Leistung multipliziert, um die Leistungsganglinie der Region zu berechnen. Der Korrelationskoeffizient zwischen der Summe aller Leistungsganglinien der NUTS3 Regionen und der Photovoltaikeinspeisung des Jahres 2015 beträgt 0,96.

2.2.4 Laufwasser, Biomasse und Geothermie

Die Laufwasserkraftwerke in Deutschland trugen im Jahr 2015 zu etwa 10% an der Bruttostromerzeugung der erneuerbaren Energien und zu 3% an der gesamten Bruttostromerzeugung in Deutschland bei. Die Stromerzeugung auf Basis der Verbrennung von Biomasse lieferte 2015 22% an der Bruttostromerzeugung der erneuerbaren Energien und etwa 7% an der gesamten Brutto-

stromerzeugung [83]. Die Stromerzeugung mit Hilfe geothermischer Verfahren spielt gegenwärtig fast keine Rolle.

Modellbildung

Um die Charakteristika der Stromerzeugung aus diesen drei Quellen angemessen zu berücksichtigen, wird auf unterschiedliche Verfahren zurückgegriffen. Für Laufwasserkraftwerke werden die, der Entso-E gemeldeten, Leistungskurven [84] verwendet und auf die Volllaststunden des Jahres 2015 nach [59] skaliert.

Bei der Modellierung von Anlagen auf der Basis von Biomasseverfeuerung wird nach [85] der vereinfachte Ansatz einer konstanten Einspeiseganglinie gewählt. Einzig die Einspeisung der Anlagen, welche in Kraft-Wärme-Kopplungsbetrieb gefahren werden, haben einen saisonalen Einspeiseverlauf, welcher sich am temperaturinduzierten Wärmebedarf orientiert. Es wird weiterhin angenommen, dass Biogasanlagen zunächst nicht flexibel gefahren werden können. Die Volllaststunden der Anlagen, welche Biomasse verwenden, werden nach [59] skaliert. Bei einer flexiblen Fahrweise wird nach [86] zusätzlich angenommen, dass an den Biogasanlagen ein Gasspeicher installiert ist, welcher den Volllastbetrieb von acht Stunden ermöglicht. Geothermieanlagen werden mit einer konstanten Einspeisung von 0,45 ihrer Nennleistung berücksichtigt.

Datengrundlage und Validierung

Die Datengrundlage für die geografische Verteilung dieser Anlagen ist wie bei den Windenergie- und PV-Anlagen eine Datenbank auf Basis von [77]. Zur Validierung und Einordnung der Einspeiseganglinien wird ein Vergleich der Volllaststunden vorgenommen. Für die Laufwasserkraftwerke ist die Ausnutzung stark von den meteorologischen Verhältnissen des jeweiligen Jahres abhängig. Aus den veröffentlichten Daten nach [59] ist die Ausnutzung der Laufwasserkraftwerke nicht direkt ermittelbar, da diese Statistik Laufwasserkraftwerke und Pumpspeicher mit natürlichem Zufluss in einer Kategorie zusammen ausweist. In der Regel werden Laufwasserkraftwerke in Deutschland aber für etwa 4.000 bis 6.000 Volllaststunden ausgelegt [87,88]. Nach [89]

Tabelle 2.7: Volllaststunden von Biomassekraftwerken zwischen 2000 und 2016 nach [59]

	Minimal	Maximal	Durchschnitt	Modelliert
Festbrennstoffe	3.233	6.962	5.871	6.939
fl. Brennstoffe	788	6.974	3.309	1.918
Biogas	3.711	8.674	6.351	6.218

gehen die meisten Energieszenarien auch für die nächsten Jahrzehnte von einem etwa konstant bleibendem Wert von 4.800 Stunden aus. Die verwendeten Einspeiseganglinien modellieren die Einspeisung von Laufwasserkraftwerken für 2015 mit nur 3.397 Volllaststunden, da das Jahr 2015 meteorologisch bedingt eine niedrige Stromproduktion aus Laufwasserkraftwerken aufgewiesen hat.

Die historischen und modellierten Volllaststunden der Biomassekraftwerke sind in Tabelle 2.7 dargestellt. In der Tabelle 2.7 ist sichtbar, dass die modellierte Auslastung dabei in der Bandbreite der in den letzten 16 Jahren aufgetretenen Volllaststunden liegen. Die Einspeiseganglinien der Biomassekraftwerke sind dabei so gewählt, dass sie die Volllaststunden des in dieser Arbeit gewählten Referenzjahres 2015 repräsentieren. Diese liegen für Biogas nahe am historischen Durchschnitt. Die Auslastung von Kraftwerken, welche flüssige Brennstoffe verwenden war in diesem Jahr allerdings unterdurchschnittlich, die von Kraftwerken mit biogenen Festbrennstoffen leicht überdurchschnittlich.

2.3 Last und Speicher

2.3.1 Nicht steuerbare Last

Die elektrische Last ist als Grundlage für die Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes essenziell. Sie repräsentiert hier die Gesamtheit aller elektrischen Lasten innerhalb eines Marktgebietes.

Datengrundlage

Das Profil der elektrischen Last der Bundesrepublik Deutschland wird vom Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber Entso-E bezogen [90]. Die elektrische Last der Bundesrepublik wird von den vier in Deutschland operierenden Übertragungsnetzbetreibern an die Entso-E gemeldet. Dieser Datensatz repräsentiert zwischen 91 % und 98 % der realen Last. Abweichungen gibt es vor allem in der vollständigen Erfassung von Industrielasten, welche aus eigenen Generatoren bedient werden und bei der vollständigen Berücksichtigung der dezentralen Erzeugung [91]. Für diese Arbeit wird angenommen, dass das aus diesem Datensatz entnommene Profil der Last die vollständige Last beschreibt. Der Nettostrombedarf, inklusive Netzverluste, für das Jahr 2015 wird nach [15] mit 536,6 TWh angenommen.¹¹

Bestimmung des Lastprofils

Das Lastprofil wird aus den Entso-E Daten [90] übernommen. Einzig neu hinzukommende Lasten wie die Nachfrage der elektrischen Fahrzeuge oder von Elektroden- und Widerstandskesseln wird, wie in Abschnitt 2.3.3 und 2.3.4 beschrieben, nach eigenen Parametern bestimmt. Das Lastprofil wird zwischen einzelnen Netzknoten nicht variiert, sondern für alle Netzknoten konstant gehalten. Die Verteilung der elektrischen Last an einzelne Netzknoten erfolgt über mehrere Schritte, welche in Abschnitt 4.2.2 beschrieben werden.

2.3.2 Speicher

Modellbildung

In dem hier beschriebenen Kraftwerkseinsatzmodell werden Speicher über ihre Speicherkapazität und die Einspeicher- bzw. Ausspeicherleistung definiert. Dabei sind die Einspeicher- und Ausspeicherwirkungsgrade η_{ein} und η_{aus} berücksichtigt. Auch ein Selbstentladungsfaktor sowie ein energetischer Zufluss in die Speicherkapazität kann als Zeitreihe berücksichtigt werden. Die

¹¹ Abweichend davon gibt [92] den Nettostrombedarf mit 556,4 TWh an. Da die Validierung der Nettostromerzeugung und des resultierenden Redispatches nur über [15] möglich ist, wird diese Quelle verwendet.

Leistungs- und Kapazitätsgrenzen der Speicher sind als Randbedingungen der Optimierung gesetzt.

Datengrundlage und Validierung

Im Rahmen dieser Arbeit werden die nach [55] in Deutschland installierten Pump- und Druckluftspeicher berücksichtigt. Eine Berücksichtigung von dezentralen Speichern findet im Rahmen der Analysen in Abschnitt 5.2 statt.

2.3.3 Steuerbare industrielle Lasten

Verschiebbare industrielle Lasten können sich im Rahmen eines zukünftig erneuerbar geprägten Energiesystems mit einer flexiblen Fahrweise systemdienlich verhalten [93–95]. Diese Flexibilität gilt es im Folgenden innerhalb der gewählten Modellierung abzubilden.

Modellbildung

Die verschiebbaren industriellen Lasten werden im Kraftwerkseinsatzmodell als Speicheräquivalent modelliert. Dabei wird das Verfahren nach [96] angewendet. Zunächst wird für den betrachteten Prozess der ungestörte Lastgang $L(t)$ und über die Auslastung im Normalbetrieb c_{nenn} die installierte Leistung $L_{inst}(t)$ ermittelt.¹² Gleichzeitig wird für den Prozess eine maximale Verschiebedauer Δt und ein verschiebbarer Anteil an der Leistung $p_{DSM}(t)$ festgelegt. Die verschiebbare Last kann dann mit der maximalen Speicherkapazität $E_{DSM,max}(t)$, der minimalen Speicherkapazität $E_{DSM,min}(t)$ und der maximalen Einspeicher- und Ausspeicherleistung $P_{DSM,max,ein}(t)$ und $P_{DSM,max,aus}(t)$ nach Gleichung 2.7 definiert werden.

¹²Diese kann bei einer Last, welche mehrere Komponenten einer Anlage umfasst zeitlich flexibel sein, wenn einzelne Komponenten temporär außer Betrieb genommen werden können.

$$L_{inst}(t) = \frac{L(t)}{c_{nenn}} \quad (2.7a)$$

$$P_{DSM,max,ein}(t) = L_{inst}(t) - L(t) \quad (2.7b)$$

$$P_{DSM,max,aus}(t) = L(t) \cdot p_{DSM}(t) \quad (2.7c)$$

$$E_{DSM,max}(t) = \int_t^{t+\Delta t} P_{DSM,max,ein}(t') dt' \quad (2.7d)$$

$$E_{DSM,min}(t) = - \int_{t-\Delta t}^t P_{DSM,max,aus}(t') dt' \quad (2.7e)$$

Die verschiebbare Last kann innerhalb der Optimierung wie ein Speicher behandelt werden, bei welchem die Kapazitätsgrenzen und die maximale Einspeicher- und Ausspeicherleistung nicht überschritten werden dürfen. Gleichzeitig ist diese Last weiterhin innerhalb des allgemeinen Lastprofils berücksichtigt. Der modellierte Speicher mit zeitlich variablen maximalen und minimalen Kapazitätsgrenzen und zeitlich variablen Einspeise- und Ausspeicherleistung repräsentiert dann die Veränderung des Lastprofils bei einer Verschiebung der Last.

Datengrundlage und Validierung

In der vorliegenden Arbeit werden die folgenden industriellen Lasten berücksichtigt:

- Aluminiumelektrolyse bei der Aluminiumherstellung
- Lichtbogenofen bei der Stahlherstellung
- Sauerstofferzeugung bei der Stahlherstellung
- Chlor-Alkali-Elektrolyse in der Grundstoffchemie
- Elektrische Mühlen bei der Zementherstellung

Annahmen zu Kennwerten der Verschiebedauern und Anteil der verschiebbaren Leistung sind in Tabelle 2.8 aufgeführt. Dabei ist der verschiebbare Anteil an der Leistung $p_{DSM}(t)$ für die oben aufgeführten Prozesse als über die Zeit konstant angenommen.

Tabelle 2.8: Annahmen zu potentiell verschiebbaren industriellen Lasten nach [97] und eigenen Berechnungen

Sektor	Prozess	p_{DSM}	c_{nenn}	Δt : h
Aluminiumherstellung	Aluminiumelektrolyse	0,25	0,9	4
Stahlherstellung	Lichtbogenofen	1	0,9	4
Stahlherstellung	Sauerstofferzeugung	0,2	0,8	3
Grundstoffchemie	Chlor-Alkali-Elektrolyse	0,45	0,6	4
Zement	Mühlen	0,3	0,8	3

Die Standorte der betrachteten Industrieanlagen ist in einer am Wuppertal Institut vorhandenen Industrie-Datenbank vermerkt. Die auf Kreisebene zusammengefasste virtuelle Kapazität der so erzeugten Speicher des „Demand-Side-Managements“ (DSM) ist in Abbildung 2.7 dargestellt. In Summe entspricht das DSM-Potential der aufgeführten industriellen Lasten einem Speicher mit 1.076 MW Ladeleistung, 1.555 MW Ausspeicherleistung und 12,3 GWh Speicherkapazität.

2.3.4 Elektrische Fahrzeuge

Die Elektromobilität ist sowohl aus technischer [98], wie auch aus soziologischer Sicht [99] eng mit der Transformation des Energiesystems verknüpft. Zwar liegt der Anteil der Elektromobilität zurzeit noch stark unter den politisch angestrebten Zielen¹³, trotzdem wird für die Zukunft mit einer wachsenden Bedeutung dieses Sektors gerechnet [101].

¹³Zum 1. Januar 2016 gab es nach [100] erst 25.502 Kraftfahrzeuge mit Elektro- und 130.365 Fahrzeuge mit Hybridantrieb im deutschen Fahrzeugbestand.

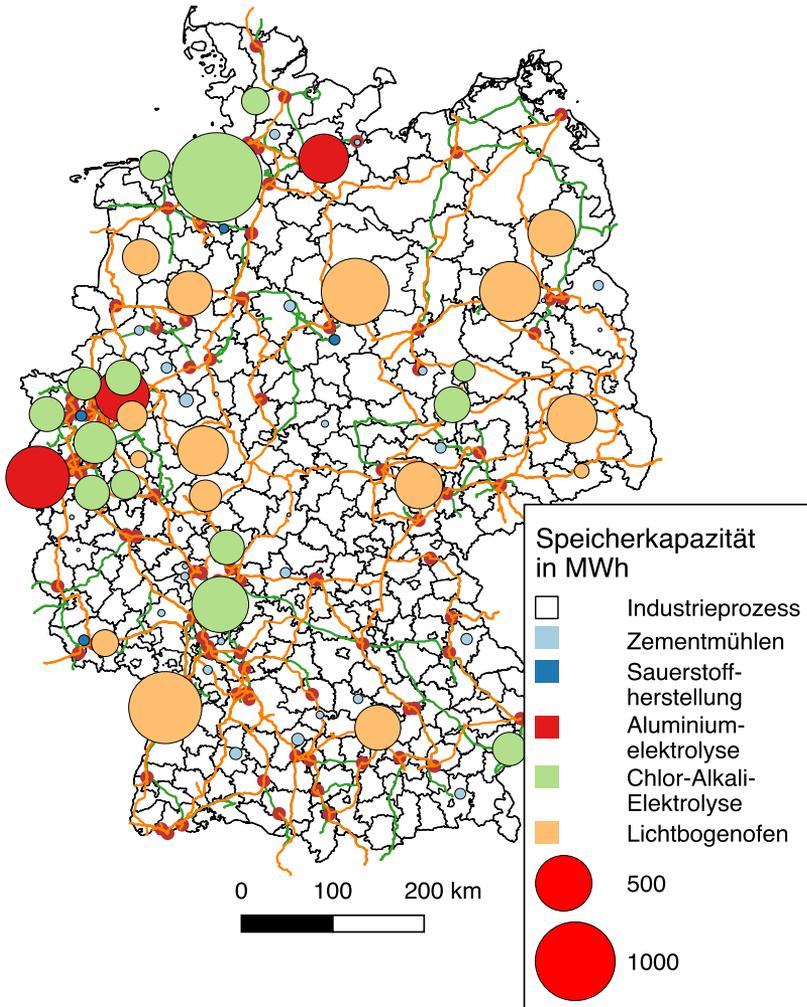


Abbildung 2.7: Virtuelle Speicherkapazität des DSM-Speichers der in dieser Arbeit betrachteten industriellen Prozesse

Tabelle 2.9: Annahmen zu Jahresfahrleistung und spezifischem elektrischem Verbrauch für verschiedene Elektrofahrzeuge nach [103] und eigenen Berechnungen

	Jahresfahrleistung in km	spezifischer elektrischer Verbrauch in kWh/km
Batterieelektrische PKW	5.200	0,16
Plug-in-Hybride	8.200	0,10
Batterieelektrische leichte Nutzfahrzeuge	5.200	0,24

Modellbildung

Für diese Arbeit wird die Elektromobilität als Speicher mit zeitlich variabler Kapazität und Einspeicher- sowie Ausspeicherleistung berücksichtigt. Um diesen zu parametrisieren, wird zunächst das durchschnittliche Verhalten eines Elektrofahrzeuges abgebildet. Dabei sind folgende Parameter von übergeordneter Bedeutung

- Startzeiten der Wege nach Hauptwegezweck
- Anzahl der Wege nach Hauptwegezweck
- Durchschnittliche Weglänge nach Hauptwegezweck
- Ankunftszeit an einer Ladesäule

Diese Parameter werden aus [102] für jeden Wochentag abgeleitet. Für die Ankunftszeit an der Ladesäule sind keine auswertbaren statistischen Daten vorhanden. Die Annahme zu diesem Parameter ist in Abbildung 2.8 aufgeführt.

Zunächst wird über die Anzahl und Art der Elektrofahrzeuge und Annahmen zu Effizienz und Jahresfahrleistung eine elektrische Jahreslast für den Sektor Elektromobilität erstellt. Diese Annahmen sind in Tabelle 2.9 aufgeführt. Die geringen angenommenen Jahresfahrleistungen spiegeln hier die Tatsache wider, dass Elektrofahrzeuge gegenwärtig häufig als Zweitwagen mit reduzierter Jahresfahrleistung eingesetzt werden.

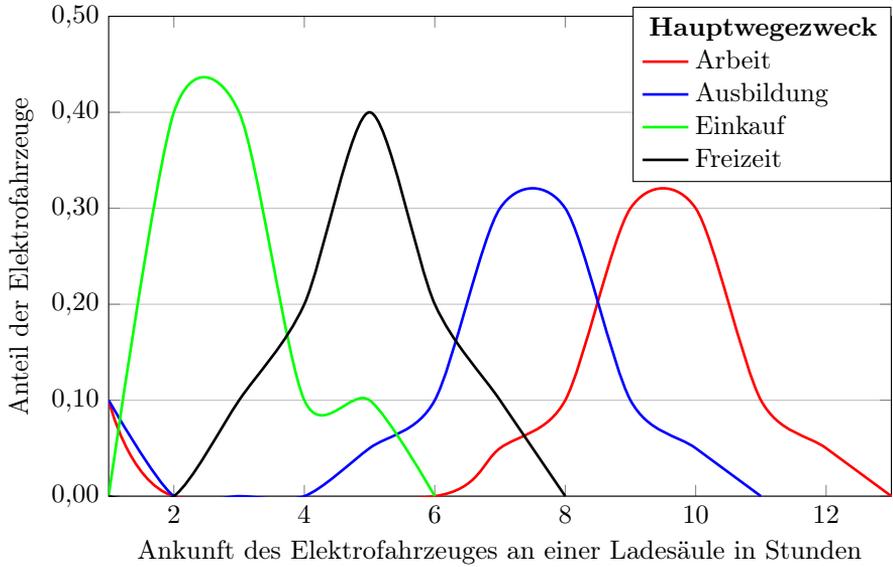


Abbildung 2.8: Eigene Annahmen zu Ankunftszeit von Elektrofahrzeugen an Ladesäulen nach Hauptwegezweck

Mit der zusätzlichen Annahme einer durchschnittlichen Batteriespeicherkapazität E_{emob} und einer durchschnittlichen Ladeleistung P_{ein} und der Anzahl der Elektrofahrzeuge N wird ein zeitvariables Speicheräquivalent $E_{emob,gesamt}(t)$ und eine zeitvariable Einspeicherleistung $P_{ein,gesamt}(t)$ gebildet. Dabei wird mit $N_{unterwegs}(t)$ die Menge der Fahrzeuge berücksichtigt, die eine Ladesäule verlassen haben, aber nach Abbildung 2.8 noch nicht wieder an einer solchen angekommen sind.

$$P_{ein,gesamt} = N \cdot P_{ein} \quad (2.8a)$$

$$E_{emob,gesamt} = N \cdot E_{emob} \quad (2.8b)$$

$$P_{ein,gesamt}(t) = (N - N_{unterwegs}(t)) \cdot P_{ein} \quad (2.8c)$$

$$E_{emob,gesamt}(t) = (N - N_{unterwegs}(t)) \cdot E_{emob} \quad (2.8d)$$

Mit Hilfe der Annahme eines durchschnittlichen Speicherfüllstands beim Verlassen der Ladestation γ_{aus} kann dann auch ein virtueller Zu- und Abfluss $Z(t)$ aus dem so definierten Speicher berechnet werden. Dieser modelliert den Stromverbrauch der Fahrzeuge. Die Anzahl der Fahrzeuge, welche die Ladestation verlassen $N_{aus}(t)$ und welche wieder mit einer Ladestation verbunden werden $N_{ein}(t)$, berechnen sich dabei aus den Annahmen zu den Wegprofilen nach Hauptwegezweck, zu den Ankunftszeiten von Elektrofahrzeugen an Ladesäulen, nach dem jeweiligen Wochentag und der jeweiligen Stunde des Tages. Der durchschnittliche Füllstand $\gamma_{ein}(t)$ der Batterie der Elektrofahrzeuge, welche wieder mit der Ladestation verbunden werden, werden über die gefahrene Strecke und die elektrische Effizienz nach Tabelle 2.9 berechnet. Gleichung 2.9 verdeutlicht diese Beziehung.

$$Z(t) = N_{ein}(t) \cdot E_{emob} \cdot \gamma_{ein}(t) - N_{aus}(t) \cdot E_{emob} \cdot \gamma_{aus} \quad (2.9)$$

Datengrundlage und Validierung

Die in dieser Arbeit getroffenen Annahmen zu einer durchschnittlich nutzbaren Speicherkapazität von 20 kWh pro Fahrzeug, Lade- und Entladeleistungen von durchschnittlich 3 kW und einem Verbrauch von 0,16 kWh/km für vollelektrische Personenkraftwagen, 0,24 kWh/km für vollelektrische leichte Nutzfahrzeuge und 0,10 kWh/km¹⁴ für Plug-In-Hybridfahrzeuge, bewegen sich im Rahmen der Annahmen, die in anderen Arbeiten zur Elektromobilität getroffen werden [104–106].

Abbildung 2.9 zeigt die Speicherkapazität, den Speicherfüllstand und den Zu- bzw. Abfluss bei einer Flotte von 1.000.000 Elektrofahrzeugen und einem durchschnittlichen Füllstand der Batterie beim Verlassen der Ladestation von $\gamma_{aus} = 90\%$.¹⁵ Die Speicherkapazität und der Zu- bzw. Abfluss schwankt über die Tageszeit und den Wochentag. Sie ist direkt von der Anzahl der an einer Ladesäule angeschlossenen Fahrzeuge abhängig. Dies gilt auch für

¹⁴Dies ist nur der durchschnittliche elektrische Verbrauch pro gefahrenem Kilometer. Der Plug-In-Hybrid verbraucht natürlich auch noch konventionellen Treibstoff, welcher zu dem Gesamtwirkungsgrad addiert werden muss.

¹⁵Der Speicherfüllstand in Abbildung 2.9 ist beispielhaft aus dem „All-Flex“ Szenario nach Abschnitt 5.2 entnommen, die prinzipielle Schwankungsbreite des Speicherfüllstandes ändert sich zwischen verschiedenen Szenarien allerdings nicht.

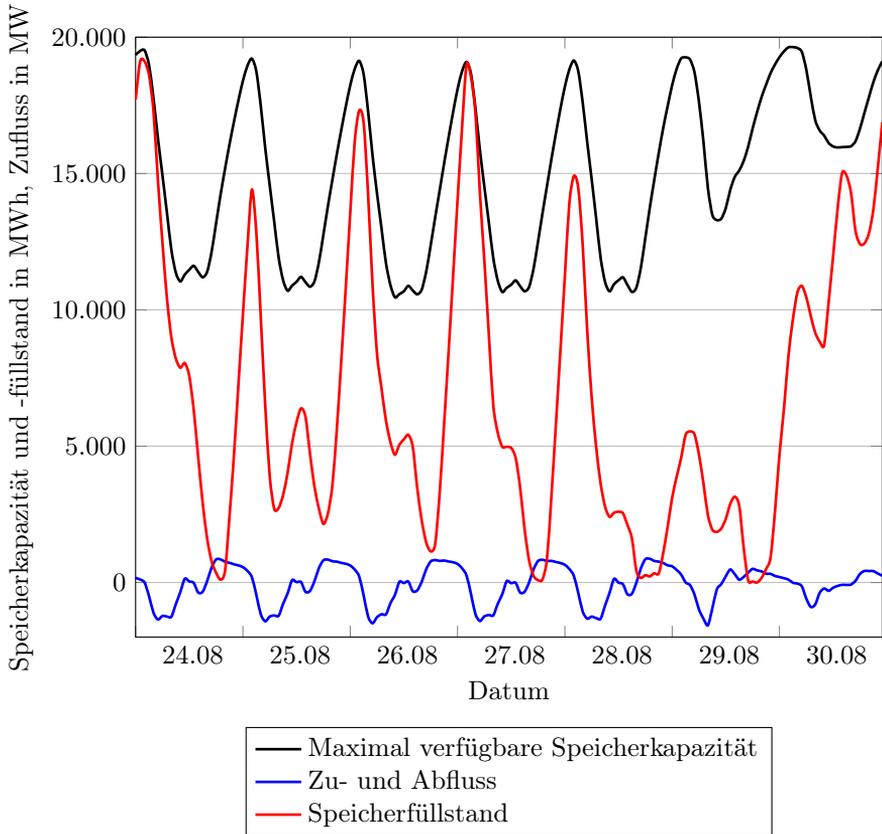


Abbildung 2.9: Kumulierte Speicherkapazität, kumulierter Speicherfüllstand und kumulierter Ab- bzw. Zufluss bei einer Annahme von 1.000.000 Elektrofahrzeugen in einer Woche im Jahr 2015

die in dieser Abbildung nicht aufgeführte, da parallel zur Speicherkapazität verlaufende, verfügbare Lade- und Entladeleistung. Eine starke Schwankung des Speicherfüllstandes innerhalb der nutzbaren Speicherkapazitäten ist auch in anderen Arbeiten zu beobachten, welche den Einsatz der Flexibilität aus den Speichern der Elektrofahrzeuge vor allem an den Flexibilitätsanforderungen aus dem elektrischen System orientieren [105, 107, 108]. Eine Einbeziehung der durch die zusätzlichen Ladezyklen verursachten Alterung der Batterie in die Optimierung würde das Flexibilitätspotential allerdings erheblich einschränken. Je nach Annahme zu Zyklusfestigkeit und kalendarischer Lebensdauer werden dann neben den fahrbedingten nur noch wenige weitere hundert Lade- und Entladezyklen zugelassen [108, 109]. Diese Restriktionen führen häufig dazu, dass die Flexibilitätsoption, welche eine bidirektionale Nutzung der Fahrzeugbatterie darstellt, in Flexibilitätsuntersuchungen nicht berücksichtigt wird [110]. In dieser Arbeit wird dagegen wie in [111] davon ausgegangen, dass Fahrzeughalter einen ökonomischen Anreiz erhalten, um am bidirektionalen Laden teilzunehmen. Damit wird in dieser Arbeit das maximal mögliche Flexibilitätspotential der Elektrofahrzeuge berücksichtigt.

2.3.5 Wärmeerzeugung in Elektroden- und Widerstandskesseln

In dieser Arbeit wird die Wärmeerzeugung in Elektroden- und Widerstandskesseln bei energieintensiven Industrieprozessen berücksichtigt. Diese wird auch „Power to heat“ oder „P2H“ genannt. Dabei wird davon ausgegangen, dass eine solche Wärmeerzeugung immer innerhalb eines hybriden Systems erfolgt, in welchem der Einsatz der elektrischen Wärmeerzeugung nur das zusätzliche System darstellt. Die Wärmeversorgung kann also immer durch das konventionelle System gewährleistet werden. Weiter wird davon ausgegangen, dass der Einsatz der Elektroden- und Widerstandskessel näherungsweise verlustfrei arbeitet und nur dann eingesetzt wird, wenn die Wärmebereitstellung über diesen günstiger ist, als die Wärmeerzeugung bei Gasfeuerung. Die Kosten der Wärmeerzeugung bei Gasfeuerung wird dabei mit Hilfe der Kosten für Erdgas und CO₂ Zertifikate mit 21,77 €/MWh angenommen. Die Wärmenachfrage der energieintensiven Industrieprozesse wird als über die Zeit konstant angenommen. Über eine am Wuppertal Institut verfügbare Industriedatenbank wird die regionale Verteilung und Höhe der Wärmenachfrage abgeleitet. In Abbildung 2.10 ist die so ermittelte Wärmenachfrage in MW zu sehen.

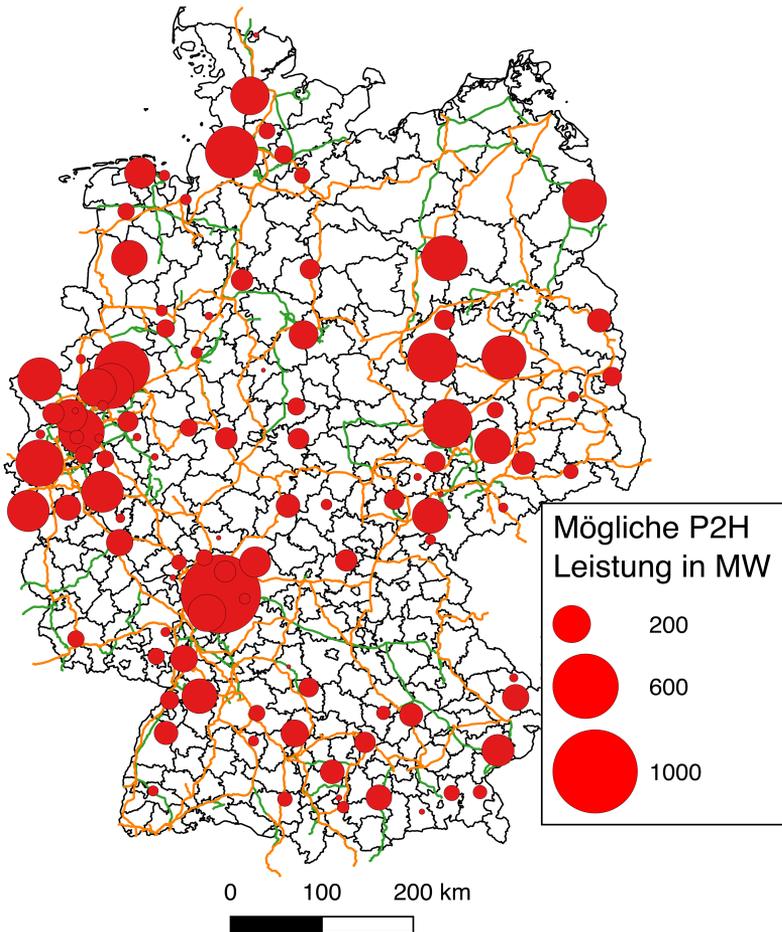


Abbildung 2.10: Mögliche Wärmeleistung in MW, welche auch elektrisch über Elektroden- oder Widerstandskessel bereitgestellt werden kann

2.3.6 Umwandlung von elektrischer Energie in Gas

Die Umwandlung von elektrischer Energie in Wasserstoff und ggf. die Methanisierung des Wasserstoffs wird in der aktuellen energiepolitischen Diskussion unter dem Begriff „Power-to-Gas“ geführt. Dabei kommt dieser Umwandlung nach [112] insbesondere als Speicheroption für die saisonale Speicherung elektrischer Energie sowie als Technologie einer Sektorkopplung in Betracht. Zugleich weist [113] darauf hin, dass diese Technologie auch als kurzfristige Flexibilitätsoption eingesetzt werden kann. Insbesondere im Rahmen eines Lastmanagements ergeben sich mit Hilfe von Power-to-Gas-Technologien und einer entsprechenden Auslegung nutzbare Flexibilitäten.

In dieser Arbeit werden Power-to-Gas-Technologien allerdings nicht betrachtet, da diese Technologien nach [114] höchstwahrscheinlich mittelfristig noch nicht in größerem Umfang eingesetzt werden. Die spezifischen Anlagenkosten sind absehbar noch zu hoch, um eine Anlagenauslegung mit weniger als 5.000 Volllaststunden wirtschaftlich darstellbar zu gestalten. Eine solche Auslegung wäre für ein gewisses Maß an Flexibilität beim Einsatz aber unabdingbar. Gleichzeitig sind die in dieser Arbeit betrachteten Flexibilitäten, wie in Abschnitt 5.2.1 beschrieben, an politischen Zielen orientiert oder in einer heute absehbaren oder kurz- bis mittelfristig realisierbaren Größenordnung angenommen. Bei Power-to-Gas-Technologien gibt es weder politische Zielsetzungen, noch ist heute absehbar, welche Größenordnung die installierte Kapazität dieser Technologie mittelfristig erreichen können.

2.4 Austausch im europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt

Das deutsche Elektrizitätssystem ist auf vielfältige Weise in das europäische Elektrizitätssystem eingebunden. Um den elektrischen Austausch im europäischen Binnenmarkt abzubilden, sind innerhalb des hier entwickelten Modells zwei Vorgehensweisen möglich:

- Abbildung des Austausches vergangener Jahre über historische Leistungsflussdaten
- modellgestützte Abbildung des Austausches zukünftiger Jahre

Modellbildung

In dieser Arbeit wird das Referenzjahr 2015 betrachtet. Da der Fokus der Arbeit bei dem Redispatchverhalten unter Netzbelastung liegt, wird der Austausch im europäischen Ausland hier über die in [84] veröffentlichten Daten zu den stündlichen grenzüberschreitenden physikalischen Stromflüssen abgebildet.

Um auch Szenarien von Stützjahren in der Zukunft berechnen zu können, bietet das in dieser Arbeit entwickelte Modell aber auch die Möglichkeit, den Austausch über eine vereinfachte Darstellung der Strommärkte der deutschen Nachbarländer zu bestimmen. Dabei wird ein Verfahren entwickelt, bei welchem zunächst für jede Stunde des betrachteten Jahres die Einspeisung aus erneuerbaren Energien berechnet und die residuale Last¹⁶ bestimmt wird. Für die residuale Last $L_{residual}(t)$ werden dann die Grenzkosten des Kraftwerksblockes $K_{Residual}$ bestimmt, welcher bei der Sortierung der Kraftwerksblöcke nach Grenzkosten benötigt wird, um genau die residuale Last zu decken. Des Weiteren werden die Grenzkosten K_{Import} und K_{Export} der Kraftwerksblöcke bestimmt, welche benötigt werden würden, wenn die Residuallast um die Importkapazitäten P_{Import} ¹⁷ des jeweiligen Landes verringert oder um die Exportkapazitäten P_{Export} erhöht wird. Die Import- und Exportkapazitäten können zum Beispiel über NTC-Werte angegeben werden. Zwischen den so ermittelten Grenzkosten werden die Grenzkosten des Austausches linearisiert. Für die Austauschleistung $P_A(t)$ und die Grenzkosten des Austausches $K_A(t)$ gilt dann Gleichung 2.10 und 2.11.

$$K_A(t) = \begin{cases} \frac{K_{Residual} - K_{Import}}{P_{Import}} \cdot (P_A(t) - P_{Import}) + K_{Import} & \text{wenn } P_A(t) \leq 0 \\ \frac{K_{Export} - K_{Residual}}{P_{Export}} \cdot P_A(t) + K_{Residual} & \text{sonst} \end{cases} \quad (2.10)$$

$$P_{Import} \leq P_A(t) \leq P_{Export} \quad (2.11)$$

¹⁶Die residuale Last bezeichnet die Differenz aus der Verbrauchslast und der Einspeisung aus erneuerbaren Energien.

¹⁷Importkapazitäten werden im nachfolgenden als negative Werte angegeben.

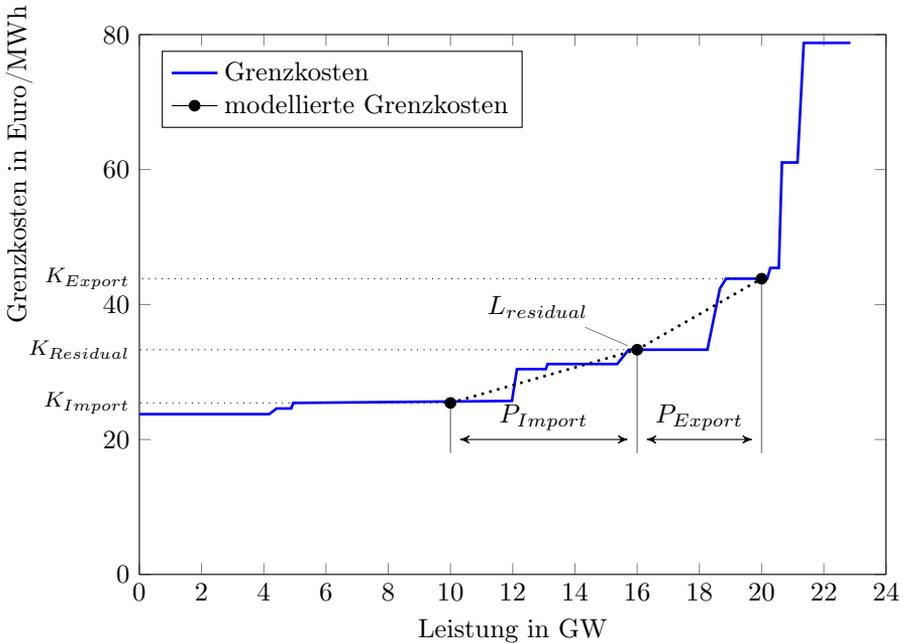


Abbildung 2.11: Ein nach Grenzkosten sortierter thermischer Kraftwerkspark im europäischen Ausland mit schematischer Darstellung der Modellierung

Abbildung 2.11 zeigt ein Beispiel für die vereinfachte Modellierung des Austausches im europäischen Ausland. Mit Hilfe dieses Verfahrens lässt sich die Anzahl der Optimierungsvariablen gegenüber einer vollständigen Abbildung des Kraftwerksparks im europäischen Ausland verringern. Damit kann auch die für die Berechnung des Kraftwerkseinsatzes benötigte Rechenzeit signifikant reduziert werden.

Datengrundlage und Validierung

In dieser Arbeit werden die historischen Austauschdaten des Jahres 2015 nach [84] verwendet. Eine eigene Modellierung nach dem vereinfachten Ansatz in 2.4 findet nicht statt. Die historischen Daten liefern eine stündliche Angabe über die physikalischen Stromflüsse¹⁸ über Staatsgrenzen hinweg. Allerdings sind diese Stromflüsse ein Saldo über alle Übertragungsleitungen und eine komplette Stunde hinweg. Das heißt Ringflüsse über eine Staatsgrenze¹⁹ sowie wechselnde Flüsse innerhalb einer Stunde werden mit diesem Modellierungsansatz nicht berücksichtigt. Auch ist aus den Daten nicht ersichtlich, wie sich die Austauschleistung auf die verschiedenen Verbindungen zwischen zwei Staaten verteilt. Trotz dieser Ungenauigkeit sind die historischen Daten des Stromaustausches für die Betrachtung eines Referenzjahres gut geeignet.

2.5 Optimierungsverfahren des Kraftwerkeinsatzes

Der Kraftwerkseinsatz wird über eine Minimierung der variablen Kosten aller Kraftwerke bestimmt. Diese prinzipielle Vorgehensweise wird seit Jahrzehnten in vielen Modellen verwendet, welche die Mechanismen des Kraftwerkseinsatzes unter Berücksichtigung von Strommärkten modellieren [37, 115]. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Grenzkosten eines jeden Kraftwerks den variablen Kosten entsprechen und jedes Kraftwerk seine Leistung mit genau diesen Kosten am Markt anbietet.

¹⁸Die gehandelten Energiemengen in diesen Stunden unterscheiden sich mitunter erheblich von den physikalischen Stromflüssen. Da diese Arbeit das Redispatchverhalten und nicht den Energiemarkt im Fokus hat, sind die real auftretenden physikalischen Stromflüsse als Austauschleistung gewählt worden.

¹⁹Ringflüsse über eine Staatsgrenze können beispielsweise entstehen, wenn auf einigen Verbindungen zwischen Deutschland und einem benachbarten Staat importiert und auf anderen Leitungen in jenen Staat exportiert wird. In den Daten zum physikalischen Austausch findet sich dann nur die Summe aus beiden Stromflüssen.

2.5.1 Zielfunktion und Randbedingungen

Die Zielfunktion der Minimierung ist in Gleichung 2.13 aufgeführt. Dabei ist der Anfang des Optimierungszeitraumes T durch die Variable h_a und das Ende durch h_e gekennzeichnet. Es gilt nach Gleichung 2.12, dass der Optimierungszeitraum größer oder gleich der Schrittweite s der rollierenden Planung, welche in Abbildung 2.12 näher dargestellt wird, sein muss.

$$T = h_e - h_a \geq s \quad (2.12)$$

Die Nettokraftwerksleistung²⁰ X_K , die Austauschleistung X_A und die Speicherleistung X_S bilden mit ihren jeweiligen Grenzkosten K_K , K_A und K_S die Optimierungsvariablen ab. Dabei werden in dieser Arbeit die Grenzkosten der Speicher vernachlässigt und $K_S = 0$ gesetzt.

$$\min \sum_{t=h_a}^{h_e} \left(\sum_{n=1} X_{K,n}(t) \cdot K_{K,n} + \sum_{n=1} X_{A,n}(t) \cdot K_{A,n}(t) \right) \quad (2.13)$$

Dabei gelten diverse Randbedingungen. Die Last $L(t)$ ²¹ muss, wie in Gleichung 2.14 beschrieben, zu jedem Zeitpunkt genau der Summe aus Kraftwerksleistungen, dem Austausch im europäischen Verbund und den Speicherleistungen entsprechen.

$$L(t) = \sum_{n=1} X_{K,n}(t) + \sum_{n=1} X_{A,n}(t) + \sum_{n=1} X_{S,n}(t) \quad (2.14)$$

Die Kraftwerksleistung muss sich nach Gleichung 2.15 zwischen Mindestleistung und maximal möglicher Leistung bewegen. Durch die Vorgabe der Bereitstellung von Wärme im KWK Betrieb kann die Kraftwerksmindestleistung $P_{KW,min}$ bei thermischen Kraftwerken von null abweichen. Gleichzeitig kann auch die maximale Leistung $P_{KW,max}$ von der Nennleistung nach unten abweichen. Bei thermischen Kraftwerken ist dies aufgrund Nichtverfügbarkeiten

²⁰Im Folgenden wird in der Optimierung mit dem Begriff „Kraftwerk“ sowohl ein einzelner Kraftwerksblock, als auch ein zusammengefasster Kraftwerkscluster nach Abschnitt 2.2.1 bezeichnet, da der zusammengefasste Kraftwerkscluster eine Repräsentation der in ihm enthaltenden Kraftwerke darstellt.

²¹Die Last entspricht hier nach Abschnitt 2.3 der Nettolast inkl. der Übertragungsverluste.

und bei Anlagen mit erneuerbaren Energien abhängig vom jeweiligem Dargebot der Fall.

$$P_{KW,min} \leq X_K \leq P_{KW,max} \quad (2.15)$$

Gleichzeitig wird auch die Laständerungsgeschwindigkeit durch Gleichung 2.16 begrenzt. Da das Modell in stündlicher Auflösung arbeitet, spielt die Laständerungsgeschwindigkeit $\Delta P_{KW,max}$ allerdings nur bei den trägeren thermischen Kraftwerken²² eine Rolle.

$$|X_K(t) - X_K(t+1)| \leq \Delta P_{KW,max} \quad (2.16)$$

Der Speicherfüllstand γ darf sich nach Gleichung 2.17 nur innerhalb der Speicherkapazitätsgrenzen befinden. Dabei können die oberen und unteren Kapazitäten in ihrer Höhe allerdings zeitlich variieren. Dies ist beispielsweise in Abschnitt 2.3.3 und 2.3.4 beschrieben. Bei der Berechnung des Speicherfüllstandes werden die Ein- und Ausspeicherwirkungsgrade η_{ein} und η_{aus} berücksichtigt.

$$E_{min}(t) \leq \gamma(t) \leq E_{max}(t) \quad (2.17a)$$

$$\gamma(t) = \gamma(t-1) + P_{ein}(t) \cdot \eta_{ein} - \frac{P_{aus}(t)}{\eta_{aus}} \quad (2.17b)$$

Die lineare Optimierung wird in dieser Arbeit als Optimierungsverfahren genutzt. Die Vernachlässigung der Mindeststillstandszeiten und einer Mindestleistung von konventionellen Kraftwerken macht die Nutzung eines solchen Optimierungsverfahrens möglich. Da in der Redispatchberechnung nach Kapitel 4 auch die Leistungsflussberechnung linearisiert wird, ist eine lineare Optimierung mit akzeptablen Rechenzeit möglich.

2.5.2 Rollierende Planung

Der Zeitraum, der bei der Optimierung des Kraftwerkseinsatzes betrachtet wird kann prinzipiell beliebig groß sein. In vielen vorhandenen Energiemarkt-

²²Dies sind hier Kernkraftwerke, Braunkohlekraftwerke und Steinkohlekraftwerke.

modellen wird ein Zeitraum gewählt, welcher ein ganzes Jahr umfasst oder ein Jahr über Typtage definiert [116]. In den letzten Jahren sind neue Verfahren entwickelt worden, welche die Bedeutung der Prognosegüte in Energiemärkten mit einem hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien besser berücksichtigen. Eine Möglichkeit die Kraftwerkseinsatzplanung an Prognosezeiträume anzupassen, ist die rollierende Planung. Diese hat ihre Ursprünge in der Betriebswirtschaft [117], wird aber zunehmend in der Modellierung von Energiemärkten mit einem hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien verwendet [118–121]. In dieser Arbeit wird das Verfahren der rollierenden Planung angewendet, um den Kraftwerkseinsatz den Gegebenheiten der Day-Ahead und Intraday Märkte anzunähern. Da die Entscheidung über den konkreten Einsatz der Kraftwerke nach [122] innerhalb eines Zeitraumes von 24 Stunden vor dem Einsatz getroffen wird, ist dieser Zeitraum für den Kraftwerkseinsatz letztlich bestimmend. Aus diesem Grund wird der Optimierungszeitraum T in dieser Arbeit auf 24 Stunden festgelegt. Der Kraftwerkseinsatz für den Optimierungszeitraum zwischen $t = 0$ und $t = T$ wird bestimmt und anschließend der Kraftwerkseinsatz der Zeitpunkte $t = 0$ bis $t = s$ festgehalten, wobei s die Schrittweite der Optimierung ist. Anschließend beginnt die Optimierung von neuem mit dem Betrachtungszeitraum $t = s + 1$ bis $t = s + T + 1$. Dieses Verfahren wird in dieser Arbeit über 8.760 Stunden durchgeführt. Abbildung 2.12 verdeutlicht das Vorgehen bei der rollierenden Planung. Dabei wird das Optimierungsergebnis ab dem Zeitpunkt $t = s + 1$ eines vorangegangenen Optimierungsschrittes immer als Startvektor in einem nachfolgenden Optimierungsschritt verwendet.

2.5.3 Validierung des Optimierungsverfahrens

Die Clusterung der Kraftwerke nach dem in Abschnitt 2.2.1 vorgestelltem Verfahren führt, gegenüber der Berücksichtigung aller Kraftwerksblöcke, zu einem höheren Einsatz von Kernenergie-, Braunkohle- oder Steinkohlekraftwerken. Gleichzeitig erlaubt eine Clusterung nicht, Mindeststillstandszeiten als Randbedingungen für einzelne Kraftwerksblöcke zu definieren. Die Clusterung führt zudem zu einer geringeren Preisvolatilität, was den Einsatz der Pumpspeicher reduziert.

Die hier gewählte stündliche Auflösung in der Energiesystemmodellierung wird vereinzelt auch als zu grob angesehen [123]. In Energiemärkten, welche

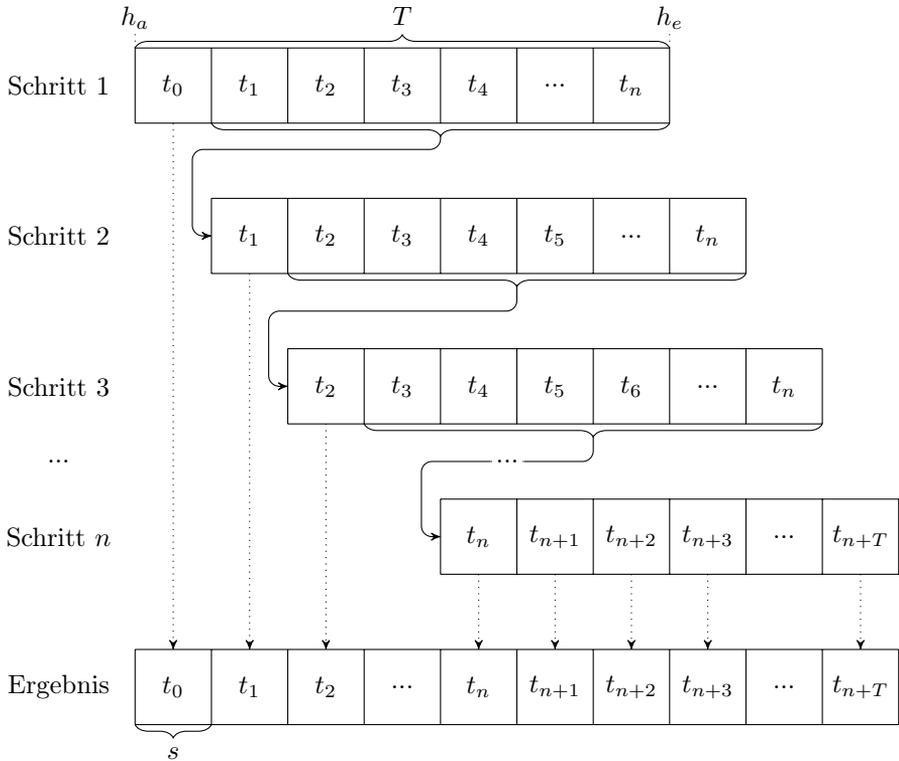


Abbildung 2.12: Schematische Darstellung der rollierenden Planung in der Optimierung des Kraftwerkeinsatzes mit einem Optimierungszeitraum T und einer Schrittweite s

von fluktuierenden erneuerbaren Energien dominiert werden, treten signifikante Leistungsänderungen in unterstündlichen Zeiträumen auf, welche eine Änderung des Kraftwerkseinsatzes notwendig machen können. Allerdings wird der Redispatch zu großen Teilen mehrere Stunden vor dem Zeitpunkt des Einsatzes geplant und angeordnet [124].

Wie in Abschnitt 2.2.1 beschrieben, berücksichtigt die hier vorgestellte Art der Optimierung des Kraftwerkseinsatzes den Einfluss der Regelleistungsmärkte auf die Kraftwerksfahrweise nicht. Auch ist die genaue Fahrweise einzelner Kraftwerksblöcke unbekannt. Zur Validierung des Optimierungsverfahrens kann aus diesem Grund nur die durchschnittliche Nettostromerzeugung nach Tabelle 2.2 herangezogen werden. Diese zeigt für das Jahr 2015 eine akzeptable Näherung der modellierten mit den real aufgetretenen elektrischen Nettostromerzeugungsmengen nach Energieträgern. Größere Abweichungen gibt es nur im Bereich der Pumpspeicher und in der Kategorie Abfall und „sonstige Energieträger“.

Die hohe Korrelation der modellierten mit den historischen erneuerbaren Einspeiseganglinien und die gute Näherung der modellierten mit der realen Nettostromerzeugung des Jahres 2015 zeigen, dass das hier entwickelte Kraftwerkseinsatzmodell, trotz der beschriebenen Einschränkungen, zur Beantwortung der in Abschnitt 1.3 entwickelten Forschungsfrage geeignet ist.

3 Modellierung des Übertragungsnetzes

Prinzipiell existieren viele Modelle, welche das deutsche Übertragungsnetz in unterschiedlicher Qualität abbilden. Allerdings sind diese Modelle im Allgemeinen nicht veröffentlicht und als Eigentum von wissenschaftlichen Institutionen und Beratungsunternehmen nicht für Dritte nutzbar. Seitdem innerhalb offener Geodatenbanken wie OpenStreetMap (OSM) [125] verstärkt Informationen zu Höchstspannungsleitungen und Stromkreisen gefunden werden können, gibt es Bestrebungen, Netzmodelle aus diesen Informationen zu abstrahieren und der Allgemeinheit zur Verfügung zu stellen [126, 127].

Im Folgenden wird dargestellt, wie im Rahmen dieser Arbeit das deutsche Übertragungsnetz mit Hilfe von OSM abgebildet wurde. Das hier beschriebene Netzmodell ist in Zusammenarbeit mit Malte Scharf [128] am Wuppertal Institut erstellt worden und unter dem Namen *osmTGmod* öffentlich zugänglich und verwendbar.¹ *osmTGmod* wurde bereits mit anderen öffentlich zugänglichen Netzmodellen verglichen [126] und wird als Basis für die Erstellung eines offenen Netzmodells in dem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Forschungsverbundprojekt *open_eGo* verwendet.²

3.1 Abgrenzung des Betrachtungsbereiches

In dieser Arbeit werden ausschließlich das deutsche Übertragungsnetz der Spannungsebenen $U_n = 220 \text{ kV}$ und $U_n = 380 \text{ kV}$, sowie die elektrischen Ver-

¹Der Source-Code des Modells ist unter: <https://github.com/wupperinst/osmTGmod> abrufbar.

²Der Source-Code von *open_eGo* und die modifizierte Modellversion, die aus dem Projekt *open_eGo* entstanden ist, sind unter <https://github.com/openego> abrufbar.

bindungen ins benachbarte Ausland betrachtet, da andere Spannungsebenen für die in dieser Arbeit behandelte Fragestellung nicht relevant sind.

3.1.1 Verbindung mit dem umgebenden ENTSO-E-Netz

Das hier beschriebene Modell beschränkt sich auf das geografische Gebiet des deutschen Übertragungsnetzes. Die Verbindung mit dem umgebenden ENTSO-E-Netz wird über Grenzkuppelleitungen dargestellt. Dabei wird jeder unabhängige Stromkreis als einzelne Verbindung zwischen einem Nachbarstaat und dem deutschen Übertragungsnetz betrachtet. Innerhalb eines jeden Nachbarlandes werden die Stromkreise an einem virtuellen Punkt zusammengeführt. Da die Leitungslängen zu diesem Punkt nicht den realen elektrischen Gegebenheiten entsprechen würden, werden alle grenzüberschreitenden Stromkreise in dieser Arbeit durch verlustfreie bidirektionale Gleichstromübertragungsleitungen modelliert. Die Leistung dieser virtuellen Gleichstromübertragungsleitungen ist durch die maximale Scheinleistung des ersetzten realen Stromkreises begrenzt. Aufgrund der in Abschnitt 2.4 beschriebenen Verwendung von historischen stündlichen Austauschdaten des Jahres 2015 wird in dieser Arbeit auf eine Abbildung der Verbindungen zwischen den europäischen Nachbarländern verzichtet. In der einfachen Leistungsflussberechnung wird die Austauschleistung anhand der Verteilung der installierten Leistung über die unterschiedlichen virtuellen Gleichstromübertragungsleitungen vorgenommen.

3.1.2 Verbindung mit dem Verteilnetz

Das Verteilnetz wird in dieser Arbeit nicht explizit betrachtet oder modelliert. Die Systemgrenze liegt in dieser Arbeit bei den Umspannwerken zwischen der 380-/220-kV- und der 110-kV-Ebene. In drei Einzelfällen werden mehrere Leitungen der 110-kV-Ebene durch äquivalente 220-kV-Leitungen ersetzt.³ In diesen gibt es eine direkte Verbindung zwischen den Umspannwerken und das Übertragungsnetz ist an diesen Orten stark auf die Kapazität des 110-kV-Netzes angewiesen. Im Weiteren wird das 110-kV-Netz und alle darunter

³Dies betrifft die Verbindungen zwischen folgenden Umspannwerken: Lübeck ↔ Siems, Regensburg ↔ Schwandorf, Simbach ↔ Pirach.

liegenden Spannungsebenen nicht modelliert. Allerdings werden von den betrachteten Umspannwerken im Übertragungsnetz nur solche bei der Verteilung der Last und des Anschlusses von dezentralen Anlagen berücksichtigt, welche auch eine Verbindung mit dem 110-kV-Netz haben, da elektrische Lasten und dezentralen Anlagen an oder unter der 110-kV-Ebene angeschlossen sind.

3.2 Abstraktion des Netzmodells

3.2.1 Datenbasis

Die Datenbasis des Netzmodells ist die Datenbank OpenStreetMap auf dem Stand des 28.03.2017. OSM ist nach [129] eine der nutzergenerierten offenen Geodatenbanken mit der größten Datenbasis. Innerhalb dieser Datenbank werden Objekte und deren Eigenschaften durch Freiwillige kartiert und zentral gespeichert [130]. Es wird dabei zwischen drei grundlegenden Datentypen unterschieden:

- Punkt
- Linie
- Relation

Punkte werden zunächst durch ihre geografischen Koordinaten definiert. Mehrere Punkte können zu einer Linie verbunden werden, das heißt eine Linie enthält zwei oder mehr Punkte in einer geordneten Reihenfolge. Eine geschlossene Linie repräsentiert eine Fläche. Der Datentyp Relation zeigt einen inhaltlichen Zusammenhang zwischen verschiedenen Punkten, Linien oder Relationen an. In diesem Datentyp sind alle Punkte, Linien oder Relationen als Mitglieder vermerkt, welche zu ihm gehören. Jedem Datentyp können bei OSM Attribute über sogenannte *tags* zugewiesen werden. Diese Attribute werden immer als *Schlüssel-Wert*-Paar definiert und stellen notwendige Informationen für die Identifizierung und Eigenschaften der Objekte dar. Für die Abbildungen des Übertragungsnetzes werden die Linien und Relationen betrachtet, welche mit Hilfe des Schlüssels *power* gekennzeichnet sind. Dieser Schlüssel markiert je nach Wert die Leitungen, Umspannwerke, Kraftwerke und andere Komponenten des elektrischen Energiesystems [131]. Da die Datenbasis vom 28.03.2017

Tabelle 3.1: Attribute von OSM-Objekten, welche bei der Erstellung eines Netzmodells verwendet werden können

Schlüssel	Information des Wertes
voltage	Spannungsebene
cables	Bei Freileitungen: Anzahl der Leiterbündel
wires	Bei Freileitungen: Anzahl der Leiterseile in einem Leiterbündel
circuits	Bei Freileitungen und Erdkabeln: Anzahl der Stromkreise
frequency	Frequenz des Stromkreises
operator	Netzbetreiber

ist, in dieser Arbeit aber das Jahr 2015 als Referenzjahr betrachtet wird, sind alle Leitungsvorhaben, welche nach [132] zwischen 2015 und 2017 realisiert worden sind, manuell aus der Datenbank entfernt worden.

Das Objekt Linie mit dem Attribut *power = line* steht für eine Freileitung, *power = cable* für ein Erdkabel, *power = substation* für ein Umspannwerk und *power = plant* für ein Kraftwerk. Neben den beschriebenen Attributen sind zur Erstellung eines Netzmodells die in Tabelle 3.1 aufgeführten Attribute hilfreich.

Dabei können einem Schlüssel für ein Objekt mehrere Werte zugewiesen werden. Dies ist bei einer Freileitung, welche mehrere Stromkreise unterschiedlicher Spannungsebenen und Frequenzen führt, durchaus sinnvoll. Ein Beispiel für eine solche Freileitung und ein solches Umspannwerk mit den jeweiligen Attributen ist in den Abbildungen 3.1 und 3.2 zu sehen.

Die dargestellte Freileitung trägt ausweislich ihrer Attribute fünf Stromkreise. Diese können mit Hilfe der vorliegenden Informationen aber noch nicht eindeutig identifiziert werden. Die Information über einen Stromkreis liegt bei OSM in Form einer Relation mit den Schlüssel-Wert-Paaren *type = route* und *route = power* vor. Ein Beispiel für einen abgebildeten Stromkreis, welcher die Freileitung mit der OSM-Kennung 25788425 und das Umspannwerk Niederrhein enthält, ist in Abbildung 3.3 dargestellt. Eine Relation erhält neben den in dieser Abbildung gezeigten Attributen auch immer die eindeutigen Identifikationsnummern aller Mitglieder dieser Relation. Diesen Mitgliedern

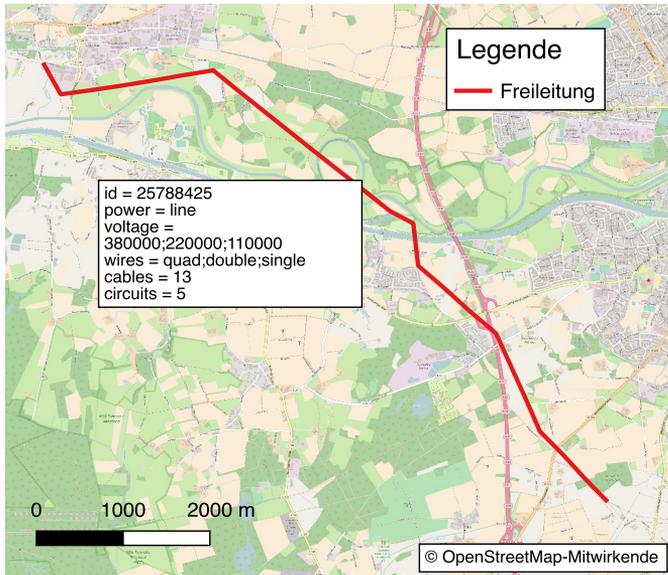


Abbildung 3.1: Darstellung der Freileitung mit der OSM-Kennung 25788425 und ihrer Attribute nach [125]

kann zusätzlich eine Rolle zugewiesen sein. Für eine Stromkreis-Relation kann die zugewiesene Rolle *substation* oder *line* sein.

Da die Daten innerhalb von OSM von Freiwilligen eingegeben und jederzeit verändert werden können, kann es keine zentrale Qualitätskontrolle des Datensatzes geben. Auch die Verwendung der vorgestellten Attribute sind Empfehlungen, die nicht übernommen werden müssen. Es ist auch möglich, eigene Schlüssel-Wert-Paare zu definieren. In [133] wird gezeigt, dass die definierten und empfohlenen Schlüssel-Wert-Paare nur etwa 6 % der identifizierten Schlüssel-Wert-Paare ausmachen. Abweichungen treten vor allem aufgrund von Tippfehlern, Definition eigener Werte, Definition eigener Schlüssel und die Übernahme von Eigennamen oder Schlüsselnamen in die jeweiligen Schlüsselwerte auf. Nur etwa 30 % der in [133] analysierten Objekte haben Schlüssel-Wert-Paare, welche der Empfehlung entsprachen. Auch wenn in Abschnitt 3.3

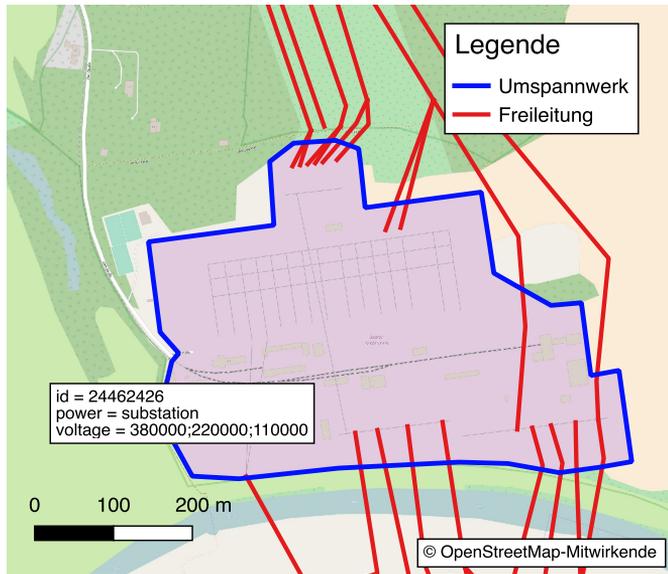


Abbildung 3.2: Darstellung des Umspannwerks Niederrhein und seiner Attribute nach [125]

gezeigt wird, dass der Datensatz des elektrischen Energiesystems eine höhere Qualität als der allgemeine OSM-Datensatz besitzt, ist der Umgang mit fehlerhaften oder fehlenden Informationen eine wichtige Fähigkeit des in Abschnitt 3.2.2 beschriebenen Abstraktionsprozesses.

Trotz der fehlenden zentralen Qualitätskontrolle wird in Abschnitt 3.4 gezeigt, dass die Daten zum elektrischen Übertragungsnetz eine hohe Konsistenz aufweisen und es über die Nutzung dieser Daten möglich ist, ein Modell des deutschen Übertragungsnetzes zu generieren. Dabei sind der Abbildbarkeit durch fehlende Informationen der Betriebsmittelverschaltung innerhalb der Umspannwerke natürlich Einschränkungen gesetzt.

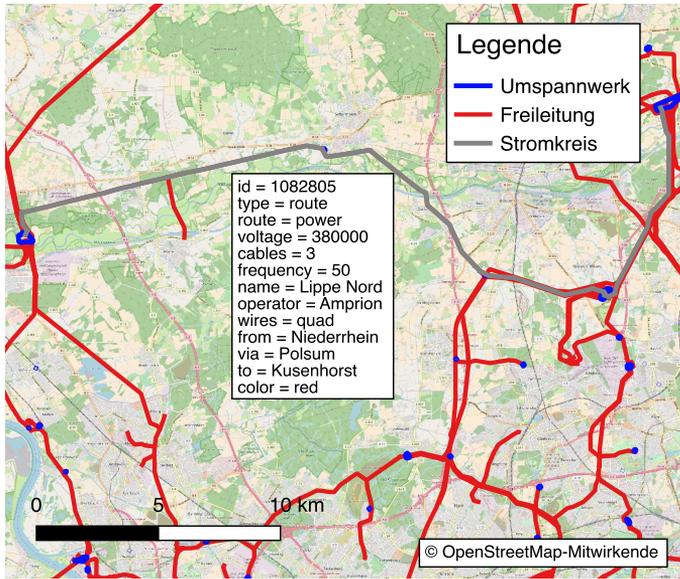


Abbildung 3.3: Darstellung des Stromkreises Lippe Nord und seiner Attribute nach [125]

3.2.2 Abstraktionsprozess

Ausgehend von der in Abschnitt 3.2.1 dargestellten Datenbasis wird im Folgenden der Abstraktionsprozess beschrieben, mit dessen Hilfe aus dieser Datenbasis ein Netzmodell erstellt wird. Dieses ermöglicht dann Netzberechnungen im Übertragungsnetz. Abbildung 3.4 visualisiert die dabei notwendigen Arbeitsschritte innerhalb eines Abstraktionsprozesses.

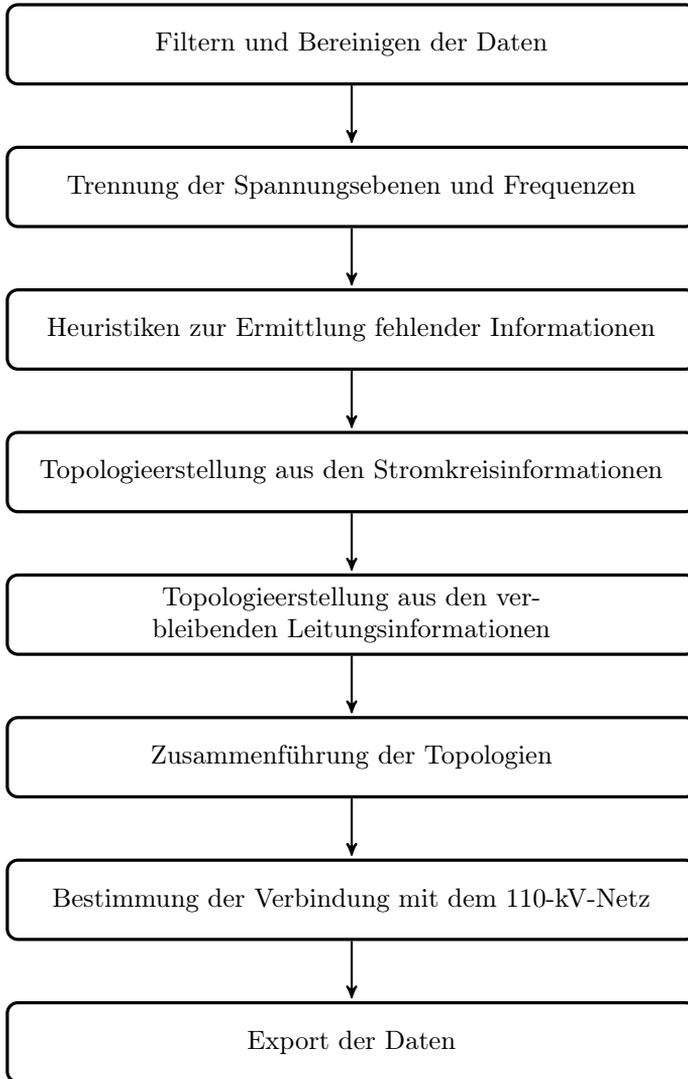


Abbildung 3.4: Schematische Darstellung des Abstraktionsprozesses zur Erstellung des Netzmodells *osmTGmod*

Filtern und bereinigen

Zunächst werden alle Datenbankobjekte mit dem Attribut *power = line* oder *power = cable* als Leitungen und alle mit dem Attribut *power = substation*⁴ als Umspannwerk bzw. *power = plant* als Kraftwerk gekennzeichneten Objekte aus der Datenbank extrahiert und einzeln verarbeitet. In dem verwendeten Datensatz vom 28.03.2017 haben von 146.277 Datenbankobjekten mit dem Schlüssel *power* 64.237 Objekte hier berücksichtigte Schlüssel-Wert-Paare.⁵ Neben den 27.660 Objekten, welche als Freileitungen oder Kabel gekennzeichnet sind, gibt es noch 36.577 Objekte, die Umspannwerke oder Kraftwerke darstellen. Von diesen Umspannwerken und Kraftwerken werden 135 nicht weiter berücksichtigt, da sie ein weiteres Umspannwerk innerhalb ihrer Geometrie enthalten. Dieser Umstand tritt dann auf, wenn ein Kraftwerksgelände als Kraftwerk eingetragen ist, innerhalb dieses Geländes aber ein eigenes Umspannwerk steht. Für die weitere Abstraktion stehen also 36.442 Umspannwerke und Kraftwerke zur Verfügung. Bei den Leitungsobjekten werden zunächst alle Leitungen nicht weiter betrachtet und gelöscht, bei welchen die Information der Spannungsebene fehlt. Dieser Fall betrifft 1.063 Leitungsobjekte der Datenbank. Für die Modellierung des Höchstspannungsnetzes müssten nur die Spannungsebenen $U_n = 380 \text{ kV}$ und $U_n = 220 \text{ kV}$ betrachtet werden. Allerdings werden für die Heuristiken im nachfolgenden Schritt auch Objekte mit niedrigeren Spannungsebenen verwendet.

Alle Datenbankobjekte, welche sich außerhalb von Deutschland befinden und nicht Teil einer Relation sind, welche über deutsches Staatsgebiet verläuft, werden nicht weiter betrachtet. Nach diesem Schritt verbleiben 26.439 Leitungsobjekte in der Datenbank. Alle Leitungsobjekte, welche ihren Anfang und ihr Ende im selben Umspannwerk haben, welche also Sammelschienen darstellen, werden auch nicht weiter betrachtet. So verbleiben für die weiteren Schritte des Abstraktionsprozesses 18.932 Leitungsobjekte. Von diesen führen 3.704 mindestens eine Spannungsebene von $U_n = 380 \text{ kV}$ oder $U_n = 220 \text{ kV}$.

⁴Hier werden auch die veralteten Attribute *power = station* oder *power = sub_station* berücksichtigt.

⁵Von den unberücksichtigten Schlüssel-Wert-Paaren haben 97% die Attribute *power = minor_line* oder *power = generator*.

Trennung der Spannungsebenen und Frequenzen

Für alle Leitungsobjekte werden die Informationen nach Spannungsebenen und Frequenzen getrennt erfasst. In diesem Schritt ist die eindeutige Zuordnung einer Frequenz für jede Spannungsebene der betrachteten Leitungsobjekte notwendig. Für jede Spannungsebene und Frequenz ist in den folgenden Schritten die Anzahl der Leiterseile bzw. Stromkreise zu identifizieren, da diese Information für die Bestimmung der Stromkreise benötigt wird. Aus diesem Grund werden für jedes Leitungsobjekt die über den Schlüssel *voltage* aufgeführten Spannungsebenen einzeln betrachtet. Für jede Spannungsebene wird im Folgenden die Frequenz und die Anzahl der Stromkreise ermittelt.

Bei 16.875 Leitungsobjekten lässt sich schon durch die Schlüssel-Wert-Paare die Anzahl der Leiterseile pro Spannungsebene eindeutig identifizieren. Für die Frequenz je Spannungsebene ist dies bei 12.104 Leitungsobjekten der Fall. Eine eindeutige Frequenz und eindeutige Anzahl der Bündelleiter sind über die vorhandenen Schlüssel-Wert-Paare bei 11.113 Objekten zu finden.

Heuristiken zur Ermittlung fehlender Informationen

Um fehlende Informationen zur Anzahl der Bündelleiter pro Spannungsebene und zu Frequenzen pro Spannungsebene zu ermitteln, werden drei Heuristiken angewendet, welche nacheinander so lange durchgeführt werden, bis über diese Heuristiken keine weiteren Informationen ermittelt werden können.

1. Zunächst werden immer dann, wenn die Summe der noch nicht zugeordneten Bündelleiter genau dreimal der Anzahl der Spannungsebenen mit unbekannter Anzahl von Bündelleitern entspricht und alle Spannungsebenen eine Frequenz von 50 Hz haben, jeder dieser Spannungsebenen genau drei Bündelleiter zugeordnet. Dies reflektiert die Tatsache, dass im Drehstromsystem jeder Stromkreis genau drei Leiter benötigt.
2. Wenn nur noch für eine Spannungsebene die Zuordnung unvollständig ist, werden die restlichen Bündelleiter alle dieser verbliebenen Spannungsebene zugeordnet. Dies ist dann korrekt, wenn alle vorhandenen Spannungsebenen auf dem Leitungsobjekt richtig eingetragen worden sind.

3. Da bei einem Stromkreis Frequenz, Spannung und Anzahl der Bündelleiter über alle Leitersegmente konstant bleiben, wird für ein Leitungsobjekt auch geprüft, ob Informationen von einem angrenzenden Leitungsobjekt übernommen werden können.⁶ Sofern es für das Leitungsobjekt einer Spannungsebene mit unbekannter Frequenz oder unbekannter Anzahl an Bündelleitern am Start- oder Endpunkt des Leitungsobjekts genau ein anderes Leitungsobjekt gibt, welches die gleiche Spannungsebene besitzt, werden vorhandene Informationen des angrenzenden Leitungsobjekts übernommen.

Vor der Durchführung der Heuristik ist es möglich, von den betrachteten 18.932 Leitungsobjekten mit Hilfe der eingetragenen Schlüssel-Wert-Paare bei 58,7% eine eindeutige Identifikation der Frequenzen und Anzahl der Bündelleiter von allen Spannungsebenen auf einem Leitungsobjekt vorzunehmen. Nach Anwendung der Heuristik ist dies schon bei 62,1% der Leitungsobjekte der Fall. Durch die Durchführung der Heuristik werden bei insgesamt 8,0% der Leitungsobjekte mindestens eine fehlende Information für mindestens eine Spannungsebene hinzugefügt.

Topologierstellung aus den Stromkreisinformationen

Innerhalb des verwendeten OSM-Datensatzes lassen sich 3.014 Stromkreise über die Schlüssel-Wert-Paare *type = route* und *route = power* identifizieren. Dabei gibt es allerdings 24 Stromkreise, welche keine Angabe über die Spannungsebene des Stromkreises machen. Diese werden im Folgenden nicht weiter berücksichtigt. Von den verbleibenden Stromkreisen haben 843 eine Spannung von $U_n = 220 \text{ kV}$ oder $U_n = 380 \text{ kV}$. Allerdings ist bei 222 Stromkreisen keine Information zu ihrer Frequenz zu finden. Es wird davon ausgegangen, dass alle Stromkreise der Spannungsebenen $U_n = 220 \text{ kV}$ und $U_n = 380 \text{ kV}$ mit einer Frequenz von 50 Hz betrieben werden. Bei weiteren 26 Stromkreisen ist keine Information zu der Anzahl der verwendeten Bündelleiter vorhanden. Bei diesen wird die Annahme getroffen, dass sie genau drei Bündelleiter abbilden, da dies die Minimalkonfiguration eines Drehstromsystems darstellt. Von den

⁶Die Anzahl der Bündelleiter müsste prinzipiell nicht über alle Leitersegmente konstant sein, allerdings gibt es nach Wissen des Autors kein praktisches Beispiel und keine Veranlassung, innerhalb eines Stromkreises die Anzahl der Bündelleiter zu ändern.

843 validen Stromkreisen werden nach Plausibilitätsüberprüfung noch einmal 33 verworfen, da sie

- über deutsches Territorium verlaufen, aber die Umspannwerke an Beginn und Ende des Stromkreises im Ausland liegen,
- komplett im Ausland liegen,⁷
- nur zwei Umspannwerke aber keine Verbindungsleitungen in den Stromkreis eingetragen wurden,⁸
- als geplant und noch nicht realisiert gekennzeichnet sind oder
- Geometrieungenauigkeiten haben, welche nicht plausibel aufgelöst werden können.⁹

Es verbleiben noch 810 Stromkreise. Da die Stromkreise häufig bis ganz kurz vor einem Umspannwerk eingetragen sind, die Verbindung zwischen dem letzten Mast und der Umspannanlage aber nicht eindeutig ist¹⁰ und aus diesem Grund nicht in der Stromkreisrelation berücksichtigt wird, wird über ein Pufferverfahren geprüft, ob eine Relation kurz vor einem Umspannwerk endet. Sofern eine Relation innerhalb einer Entfernung von 0.003° Breite¹¹ von einem Umspannwerk endet, wird die Relation als mit dem Umspannwerk verbunden betrachtet. Mit Hilfe dieses Puffers werden 163 Stromkreise und 89 Umspannwerke verbunden.

Weitere 47 der eingetragenen Stromkreise haben allerdings mindestens ein Ende, welches nicht in einem Umspannwerk liegt. Dies ist vor allem dann der Fall, wenn der Stromkreis nicht vollständig in die Datenbank eingetragen oder nicht zu diesem Stromkreis gehörige Leitungsobjekte fehlerhaft zugeordnet wurden. Diese Stromkreise werden nicht weiter betrachtet. Schließlich

⁷Eine Berücksichtigung im Datensatz kann dann trotzdem vorkommen, da von OSM zwar nur die Daten aus Deutschland bezogen wurden, bei der Grenzziehung aber immer ein Puffer verwendet wird, um auch alle überlappenden Objekte in die Datenbank zu integrieren.

⁸Dies kann der Fall sein, wenn bekannt ist, dass ein Stromkreis zwischen zwei Umspannstationen liegt, aber die Leitungen beispielsweise Höchstspannungskabel sind, bei welchen der Verlauf unklar ist und diese aus diesem Grund noch nicht eingetragen sind.

⁹Dieses Problem kann bei Stromkreisen mit mehr als drei Bündelleitern auftreten.

¹⁰Diese Information ist zumindest dann nicht eindeutig, wenn die Informationen aus frei zugänglichen Satellitenbildern bestimmt und nicht vor Ort direkt erhoben werden.

¹¹Dies entspricht etwa einem Puffer von 320 m.

verbleiben 763 Stromkreise, für welche eine Topologie erstellt wird. Diese besteht aus 669 Knoten sowie 1063 Kanten.¹² Dabei stellen 88 Kanten einen Transformator in einem Umspannwerk dar. Die restlichen 975 Kanten sind Verbindungen zwischen Umspannwerken und Netzknotenpunkten.

Topologierstellung aus den verbleibenden Leitungsobjekten

Alle ermittelten Stromkreise werden mit den vorhandenen Leitungsobjekten abgeglichen, um die verbleibenden Leitungen und Spannungsebenen zu identifizieren, die nicht durch Informationen der Relationen abgedeckt worden sind. Jedes Leitungselement einer Relation wird dabei einzeln betrachtet und die Information dieses Elementes in dem entsprechenden Leitungsobjekt vermerkt. Insgesamt gehören 82% der 3.705 identifizierten Leitungsobjekte zu mindestens einem validen Stromkreis. Wenn für ein Leitungsobjekt noch keine Information über die Frequenz vorliegt, diese aber durch die Relation eindeutig identifizierbar ist, wird die Frequenz der Relation übernommen. Auf diesem Wege kann für 564 weitere Leitungsobjekte die Frequenz auf mindestens einer Spannungsebene bestimmt werden.

Die 3.705 Leitungsobjekte mit mindestens einer Spannungsebene von $U_n = 220 \text{ kV}$ oder $U_n = 380 \text{ kV}$ lassen sich in 4024 Objekt-Spannungsebenen-Paare aufteilen.¹³ Von diesen werden 2641, also zwei Drittel, genau von so vielen Stromkreisen überlagert, dass diese die Anzahl der eingetragenen Bündelleiter komplett abdecken. Bei 89 Objekten war die Anzahl der eingetragenen Bündelleiter geringer als die Anzahl der Bündelleiter, die nach den Stromkreisinformationen der Relationen dort vorhanden sein müsste. In einem solchen Fall wurde die Information der Stromkreise verwendet und die des Leitungsobjekts verworfen.

Bei weiteren 298 Objekt-Spannungsebenen-Paaren konnte die Anzahl der Bündelleiter nicht ermittelt werden. Sie können aus diesem Grund nicht weiter verwendet werden. Von den 4024 Objekt-Spannungsebenen-Paaren bleiben schließlich noch 996, auf welchen Bündelleiter liegen, welche noch nicht

¹²Kanten sind in dieser Arbeit Verbindungen zwischen zwei Knotenpunkten des abstrahierten Netzmodells.

¹³Aus einem Leitungsobjekt mit den Nennspannungen $U_n = 220 \text{ kV}$ und $U_n = 380 \text{ kV}$ lassen sich zwei Objekt-Spannungsebenen-Paare bilden, jedes mit der gleichen Topologie und Länge, aber mit unterschiedlichen Spannungswerten und Bündelleitern.

berücksichtigt wurden. Von diesen werden allerdings 510 nicht weiter betrachtet, da sich aus diesen keine zusammenhängende Topologie zwischen mindestens zwei Umspannwerken darstellen lässt. Für die Topologieerstellung bleiben schließlich 486 Elemente, welche zu weiteren 280 Knoten und 296 Kanten verbunden werden. 283 dieser Kanten sind Leitungen und 13 sind Transformatoren.

Zusammenführung der Topologien

Alle Kanten und Knoten aus der Topologieerstellung der Stromkreise und der verbleibenden Leitungen werden in einem Datensatz zusammengeführt. Dies führt zu einem Netzmodell mit 1.360 Kanten und 841 Knotenpunkten. Nach Löschung der nicht zusammenhängenden Kanten und Knoten bleiben 1.343 Kanten und 815 Knoten. Von den 1.343 Kanten sind 102 Transformatoren innerhalb eines Umspannwerkes, welche die 380- und die 220-kV-Ebene verbinden. Die restlichen 1241 Kanten repräsentieren die Verbindungen zwischen den Umspannwerken und ins benachbarte europäische Ausland. Von den 815 Knoten sind 188 einfache Netzknoten, welche nicht innerhalb eines Umspannwerkes enden. Sie sind notwendig, um Stromkreise mit mehr als zwei Endpunkten zu realisieren. Die in dieser Arbeit verwendeten elektrischen Parameter aller Leitungen und Kabel¹⁴ sind in Tabelle 3.2 und Tabelle 3.3 aufgeführt.¹⁵

Bestimmung der Verbindung mit dem 110-kV-Netz

Von den 36.442 extrahierten Umspannwerken beinhalten 35.957 Umspannwerke keinen Knotenpunkt des abstrahierten Netzmodells, da sie Umspannwerke mit niedrigeren Spannungsebenen sind. Es verbleiben 485 Umspannwer-

¹⁴Im deutschen Übertragungsnetz sind auf der 380-kV-Ebene gegenwärtig nur in Berlin und am Frankfurter Flughafen Kabel verlegt. Auf der 220-kV-Ebene gibt es nur ein Kabel zwischen dem Umspannwerk in Lübeck und dem Umspannwerk Siems.

¹⁵Die Leiterseile pro Bündelleiter könnten zwar prinzipiell durch die Informationen von OSM leiterscharf zugewiesen werden, allerdings ist die Information über die Anzahl der Leiterseile pro Bündelleiter bei der überwiegenden Anzahl der Leitungen nicht eindeutig zu bestimmen. Aus diesem Grund wird eine einheitliche Vorgehensweise pro Spannungsebene gewählt.

Tabelle 3.2: Annahmen der elektrischen Parameter für eine Leitung des Übertragungsnetzes nach [134]

Nennspannung in kV	380	220
Leiterseile pro Bündelleiter	4	2
Leiterseilbezeichnung	264-AL1/34-ST1A	264-AL1/34-ST1A
Gleichstromwiderstand in Ω/km bei 20 °C	0,027	0,055
Dauerstrombelastbarkeit in kA	2,72	1,36
Betriebskapazität in nF/km	14	11
Betriebsreaktanz in Ω/km	0,251	0,314

Tabelle 3.3: Annahmen der elektrischen Parameter für ein Kabel des Übertragungsnetzes nach [135]

Nennspannung in kV	380	220
Gleichstromwiderstand in Ω/km bei 20 °C	0,018	0,018
Dauerstrombelastbarkeit in kA	1,41	1,44
Betriebskapazität in nF/km	180	210
Betriebsreaktanz in Ω/km	0,094	0,094

ke¹⁶, welche über mindestens einen Stromkreis auf einer Spannungsebene von $U_n = 220 \text{ kV}$ oder $U_n = 380 \text{ kV}$ direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Um zu prüfen, welche dieser Umspannwerke an das Verteilnetz angeschlossen sind, wird für jedes Umspannwerk¹⁷ geprüft, ob der Schlüssel *voltage* einen Wert von 110 kV aufweist oder ob mindestens eine Leitung mit dieser Spannungsebene in dem Umspannwerk endet. Nach dieser Untersuchungsmethode sind von den 485 Umspannwerken 357 auch an das 110-kV-Verteilnetz angeschlossen. Diese Prüfung ist eine Voraussetzung für die Heuristiken zur Last- und Anlagenverteilung in Abschnitt 4.2.

¹⁶Inklusive der Umspannwerke, welches an oder in einem Kraftwerk stehen, welche direkt ins Übertragungsnetz einspeist

¹⁷Exklusiv der Umspannwerke, welche an oder in einem Kraftwerk stehen

Export der Daten

Das so ermittelte Netzmodell wird sowohl in einer PostgreSQL-Datenbank als auch in einer csv-Datei gespeichert und kann prinzipiell in einer beliebigen Netzberechnungssoftware eingesetzt werden.

3.3 Unschärfe der Netzmodellierung

3.3.1 Datenbasis

Die Qualität der OSM-Datenbasis wird häufig für Straßen und Wege geprüft und dort für gut bis ausreichend befunden [136–138]. Die Datenbasis der in der Datenbank enthaltenen Objekte des elektrischen Energiesystems ist noch nicht näher untersucht worden. Generell lässt sich die Qualität der Datenbasis schwer abschätzen, da es an geeigneten, öffentlich zugänglichen Referenzdatensätzen fehlt.

Bei einer benutzergenerierten Datenbank sind für die betrachteten Objekte hauptsächlich die folgenden Fehler zu erwarten:

- Fehler oder fehlende Einträge in den Schlüssel-Wert-Paaren
- Fehler bei der Verknüpfung von Leitungen
- Widersprüchliche Informationen zwischen den Leitungsobjekten und den Stromkreisbeziehungen zwischen ihnen¹⁸
- Veraltete Datensätze¹⁹

¹⁸Dies kann insbesondere dann auftreten, wenn diese von unterschiedlichen Nutzern eingetragen wurden.

¹⁹Dies kann vor allem bei Stromkreisinformationen auftreten. Diese sind anders als die Leitungsinformationen nicht direkt auf einer Karte sichtbar und werden bei einer physikalischen Veränderung der Leitung nicht immer nachgetragen. Im aktuellen Datensatz wurden nur von 155 unterschiedlichen Nutzern Stromkreisinformation eingetragen. Im Gegensatz dazu sind Leitungsobjekte von 3.574 unterschiedlichen Nutzern eingetragen oder verändert worden.

Eine Prüfung des Datensatzes auf Konsistenz der Werte des Schlüssels *power* ergab, dass von den 146.277 vorhandenen Datenbankobjekten, welche eine Linie repräsentieren²⁰, 94,9% ein aktuell empfohlenes Schlüssel-Wert-Paar besitzen. Bei weiteren 4,9% ist ein veraltetes Schlüssel-Wert-Paar eingetragen und nur bei 0,2% der Objekte ist für den Schlüssel *power* ein ungültiger oder nicht für den Typ Linie verwendbarer Wert eingetragen. Im Datensatz des elektrischen Energiesystems werden die empfohlenen Definitionen also sehr viel stärker als im gesamten OSM-Datensatz berücksichtigt.

Von den 146.277 Datenbankobjekten werden 64.237 innerhalb des Abstraktionsprozesses berücksichtigt. Von den nicht berücksichtigten Objekten haben 61% das Schlüssel-Wert-Paar *power = minor_line*, sind also Freileitungen unterhalb von 45 kV. Das Schlüssel-Wert-Paar *power = generator* haben 36% der nicht berücksichtigten Objekte. Diese beschreiben einzelne Generatoren oder ganze Anlagen zur „Erzeugung“ elektrischer Energie. Weitere 2% der nicht berücksichtigten Objekte haben die Schlüssel *transformer*, *minor_underground_cable*, *switchgear* und *portal*.

Diese Prüfung zeigt, dass die Datenbasis keine große Anzahl an Datensätzen hat, welche nicht zugeordnet werden können. Dies gibt einen Hinweis auf eine hohe Qualität des Datensatzes, eine Aussage über die Vollständigkeit ist aber nicht möglich.

3.3.2 Annahmen bezüglich der Verschaltung in den Umspannwerken

Im heutigen Betrieb der Höchst- und Hochspannungsnetze ist die Optimierung der Schaltzustände in den Umspannwerken eine wichtige und regelmäßig angewandte Maßnahme der Netzführung, um Überlastungen der Betriebsmittel zu vermeiden [139]. Im Jahr 2015 ist die Topologie des Übertragungsnetzes über Schalthandlungen im Rahmen der Netzführung an fast jedem Tag des Jahres verändert worden [15].

Die Geodatenbank OSM kann über Verschaltung und Verschaltungsmöglichkeiten innerhalb von Umspannanlagen keine Auskunft geben. Aus diesem

²⁰Alle Datenbankobjekte, welche als Linie eingetragen sind, können Leitungsobjekte, Kraftwerke oder Umspannwerke sein. Stromkreisinformationen werden als Relation abgebildet und sind in diesem Vergleich nicht enthalten.

Grund wird angenommen, dass alle Stromkreise einer Spannungsebene in einem Umspannwerk auf ein Potential geschaltet werden. Schalthandlungen zwischen verschiedenen Stromkreisen sind also nicht möglich. Weiterhin wird angenommen, dass bei zwei unterschiedlichen Spannungsebenen ein Transformator die Möglichkeit des Leistungsaustausches zwischen diesen Spannungsebenen bietet. Um die Scheinleistung des Transformators abschätzen zu können, werden für jede Spannungsebene die Scheinleistungen aller Leitungen zu einer ankommenden Scheinleistung summiert. Der Transformator wird in dieser Arbeit so dimensioniert, dass seine Scheinleistung mindestens der Hälfte der niedrigeren ankommenden Scheinleistung entspricht. Die dabei verwendeten Transformatorparameter basieren auf [38]. Dabei wird die Installation so vieler paralleler Transformatoren angenommen, dass die Summe der Scheinleistung aller Transformatoren größer oder gleich der mindestens zu erreichenden Scheinleistung ist.

3.3.3 Stufenschaltungen der Transformatoren

Die Veränderung der Stufenschaltung bei Transformatoren ist ein Element der Netzführung, welches angewendet wird, um die Werte für die Spannung und in geringerem Maße auch für die Blindleistung zu beeinflussen²¹. Prinzipiell wäre es möglich, die Stufenschaltung der in Abschnitt 3.3.2 beschriebenen Transformatoren in einer Netzberechnung mit zu optimieren. Die in dieser Arbeit angenommenen Transformatoren sind teilweise aber nur Repräsentanten einer Verbindung zwischen den Spannungsebenen²² und müssen keinen realen Transformatoren entsprechen. Die Berücksichtigung der Stufenschaltung macht Optimierungsprozesse im Netzbetrieb zudem nichtlinear und damit sehr rechenintensiv. Gleichzeitig ändert eine Stufenschaltung der Transformatoren die serielle Reaktanz des Transformators nicht. Diese ist aber bei Verwendung der in dieser Arbeit genutzten schnellen-entkoppelten-Leistungsflussberechnung für den Leistungsfluss maßgeblich.

²¹Transformatoren in der Ausführung als Quer- oder Schrägregler und der damit verbundenen Möglichkeit die Spannungswinkel und Wirkleistungsflüsse zu beeinflussen, werden in dieser Arbeit nicht berücksichtigt.

²²Dies ist der Fall, wenn es keine direkte Verbindung zwischen der 380- und der 220-kV-Ebene, sondern beide Spannungsebenen nur über Transformatoren zur hier nicht betrachteten 110-kV-Ebene eine Verbindung haben.

Da die Redispatchmaßnahmen des Jahres 2015 nach [4, 15] nur zu etwa 4 % bis 6 % zur Verhinderung einer möglichen Verletzung der zulässigen Spannungsbänder notwendig waren, werden die spannungsbedingten Redispatchmaßnahmen in dieser Arbeit nicht betrachtet. Eine Berücksichtigung der Stufenschaltung und ihr Einfluss auf die Spannungshaltung ist auch aus diesem Grund nicht notwendig. In dieser Arbeit wird deshalb auf eine Berücksichtigung der Stufenschaltung verzichtet.

3.3.4 Kompensationsanlagen

Kompensationsanlagen sind ein weiteres Element der Spannungshaltung, welche über die Steuerung des Blindleistungshaushaltes auf das elektrische System wirken. Der Einsatz von Kompensationsanlagen wird als ein relevanter Baustein im zukünftigen Netzbetrieb gesehen [140]. Da Kompensationsanlagen im Übertragungsnetz im Jahr 2015 noch keine dominierende Rolle gespielt haben, die genutzte offene Geodatenbank OpenStreetMap keine Informationen über Kompensationsanlagen bereitstellen kann und diese zusätzlichen auch nur einen begrenzten Einfluss auf die serielle Reaktanz haben, werden in dieser Arbeit keine Kompensationsanlagen berücksichtigt.

3.4 Validierung des Netzmodells

Um zu überprüfen, ob alle existierenden Leitungskorridore des Übertragungsnetzes vom Netzmodell abgebildet werden, kann zunächst ein visueller Abgleich der Topologien helfen. Dabei hat [128] schon gezeigt, dass `osmTGmod` innerhalb aller Übertragungsnetzkorridore, welche in [141] aufgeführt sind, eigene Übertragungsnetzkorridore besitzt. Für die Spannungsebenen 220 kV und 380 kV wurden für das Jahr 2015 Stromkreislängen von 31.603 km Freileitung und 101 km Kabel von [142–145] gemeldet. Im vorliegenden Modell sind für diese Spannungsebenen 33.284 km Freileitung und 58 km Kabel abgebildet.²³ Der Unterschied in den Stromkreislängen der Freileitung kann auf vier Hauptursachen zurückgeführt werden:

²³Die modellierte Stromkreislänge, welche die Leitungen, die in das benachbarte europäische Ausland führen, nicht berücksichtigen, liegt bei 31.676 km.

- Veraltete Datensätze
- Unterschiede in der Zählweise von zwei parallelen Stromkreisen
- Unterschiedliche Zuweisung von Stromkreisen, welche über das benachbarte Ausland führen
- Berücksichtigung der Entfernung von der Grundstücksgrenze eines Umspannwerkes bis zum Mittelpunkt des Umspannwerkes

Zum einen können im OSM-Datensatz noch Freileitungen oder Stromkreise abgebildet sein, die 2015 schon rückgebaut worden sind. Die Geschwindigkeit, mit der solche Ereignisse im OSM-Datensatz berücksichtigt werden, kann sehr unterschiedlich sein, da eine Veränderung der Datenbankobjekte nur dann geschieht, wenn zunächst einem Nutzer die Diskrepanz zwischen Datenbank und Realität auffällt und im Anschluss eine Überprüfung vor Ort mit entsprechender Korrektur stattfindet.

Zum anderen können in der Statistik der Stromkreislängen der Übertragungsnetzbetreiber zwei parallele Stromkreise mit je drei Bündelleitern zum Teil als ein zusammengefasster Stromkreis gezählt werden. In dem von OSM abstrahierten Netzmodell wird ein solcher Stromkreis auch über zwei parallele Stromkreise dargestellt.

Die unterschiedliche Berücksichtigung der Stromkreise, welche in das benachbarte Ausland führen oder welche keinen Anfangs- oder Endpunkt in Deutschland haben, aber trotzdem über das Territorium der Bundesrepublik führen, resultiert in einer weiteren Differenz der ausgewiesenen Zahlen.

Zusätzlich ist in Abbildung 3.5 zu sehen, dass bei einem Vergleich der Längen mit eindeutig identifizierbaren Stromkreisen nach [39–42] die häufigste Abweichung im Bereich von wenigen hundert Metern auftritt. Dabei sind die Leitungen in dem hier vorgestellten Netzmodell alle auf den Mittelpunkt der Umspannwerke geführt, die Längenangaben der Übertragungsnetzbetreiber enden aber direkt an der Grundstücksgrenze des Umspannwerks. Der durchschnittliche Unterschied in der Länge bei den identifizierbaren Stromkreisen betrug dabei etwa 250 m.²⁴

²⁴Dabei sind die Längen von Stromkreisen, welche im Ausland enden und bei denen offensichtliche Unstimmigkeiten in der Ausgangsdatenbasis der Übertragungsnetzbetreiber bestehen, nicht mitgezählt.

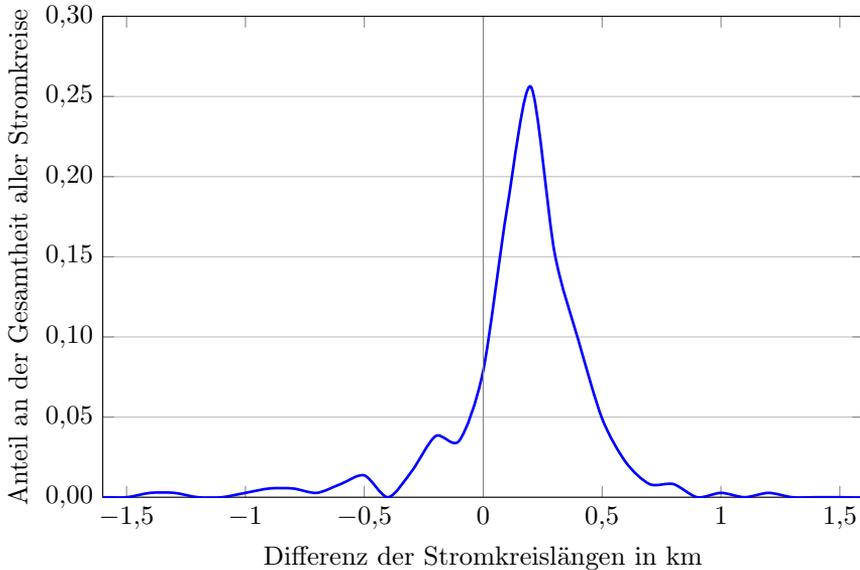


Abbildung 3.5: Häufigkeitsverteilung der Längendifferenz zwischen den modellierten und den aus [39–42] identifizierten Stromkreisen

Von den in [39–42] aufgeführten Stromkreisen sind 92,9% auch innerhalb des Netzmodells identifizierbar. Weitere 3,4% sind nicht aufgeführt, da dies Stromkreise sind, welche über das deutsche Staatsgebiet verlaufen, aber ihren Start- und Endpunkt im Ausland haben oder innerhalb von Umspannwerken verlaufen. Nur 3,6% der angegebenen Leitungen sind nicht direkt im abstrahierten Netzmodell identifizierbar. Das heißt 611 Stromkreise mit einer Stromkreislänge von insgesamt 25.082 km des Netzmodells lassen sich direkt identifizieren. Gleichzeitig sind Stromkreise mit einer Länge von 8.340 km nicht direkt den statischen Netzmodellen nach [39–42] zuzuordnen. Allerdings sind davon 6.840 km Stromkreislängen der 220-kV-Ebene, welche in den Daten des statischen Netzmodelles von [40] nicht aufgeführt ist.

Die Daten der statischen Netzmodelle lassen auch eine Auswertung über die elektrischen Parameter der 220- und 380-kV-Stromkreise zu. Abbildung 3.6 vergleicht die Dauerstrombelastbarkeit mit den hier getroffenen Annahmen.

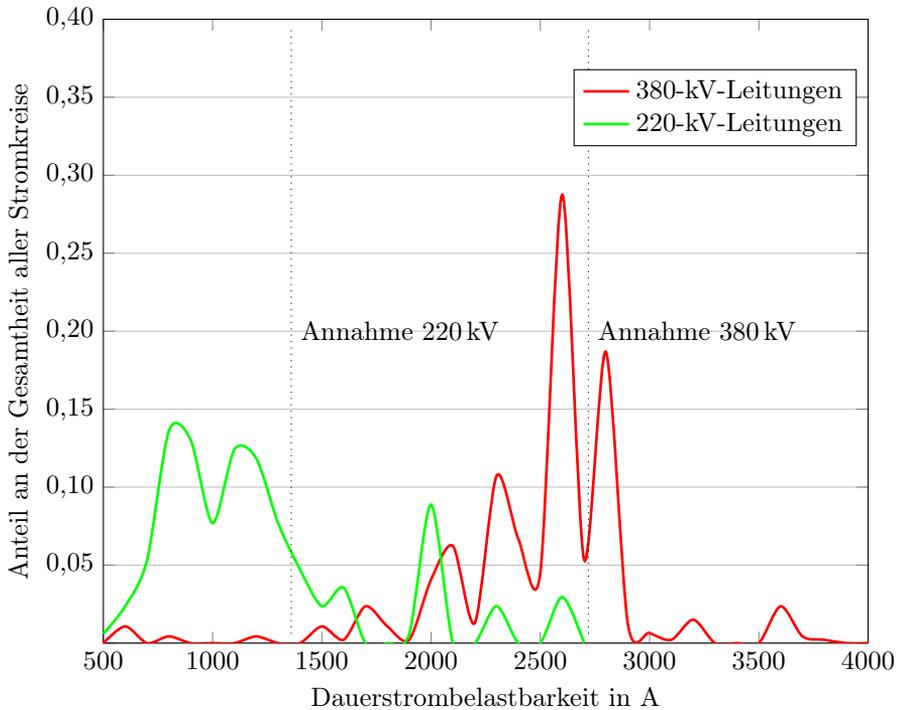


Abbildung 3.6: Häufigkeitsverteilung der Dauerstrombelastbarkeit der 220-kV und 380-kV-Leitungen nach [39–42]

Zwar scheint die Annahme der Dauerstrombelastbarkeit für die 380-kV-Leitungen etwas hoch zu sein, allerdings sind selbst mit einer Dauerstrombelastbarkeit von 2.720 A die Leitungen, welche die höchsten Überlastungen aufweisen, nicht zwangsläufig überdimensioniert. Die Stromkreise mit den höchsten Überlastungen im Jahr 2015 liegen zwischen Redwitz und Remptendorf. Für diese 380-kV-Stromkreise weist [40] eine Dauerstrombelastbarkeit von 2.619 A und [41] eine Dauerstrombelastbarkeit von 3.600 A aus.²⁵ Die am stärksten belastete Leitung könnte also um etwa 25 % unterdimensioniert sein.

²⁵Dieses Beispiel der sich widersprechenden Datenlage der statischen Netzmodelle zeigt die grundsätzlichen Schwierigkeiten, die bei der Verwendung dieser Netzdaten auftreten.

Der Vergleich der im Netzmodell auftretenden Überlastungen mit den Überlastungen, die im Jahr 2015 im realen Netz aufgetreten sind, zeigt eine gute Übereinstimmung. Dabei gilt im Netzmodell eine Leitung als überlastet, wenn die Dauerstrombelastung über 85% der maximalen Dauerstrombelastung beträgt. Der Abschlag von 15% setzt sich aus zwei Komponenten zusammen. Zum einen muss die Belastung einer jeden Leitung aufgrund der (n-1)-Sicherheit unter der maximalen Belastung liegen. Bei Netzberechnungen kann dabei entweder ein pauschaler Abschlag gemacht werden oder es müssen explizite (n-1)-Ausfallberechnungen durchgeführt werden. Aufgrund der Rechenzeitbeschränkungen wird für diese Arbeit ein pauschaler Abschlag angesetzt. Die Höhe dieses Abschlages liegt nach [146,147] in einer Größenordnung von 30%. Gleichzeitig sind Leitungen, welche häufig an ihre Belastungsgrenzen stoßen genau die Leitungen, welche mit Hilfe von Leiterseilmonitoring²⁶ oder der Umrüstung zu Hochtemperaturleiterseilen²⁷ eine höhere absolute Dauerstrombelastbarkeit aufweisen als der Durchschnitt der Leitungen. Nach [148] ist eine Erhöhung der Dauerstrombelastbarkeit durch diese technischen Hilfsmittel um 70 bis 85% möglich. Allerdings ist die (n-1)-Sicherheit für eine Leitung nur dann gegeben, wenn die umgebenden Leitungen, welche in einem Fehlerfall die zusätzliche Leistung aufnehmen müssten, auch mit diesen Hilfsmitteln ausgerüstet wären. Aus diesem Grund ist für diese Arbeit ein pauschaler Aufschlag von nur 15% für das Vorhandensein von Leiterseilmonitoring und Hochtemperaturleitungen in Gebieten mit starker Leitungsauslastung angenommen worden. Insgesamt ergibt sich so die hier gewählte Belastungsgrenze von 85 %.

Nach [15] mussten im Jahr 2015 aufgrund von Netzengpässen im Übertragungsnetz 12.303 GWh an kumulierter Arbeitsverringerung stattfinden. Die Hauptursachen waren dabei der strombedingte Redispatch und das Einspeisemanagement. Im Modell muss mit 13.294 GWh eine ähnliche Größenordnung an leistungsverringern Maßnahmen durchgeführt werden.²⁸

²⁶Leiterseilmonitoring ist die Überwachung der Windgeschwindigkeit oder der Temperatur an der Leitung, um die Kühlwirkung des Windes bei den thermischen Grenzen zu berücksichtigen.

²⁷Hochtemperaturleiterseile sind Leiterseile, welche aufgrund ihrer Zusammensetzung auch in höheren Temperaturbereichen noch keine kritisches Durchhangverhalten zeigen. Damit weisen diese Leiterseile auch eine höhere Dauerstrombelastbarkeit auf.

²⁸Der Vergleich über die leistungserhöhenden Maßnahmen ist nicht möglich. Beispielsweise wird die Leistungsverringerung, welche über das Einspeisemanagement realisiert wird, durch eine Leistungserhöhung über Ausgleichsgeschäfte auf dem Strommarkt kompensiert.

Tabelle 3.4: Vergleich der kumulierten Leistungsverringerung des Jahres 2015 durch netzbedingte Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz

	Nach [15] in GWh	Modelliert in GWh
strombedingter Redispatch	7994	-
Einspeisemanagement ²⁹	4203	-
Anpassungsmaßnahmen ³⁰	27	-
Summe	12303	13294

Der unterjährige Verlauf der im Jahr 2015 aufgetretenen Leistungsverringerung in Abbildung 3.7 zeigt eine hohe Übereinstimmung mit dem Verlauf der vierteljährlichen modellierten Leistungsverringerung. Die modellierte Leistungsverringerung und die ausgewiesenen Redispatchmengen nach [4] liegen dabei zwar in stündlicher Auflösung vor, die Leistungsverringerung durch Einspeisemanagement allerdings nur als Summe für jeweils drei Monate. Im Vergleich zwischen den Quartalen wird die Leistungsverringerung im zweiten Quartal über- und im dritten Quartal unterschätzt. Die große Abweichung im zweiten Quartal ist maßgeblich durch die in Abschnitt 2.2.1 erläuterte, nicht berücksichtigte Kraftwerkskapazität von Grafenrheinfeld im ersten Halbjahr 2015 zu erklären. Zusätzlich traten im zweiten Quartal nach [4] etwa zwei Drittel des spannungsbedingten Redispatches des Jahres 2015 auf. Dieser wird in dieser Arbeit zwar nicht betrachtet, hat aber aufgrund der dadurch verursachten Leistungserhöhung im süddeutschen Raum einen ähnlichen Effekt wie der strombedingte Redispatch.

Auch ein geografischer Vergleich der Leitungen, auf welchen 2015 nach [15] Redispatchmaßnahmen aufgetreten sind, mit den Modellergebnissen zeigt eine zufriedenstellende Übereinstimmung. Die Gegenüberstellung in Abbildung 3.8 zeigt zunächst, dass die Stromkreise mit der höchsten Stundenanzahl an Überlastungen nach [15] auch im hier entwickelten Netzmodell als Stromkreise mit

siert. Diese Ausgleichsgeschäfte sind allerdings nicht durch die verfügbaren Statistiken und Berichte abgedeckt. Da die Leistungserhöhung prinzipiell der Leistungsverringerung entspricht, ist auch ein Vergleich der modellierten mit der statistisch ausgewiesenen Leistungsverringerung möglich.

²⁹Hier ist nur der Anteil des Einspeisemanagements aufgeführt, welcher seine Ursache im Übertragungsnetz hat.

³⁰Nach §13 Abs. 2 EnWG.

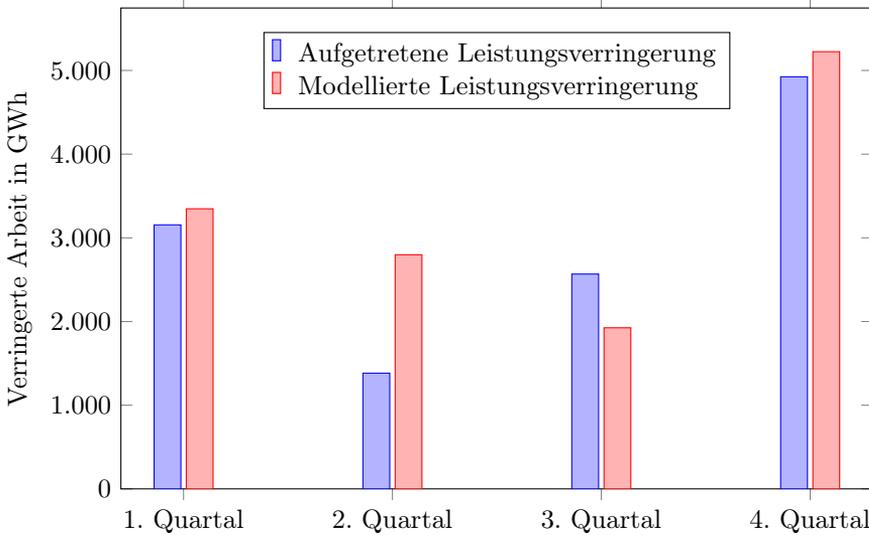


Abbildung 3.7: Modellierte und nach [4, 149–151] aufgetretene Leistungsverringering des Jahres 2015 im Jahresverlauf

der höchsten Überlastung identifiziert werden können. Die Überlastung der Leitungen ins europäische Ausland und die daran anschließenden Stromkreise werden dagegen sehr viel schlechter repräsentiert. Zu beobachten ist dieses Phänomen vor allem an der polnisch-deutschen und der dänisch-deutschen Grenze. Dies liegt an der unzureichenden Berücksichtigung von Loop-flows bei der Bilanzierung der Austauschflüsse. Da der Austausch nur als Gesamtsumme berücksichtigt wird, werden Situationen, in denen auf der einen Leitung der Leistungsfluss von Deutschland nach Polen und auf anderen der Leistungsfluss von Polen nach Deutschland auftritt, nicht korrekt wiedergegeben, sondern gegeneinander saldiert. Dieses Phänomen tritt auch bei dem Austausch mit Dänemark oder Tschechien auf. Gleichzeitig wird der Austausch nach Abschnitt 3.1.1 auch über das Verhältnis der Scheinleistungen der Leitungen, welche die jeweilige Grenze überqueren, aufgeteilt. Dies ist eine Annahme, welche in der Realität nicht zutrifft und tendenziell zu geringeren Überlastungen führt.

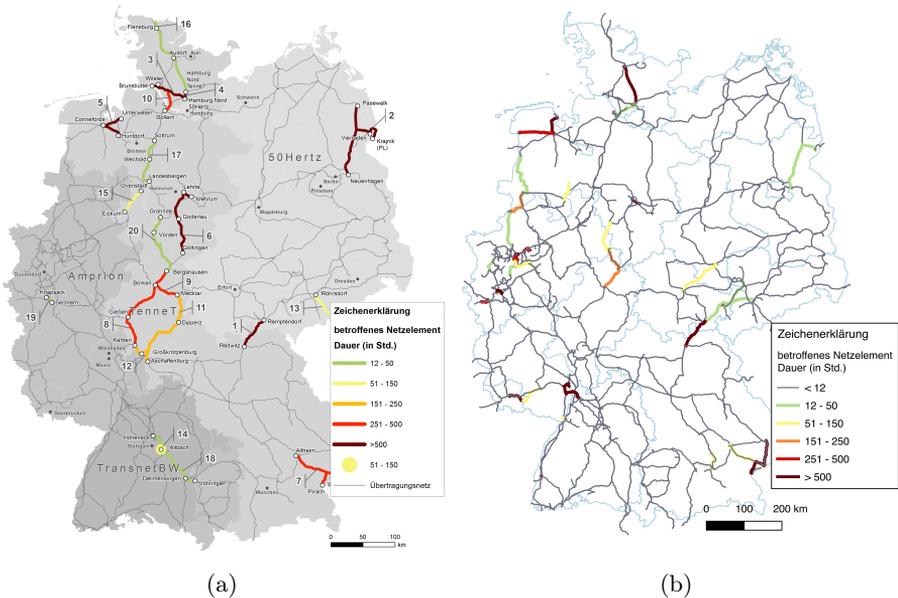


Abbildung 3.8: Vergleich der Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2015 (a) aus [15] und (b) nach eigener Netzmodellierung

Einzelne regionale Überlastungen, welche im hier entwickelten Netzmodell im Westen oder Südwesten von Deutschland auftreten, sind vor allem einer unzureichenden Parametrierung oder dem Fehlen einzelner Stromkreise zuzuordnen. Gerade die Verwendung von standardisierten Leitungsparametern führt im Vergleich zu [15] für einzelne Leitungen zu einer Differenz in den ausgewiesenen Überlastungen. Beispielsweise würden, bei Berücksichtigung des Abschlagfaktors zur $(n-1)$ -Sicherheit in Höhe von 10 % anstatt von 15 %, die überwiegende Anzahl der Leitungen in Nordrhein-Westfalen, welche hier noch als überlastet ausgewiesen werden, ihre Dauerstrombelastung nicht mehr überschreiten. Eine ähnliche Veränderung in der Überlastungshäufigkeit wäre bei einer Änderung der Annahmen der Standardparameter zu beobachten. Schon eine Veränderung der Annahme bezüglich der verwendeten Leiterseile von „264-AL1/34-ST1A“ auf „243-AL1/39-ST1A“ oder „304-AL1/49-ST1A“

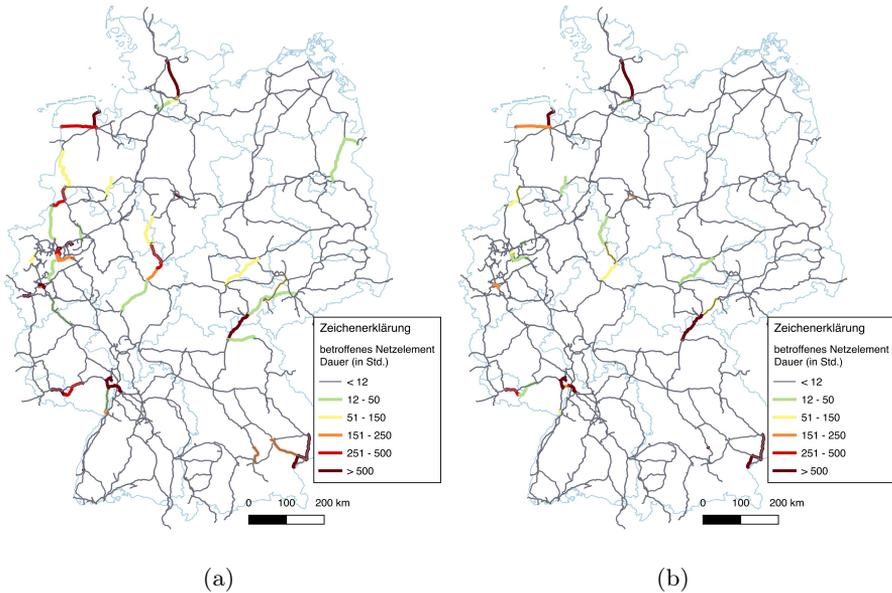


Abbildung 3.9: Vergleich der Dauer von modellierten strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2015 bei einer Änderung der Leiterseilparameter auf „243-AL1/39-ST1A“ (a) und „304-AL1/49-ST1A“ (b)

ändert die Belastung der Übertragungsnetzleitungen aus Abbildung 3.8(b) erheblich. Diese Veränderung betrifft nicht nur die Überlastungen einzelner Leitungen, sondern auch die Leistungsflussverteilung zwischen diesen. Die Auswirkung dieser geänderten Annahmen sind in Abbildung 3.9 deutlich zu erkennen.

Wie in Abbildung 3.6 zu sehen ist, sind die Werte einzelner technischer Parameter der Leitungen über einen weiten Bereich gestreut. Aus diesem Grund kann bei der Verwendung von Standardparametern keine vollständige Übereinstimmung der Modellierungsergebnisse mit den historischen Daten erreicht werden.

Tabelle 3.5: Übersicht der verschiedenen Validierungsaspekte

Anforderungen der Netzmodellvalidierung	<i>osmTGmod</i>
Topologie	hinreichende Annäherung
Stromkreislänge	erfüllt
Abgleich mit statischen Netzmodellen	sehr gute Annäherung
Leitungsparameter	gute Annäherung
Belastungszustand	hinreichende Annäherung
Redispatchmenge	gute Annäherung
zeitl. Aufkommen der Redispatchmenge	hinreichende Annäherung

Auch die Verteilung der elektrischen Lasten nach dem in Abschnitt 2.3.1 beschriebenen Verfahren gibt die reale Last an einem konkreten Umspannwerk nicht genau wieder. Zudem sind die unterlagerten 110-kV-Netze hier nicht berücksichtigt, was möglicherweise bei angezeigten Überlastungen einzelner 220-kV-Leitungen einen Einfluss auf die Auslastung haben könnte.

In Rahmen der Analysen, welche für die hier behandelte Forschungsfrage relevant sind und unter Berücksichtigung der in diesem Kapitel durchgeführten Auswertungen, ist das entwickelte Netzmodell aber als hinreichend valide einzuschätzen.³¹ Tabelle 3.5 fasst die unterschiedlichen Aspekte der Validierung und die Erfüllung dieser Anforderungen durch *osmTGmod* zusammen.

³¹Dabei ist das entwickelte Netzmodell allerdings nicht hinsichtlich der auftretenden Kurzschlussströme untersucht worden.

4 Gesamtmodell

4.1 Verknüpfung der Modelle

Durch eine Verknüpfung des Kraftwerkseinsatzmodells nach Kapitel 2 mit dem Netzmodell nach Kapitel 3 ist eine Modellierung des Redispatchverhaltens möglich. Im Rahmen der Modellierung dient das Ergebnis der Kraftwerkseinsatzmodellierung nach Kapitel 2 als Input-Parameter für die Last und Erzeugung an einzelnen Netzknoten in der Netzmodellierung. Dabei sind insbesondere die Daten zu Leistung, Einsatz und Standort der Kraftwerke wichtig. Erst die Regionalisierung dieser Ergebnisse ermöglicht überhaupt eine sinnvolle Netzberechnung. Die Berechnung der Netzauslastung erfolgt anschließend in der Netzberechnungssoftware *PyPSA* [152].

Zunächst kann bei gegebener Lastverteilung und gegebenen Kraftwerkseinsatz über eine klassische Netzberechnung die Netzbelastung ohne Redispatch berechnet werden. In dieser Berechnung werden der ökonomisch optimale Kraftwerkseinsatz festgehalten und die sich einstellenden Leistungsflüsse analysiert. Die Leitungen, die in einer solchen Betrachtung überlastet sind, können als die Leitungen angesehen werden, welche einen Redispatcheinsatz notwendig machen. Die Daten, welche die Grundlage für Abbildung 3.8 darstellen, werden auf diesem Wege berechnet.

In einem nächsten Schritt kann die Bestimmung des Redispatchverhaltens im Rahmen einer erweiterten Netzberechnung erfolgen. Hier wird neben der klassischen Netzberechnung auch der Kraftwerkseinsatz ein zweites mal nach minimalen Systemkosten optimiert. Als Randbedingungen werden nun aber zusätzlich die Scheinleistungsgrenzen der Übertragungsleitungen und Transformatoren gesetzt.¹ Gleichzeitig können die Kraftwerke nicht mehr, wie in

¹In dieser Arbeit werden die Grenzen der Dauerstrombelastbarkeit und damit auch der Scheinleistung wie in Abschnitt 3.4 beschrieben bei 85 % der technisch möglichen Dauerstrombelastung der verwendeten Standardleitungen gesetzt.

Abschnitt 2.2.1 beschrieben, in Cluster zusammengefasst werden, sondern müssen für die Netzberechnung eine blockscharfe Berücksichtigung finden. Um die Netzberechnung trotz der sehr hohen Anzahl an Variablen und Randbedingungen weiterhin innerhalb eines akzeptablen Rechenzeitraums halten zu können, wird für die Netzberechnung die Randbedingung der Laständerungsgeschwindigkeit nach Gleichung 2.16 nicht berücksichtigt. In der Netzberechnung wird weiterhin die Schrittweite s nach Abbildung 2.12 auf 12 Stunden angehoben. Die blockscharfen Randbedingungen zu Revisionszeiten und Wärmeerzeugung für KWK-Prozesse nach Abschnitt 2.2.1 haben auch in der Netzberechnung weiterhin Bestand.

Durch diese Anpassungen ergibt sich, selbst ohne die Berücksichtigung des Netzes, schon ein leicht geänderter Kraftwerks- und Speichereinsatz.² Um die Änderungen im Kraftwerkseinsatz, welche aufgrund einer Änderung der Randbedingungen geschieht, nicht fälschlicherweise als Redispatch auszuweisen, wird der Kraftwerkseinsatz ohne Berücksichtigung des Netzes zusätzlich bestimmt. Der so ermittelte Kraftwerkseinsatz dient in der Folge als Referenzergebnis, um den Redispatcheinsatz auszuweisen. Die Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes als Referenzergebnis berücksichtigt alle zur Verfügung stehenden Flexibilitäten in der Optimierung des Kraftwerkseinsatzes. Das heißt, die Untersuchungen mit unterschiedlichen Flexibilitäten in Kapitel 5 analysieren das Redispatchaufkommen unter der Randbedingung, dass die vorhandenen Flexibilitäten primär auf dem Energiemarkt zum Einsatz kommen. Nur die im System verbleibende Flexibilität kann anschließend für einen Redispatch genutzt werden.

Bei den Netzberechnungen zur Ermittlung des Redispatcheinsatzes wird das Referenzergebnis dann mit dem Kraftwerkseinsatz verglichen, welcher sich bei zusätzlicher Berücksichtigung der Leistungsgrenzen aller Leitungen einstellt. Der Unterschied im Kraftwerkseinsatz wird anschließend als Redispatchergebnis dargestellt.

Technisch erfolgt die Umsetzung der Verknüpfung des Kraftwerkseinsatz- und des Netzmodells durch die gemeinsame Speicherung aller benötigten Daten in einer relationalen Datenbank. Auf diese wird dann beim Aufbau einer Untersuchung zurückgegriffen. Die Daten werden in die Netzberechnungssoftware eingelesen und als einzelne Netzberechnungsfälle behandelt. Dabei kön-

²Die Veränderung in der Nettostromerzeugung nach Energieträgern zwischen den unterschiedlichen Berechnungsarten sind in Tabelle 2.2 dargestellt.

nen sowohl die Daten des Kraftwerkseinsatzes, als auch die der Netztopologie gemeinsam ausgelesen und verwendet werden. Die Netzberechnungssoftware *PyPSA* ermöglicht es, einzelne Objekte wie Knotenpunkte, Leitungen, Transformatoren, Lasten, Generatoren und Speicher automatisiert anlegen zu lassen. Diese Eigenschaft wird genutzt, um die verschiedenen Szenarien in Kapitel 5 zu erstellen.

4.2 Regionalisierung der Ergebnisse des Kraftwerkeinsatzmodells

Um Netzberechnung durchzuführen, müssen alle Kraftwerke, Speicher und die elektrische Last zunächst einem einzelnen Umspannwerk und einer Spannungsebene zugeordnet werden.

4.2.1 Regionalisierung der Kraftwerksleistung

Für die thermischen Kraftwerksblöcke werden zunächst die geografischen Koordinaten bestimmt. Ausgangsbasis ist dabei die Kraftwerksdatenbank der Bundesnetzagentur [55]. In dieser sind alle verwendeten Kraftwerke aufgeführt. Die OPSD-Datenbank [153] erlaubt darüber hinaus bei den meisten Kraftwerksblöcken der Kraftwerksdatenbank der Bundesnetzagentur eine direkte Zuordnung zu Standorten mit Hilfe der geografischen Koordinaten. Bei den Kraftwerksblöcken, bei denen dies nicht der Fall ist, wird der Flächenmittelpunkt des Postleitzahlgebietes, in welchem sich das Kraftwerk nach [55] befindet, als Standort festgelegt. Allen thermischen Kraftwerksblöcken wird anschließend das Umspannwerk zugewiesen, welches die geringste Entfernung zum Standort aufweist. Bei einzelnen so ermittelten Zuordnungen, welche nicht plausibel erscheinen, erfolgt eine manuelle Änderung der Zuordnung zu einem anderen Umspannwerk. Innerhalb eines Umspannwerkes mit den beiden Spannungsebenen 380 und 220 kV wird der thermische Kraftwerksblock der 380-kV-Spannungsebene zugeordnet. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Kraftwerke direkt an dem Umspannwerk angeschlossen sind, eine mögliche Verbindungsleitung zwischen Umspannwerk und Kraftwerksblock wird nicht berücksichtigt.

Die nach Abschnitt 2.2.1 ermittelte installierte Leistung von Blockheizkraftwerken wird zunächst proportional nach Einwohneranzahl nach [154] auf alle 402 NUTS3 Regionen verteilt. Für jede Region werden anschließend die Umspannwerke ermittelt, welche innerhalb dieser Region liegen und eine Verbindung zum 110-kV-Netz aufweisen. Sollte sich mehr als ein Umspannwerk mit dieser Eigenschaft in der NUTS3 Region befinden, wird die Blockheizkraftwerksleistung in dieser Region proportional zur Summe der Scheinleistungen aller in das jeweilige Umspannwerk führende Stromkreise verteilt. Sofern innerhalb der NUTS3 Region kein Umspannwerk mit Anschluss an das 110-kV-Netz vorhanden ist, wird das Umspannwerk ausgewählt, welches eine Verbindung zum 110-kV-Netz herstellt und die geringste Entfernung zum Flächenmittelpunkt der Region aufweist. Innerhalb eines Umspannwerks wird die Leistung ggf. auch für verschiedene Spannungsebenen proportional zur Summe der Scheinleistung der Leitungen auf der jeweiligen Spannungsebene verteilt. Dies reflektiert die Tatsache, dass die unterschiedlichen Spannungsebenen meist direkt über Transformatoren mit dem 110-kV-Netz verbunden sind.

Die erneuerbaren Energieanlagen werden in dieser Arbeit, wie beispielsweise in Abschnitt 2.2.2 dargestellt, nach einer auf [77] basierenden Datenbank auf die 402 NUTS3 Regionen verteilt. Über die in dieser Datenbank verfügbare Postleitzahl wird für jede Anlage der Standort und damit die zugehörige NUTS3 Region bestimmt. Die Verteilung der installierten Leistungen auf Anschlusspunkte in Umspannwerken erfolgt dann analog zu der Verteilung der Leistung der Blockheizkraftwerke. Im Gegensatz dazu wird der Anschluss der Offshorewindparks anlagenscharf den Umspannwerken zugewiesen, an welche diese angeschlossen sind.³ Die so ermittelte Verteilung der installierten Leistung aus PV-, Biomasse-, Laufwasser- und Windenergieanlagen ist für alle 402 NUTS3 Regionen in Abbildung 4.1 dargestellt. Hier wird die geografische Konzentration der Windenergieanlagen im Norden und Osten und die der PV-Anlagen und Laufwasserkraftwerke im Süden der Bundesrepublik deutlich.

³Da der Offshorewindpark Alpha Ventus am hier nicht betrachteten 110-kV-Umspannwerk Hagermarsch angeschlossen ist, wird Alpha Ventus für diese Arbeit so behandelt, als sei der Windpark am Umspannwerk Emden angeschlossen.

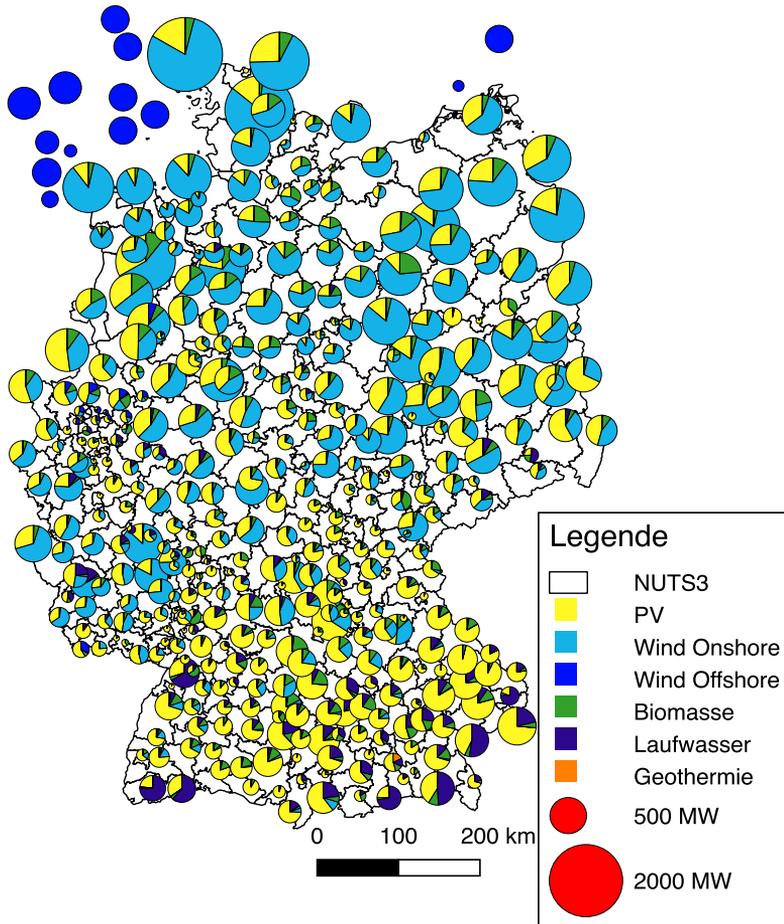


Abbildung 4.1: Auf [77] basierende Darstellung der 2015 installierten Leistung der Anlagen auf der Basis von erneuerbaren Energien nach Landkreisen und kreisfreien Städten

4.2.2 Regionalisierung der Last

Zunächst wird der jährliche Nettostrombedarf mit Hilfe des in Abschnitt 2.3.1 beschriebenen Lastprofils in stündliche Werte umgerechnet. Diese werden, wie in dem Schema in Abbildung 4.2 dargestellt, über den Indikator Endenergiebedarf Strom⁴ des Länderarbeitskreises Energiebilanzen [155] auf die einzelnen Bundesländer verteilt. Innerhalb eines jeden Bundeslandes wird der Strombedarf in die drei Sektoren Haushalte, Industrie und „Gewerbe, Handel und Dienstleistungen“⁵ (GHD) unterteilt. Die Verteilung in diese drei Sektoren wird über die Energiebilanzen der Länder vorgenommen [156–171]. In allen Bundesländern, in welchen die Energiebilanz die Verteilung zwischen diesen Sektoren aufgrund einer aggregierten Darstellung der Daten nicht möglich ist, wird eine für die Bundesrepublik durchschnittliche Verteilung nach [172] angenommen. Der so ermittelte Strombedarf eines jeden Sektors wird innerhalb des Bundeslandes über einen Indikator auf die NUTS3 Regionen des jeweiligen Bundeslandes verteilt.

Für den Strombedarf der Haushalte erfolgt diese Verteilung über die Anzahl der Einwohner nach [154]. Für die Verteilung im Sektor GHD werden die Erwerbstätigen⁶ des Sektors GHD nach [173] verwendet.⁷ Dabei wird davon ausgegangen, dass der Stromverbrauch mit der Anzahl der Beschäftigten korreliert ist. Der Industriestromverbrauch selbst ist statistisch schon auf NUTS3 Ebene erfasst und veröffentlicht und kann demzufolge direkt nach [174] verteilt werden. Alle Umspannwerke mit Verknüpfung zum 110-kV-Netz, welche sich in einer NUTS3 Region befinden, werden dieser NUTS3 Region zugeordnet. Sollte sich kein solches Umspannwerk in einer NUTS3 Region befinden, wird ihr das Umspannwerk zugeordnet, welches die geringste Entfernung zum geografischen Mittelpunkt dieser Region hat. Die berechnete Last in einer NUTS3 Region wird auf die ihr zugeordneten Umspannwerke über das Verhältnis der jeweiligen Anschlussleistungen ins Höchstspannungsnetz verteilt. Sollten innerhalb eines Umspannwerkes sowohl die 380-kV- als auch die 220-kV-Ebene

⁴Zum Zeitpunkt der Analyse liegt dieser Indikator für alle Bundesländer nur für das Jahr 2013 vor. Aus diesem Grund wird die Verteilung zwischen den Bundesländern nach dem Jahr 2013 vorgenommen.

⁵Der Verkehr wird in dieser Arbeit als Teil des Sektors GHD betrachtet.

⁶Die Erwerbstätigen umfassen Arbeitnehmer und Selbstständige, sowie mithelfende Familienangehörige.

⁷Die Erwerbstätigen des verarbeitenden Gewerbes außerhalb des Bausektors werden hier nicht berücksichtigt, da diese dem Sektor Industrie zugeordnet sind.

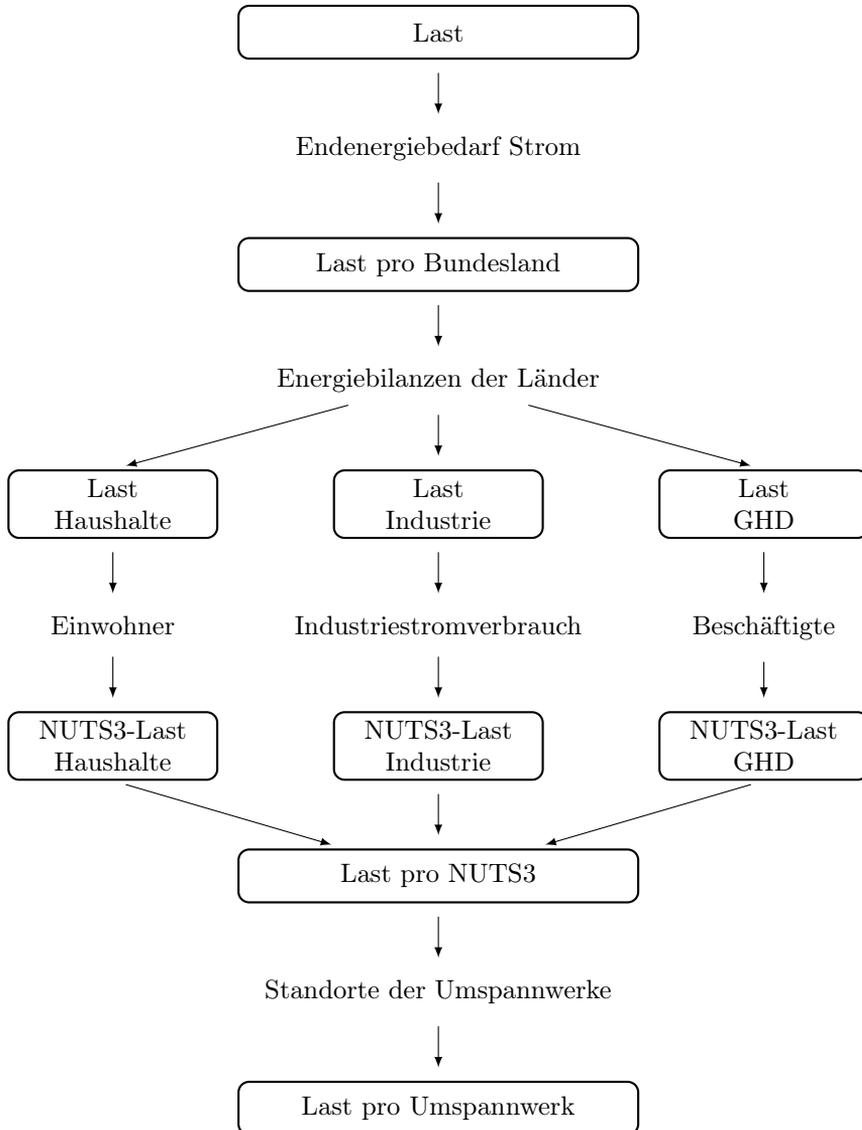


Abbildung 4.2: Schematische Darstellung der Lastregionalisierung

angeschlossen sein, so wird die Last unter den beiden Spannungsebenen ebenfalls über das Verhältnis der Anschlussleistung untereinander aufgeteilt.

Die heute noch nicht vorhandenen aber in Szenariovariationen des Kapitels 5 angenommenen Lasten werden den 2015 vorhandenen Umspannwerken über Heuristiken zugeordnet. Die in Abschnitt 2.3.4 beschriebenen Elektrofahrzeuge sind dabei analog zur Verteilung der Blockheizkraftwerke in Abschnitt 4.2.1 über die Einwohnerzahlen nach [154] verteilt. Dabei werden auch hier nur Umspannwerke betrachtet, welche eine Verbindung mit dem 110-kV-Netz aufweisen. Die Elektroden- und Widerstandskessel aus Abschnitt 2.3.5 sind konkreten industriellen Prozessen aus einer am Wuppertal Institut verfügbaren Datenbank entnommen. Ein jeder elektrische Heizkessel wird dann dem Umspannwerk mit der geringsten Entfernung zum eigenen Standort zugeordnet.

4.3 Grenzen der Modellbildung

Ein Modell kann grundsätzlich nur eine Abstraktion der realen Beziehungen und Wirkmechanismen eines Systems sein. Auch bei dem hier untersuchten elektrischen Energiesystem ist dies zwangsläufig der Fall. Gleichzeitig sind durch die Kombination eines Kraftwerkseinsatz- und eines Netzmodells einige relevante Grenzen in der Modellbildung implizit vorgegeben, welche im Folgenden näher erläutert werden.

Beide Modelle arbeiten mit stündlichen Mittelwerten. Dies kann bei dem Kraftwerkseinsatzmodell, welches den Markt abbildet, durch die stündlichen Day-Ahead Auktionen gerechtfertigt werden⁸, ist aber im Netzmodell eine grobe Vereinfachung. Für die Bestimmung der Überlastung einer Freileitung ist der stündliche Mittelwert nur eine Indikation, kurzfristige Überlastungen können auch bei stündlichen Mittelwerten unterhalb der Überlastungsgrenzen auftreten. Da im Netz aber jede Überlastung vermieden werden muss, sind auch diese redispatchrelevant, können aber mit Hilfe der hier entwickelten Modelle nicht erfasst werden.

⁸Auch hier könnte man allerdings mit den viertelstündlichen Intraday-Auktionen argumentieren.

Innerhalb der Netzberechnungssoftware *PyPSA* lässt sich die AC-Netzflussberechnung als nichtlineare AC-Leistungsflussberechnung mit dem Newton-Raphson Verfahren oder als Gleichstromleistungsflussberechnung mit Hilfe der Spannungswinkeldifferenzen⁹ ausführen. Um den Redispatch zu berechnen, ist es notwendig, neben der Leistungsflussberechnung eine Optimierung des Kraftwerkseinsatzes durchzuführen, welcher die Randbedingungen der Kraftwerke und Netzelemente beinhaltet. Dies schließt die Stromgrenzen der Freileitungen und Transformatoren ein. Um die Rechenzeiten in akzeptablen Grenzen zu halten, ist dies in der genutzten Software *PyPSA* nur über die schnelle-entkoppelte AC-Leistungsflussberechnung möglich. Allerdings führt die Verwendung der schnellen-entkoppelten AC-Leistungsflussberechnung zu einer Vereinfachung gegenüber dem real auftretenden Leistungsfluss und in der Folge zu ungenaueren Ergebnissen. Angesichts der notwendigen Rechengeschwindigkeit werden diese Vereinfachungen in Kauf genommen, da der Unterschied der Berechnungsmethoden im Übertragungsnetz klein ist [176].

Gleichzeitig sind im Netzmodell, wie in Kapitel 3 beschrieben, auch generische durchschnittliche Anlagenparameter für Leitungen und Transformatoren verwendet worden. Diese schränken die Genauigkeit gegenüber der Verwendung der realen Anlagenparameter weiter ein. Da die Möglichkeit Schalthandlungen innerhalb von Umspannwerken vorzunehmen fehlt und das (n-1)-Kriterium nur durch die Festlegung eines pauschalen Abschlagfaktors berücksichtigt wird, kann die reale Netzführung neben den Redispatchentscheidungen nicht abgebildet werden.

Zudem können die im Kraftwerkseinsatzmodell modellierte Marktentscheidungen reale Marktentscheidungen von Kraftwerksbetreibern nur bedingt abbilden. So wird von einem perfekten Markt mit perfekter Voraussicht für die nächsten 24 Stunden ausgegangen, die Revisionszeiten werden schon am Anfang des Jahres festgelegt und Erlös- und Einsatzmöglichkeiten auf den Regelenergiemärkten werden vernachlässigt. Zusätzlich wird die Bereitstellung von Wärme in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen als feste Randbedingung ohne die Möglichkeit des Einsatzes von Wärmespeichern und die Stromkennzahl als nicht variierbar modelliert.

⁹Die Gleichstromleistungsflussberechnung berechnet Wirkleistungsflüsse mit Hilfe der Spannungswinkeldifferenzen und Leitungsblindwiderständen und vernachlässigt dabei den Blindleistungshaushalt und die Spannungsdifferenzen in den einzelnen Knoten [38, 175].

Die dargestellten Vereinfachungen und Systemgrenzen der Modelle wirken sich unterschiedlich auf die zu untersuchende Belastung des Übertragungsnetzes und das daraus resultierende Redispatchverhalten aus. Durch die Verwendung von stündlichen Mittelwerten und die Nutzung eines pauschalen Abschlagfaktors zur Berücksichtigung des (n-1)-Kriteriums ist in dieser Arbeit eher eine Unterschätzung der auftretenden Leitungsbelastungen und damit geringere Redispatchanforderungen zu erwarten. Dagegen bewirken die Annahme von generischen durchschnittlichen Leitungsparametern eher eine Überschätzung der Leitungsbelastung, da mit dieser Annahme die Dauerstrombelastbarkeit bei besonders stark belasteten Leitungen eher unterschätzt wird. Ähnlich ist auch die Nichtberücksichtigung von Schalthandlungen in Umspannwerken zu bewerten. Auch diese führt eher zu einer Überschätzung der Leitungsauslastungen. Die Nichtberücksichtigung des 110-kV-Netzes sowie die um das unterjährig stillgelegte Kernkraftwerk Grafenrheinfeld verminderte Kraftwerkskapazität im ersten Halbjahr haben ebenso eher zu einer Überschätzung der Leitungsauslastung und damit zu höheren Redispatchanforderungen beigetragen.

Die hier entwickelten Modelle bieten trotz der beschriebenen Vereinfachungen eine gute Grundlage, um die Auswirkung der Implementierung dezentraler Flexibilitäten auf den konventionellen Redispatcheinsatz zu untersuchen.

5 Simulation des Redispatcheinsatzes

In diesem Kapitel werden die in Kapitel 2 und Kapitel 3 entwickelten und, wie in Kapitel 4 beschrieben, verknüpften Modelle auf die in Kapitel 1.3 entwickelte Fragestellung angewendet und anschließend ausgewertet. Dabei steht die Auswirkung einer Integration dezentraler Flexibilitäten in das elektrische Energiesystem im Vordergrund. Die Veränderung des Redispatcheinsatzes der konventionellen thermischen Kraftwerke sind die primäre Analyseebene. Zu diesem Zweck werden unter anderem Abbildungen der Jahresdauerlinie des positiven Redispatcheinsatzes für verschiedene Szenarien entwickelt. Diese können einen Überblick über die Veränderung des Redispatcheinsatzes und die Anforderungen an den konventionellen thermischen Kraftwerkspark geben. Zusätzlich werden die Auswirkungen auf Überlastungssituationen vor Redispatch sowie die Kosten- und CO₂-Emissionsentwicklung ausgewertet.

Es wird zunächst ein Basisszenario entwickelt, welches das elektrische Energiesystem des Jahres 2015 widerspiegelt. Im weiteren Verlauf wird der Simulationsansatz in zwei Aspekten geändert. Zum einen wird in verschiedenen Szenarien eine unterschiedliche Einbindung von zum Teil hypothetischen dezentralen Flexibilitäten vorgenommen. Abbildung 5.1 zeigt eine Übersicht der in diesem Kapitel entwickelten Szenariovarianten und den dort jeweils genutzten Flexibilitätsoptionen. Im Abschnitt 5.3.1 werden die Szenariovarianten detailliert beschrieben.

Über einen Binnenvergleich zwischen den Szenarien zeigt sich, welchen Einfluss eine Einbindung dezentraler Anlagen in das Redispatchmanagement von konventionellen Kraftwerken hat und welche Änderung der Kosten und Emissionen eine solche Einbindung verursacht. Zum anderen gibt es die beiden, in Tabelle 5.1 dargestellten, unterschiedlichen Betrachtungsweisen, welche einander in der folgenden Analyse gegenübergestellt werden.

	BHKW Nutzung	BHKW Flexibilisierung	Biogas Flexibilisierung	Elektromobilität	Industrielle Laststeuerung	Elektrische Heizkessel
Basis						
BHKW	✓					
BHKW Bio	✓	✓	✓			
Emob Ind	✓			✓	✓	
BHKW Bio Emob Ind	✓	✓	✓	✓	✓	
All-Flex	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Abbildung 5.1: Übersicht der in den verschiedenen Szenariovarianten angenommenen dezentralen Flexibilitäten

Als „regulärer Redispatch“ (Variante 1) wird im Folgenden immer eine Redispatchberechnung genannt, in welcher der Redispatch nach minimalen Systemkosten auf Basis der Grenzkosten einer jeden Anlage bestimmt wird. Wenn keine explizite Nennung der Redispatchberechnung erfolgt, ist im Folgenden immer der reguläre Redispatch gemeint.

Tabelle 5.1: Übersicht der verschiedenen Varianten der Redispatchberechnung

Name	Bezeichnung	Beschreibung
regulärer Redispatch	Variante 1	Berechnung des Redispatches nach minimalen Systemkosten auf Basis der Grenzkosten
Redispatch mit dezentralem Fokus	Variante 2	Berechnung des Redispatches mit möglichst geringem Einsatz konventioneller Kraftwerke

Zum anderen wird in der Variante 2 „dezentraler Fokus“ die Leistungserhöhung aus konventionellen Kraftwerken im Rahmen der Redispatchberechnung virtuell mit sehr hohen Kosten von 100.000 €/MWh angesetzt.¹ Dies bewirkt, dass konventionelle Kraftwerke nur dann eingesetzt werden, wenn das Optimierungsproblem nicht über andere Flexibilitätsoptionen gelöst werden kann. Über die Betriebsstrategie „dezentraler Fokus“ kann also der maximale Beitrag der dezentralen Flexibilitäten und die Auswirkungen eines solchen Einsatzes ermittelt werden. Dies ermöglicht die Bestimmung der unter den jeweiligen Annahmen minimal benötigten Leistungserhöhung aus konventionellen Kraftwerken. Je niedriger diese ausfällt, desto geringer muss die Must-Run-Bedingung „Erbringung von positivem Redispatch“ den Kraftwerkseinsatz von konventionellen Kraftwerken bestimmen.

In der Auswertung werden drei unterschiedliche Anlagengruppen analysiert:

1. Alle Anlagen beschreiben für jedes Szenario alle verfügbaren Kraftwerke, flexible Lasten und Speicher, welche aktiv am Strommarkt teilnehmen.
2. Als thermische Kraftwerke werden alle Kraftwerke bezeichnet, welche als Energieträger Uran, Stein- oder Braunkohle, Erdgas, Erdöl oder Abfall nutzen. Unter diese Bezeichnung fallen auch dezentrale kleine Blockheizkraftwerke.
3. Im Gegensatz dazu beinhalten die konventionellen Kraftwerke alle thermischen Kraftwerke ohne die dezentralen BHKW.

¹Die hohen Kosten werden nur bei der Berechnung des Redispatches angesetzt. Bei der Auswertung und Bestimmung der Redispatchkosten werden die realen Kosten verwendet.

In allen Szenarien wird das Jahr 2015 als Referenzjahr gewählt. Das heißt, in allen Szenarien sind das elektrische Netz, die elektrische Last, der thermische und erneuerbare Kraftwerkspark sowie die Brennstoffpreise mit denen des Jahres 2015 identisch. Sie unterscheiden sich nur in der Einbindung von dezentralen Flexibilitäten. Die dabei angenommenen Brennstoffpreise und Kosten für Hilfs- und Betriebsmittel sind in Tabelle 5.2 dargestellt². Über das Jahr wird außerdem ein durchschnittlicher Preis für CO₂-Zertifikate verwendet. Nach [179] lag dieser für das Jahr 2015 bei 7,60 €/t CO₂.

Tabelle 5.2: Für das Jahr 2015 angenommene Brennstoffpreise nach [180] und Kosten für Hilfs- und Betriebsstoffe nach [181]

Primärenergieträger	Brennstoffpreise in €/MWh _{thermisch}	Hilfs- und Betriebsstoffe in €/MWh _{thermisch}
Öl	30,60	0,70
Gas	20,22	0,70
Steinkohle	8,35	1,00
Braunkohle	5,00	1,00
Uran	1,86	0,00

5.1 Basisszenario

Als Referenz wird zunächst der reguläre Redispatch bestimmt, ohne dass zusätzliche dezentrale Flexibilitäten angenommen werden.

5.1.1 Eingangsparmeter

Es wird davon ausgegangen, dass die thermischen Kraftwerke frei zwischen ihrer Mindestleistung und der Nennleistung für einen Einsatz im Rahmen des

²Da es keinen Markt für Braunkohle gibt, kann kein historischer Marktpreis für das Jahr 2015 verwendet werden. Basierend auf [87, 177, 178] wird in dieser Arbeit der Preis mit 5,00 €/MWh_{th} angenommen. Die Annahme des Brennstoffpreises für Uran basiert auf [87].

Redispatch betrieben werden können. Die Übertragungsleistung in das europäische Ausland wird über die in Abschnitt 2.4 beschriebenen historischen Austauschdaten definiert. Im Redispatch-Fall ist es aber im Rahmen der Optimierung möglich, den Leistungsfluss der einzelnen Leitungen frei einzustellen. Das heißt, von jedem Nachbarland ist die Leistungsbilanz zwar festgelegt, sofern es aber mehr als eine Verbindung mit dem Nachbarland gibt, wird in dieser Arbeit die Annahme getroffen, dass die Leistungsflüsse zwischen diesen Leitungen im Rahmen der Übertragungskapazitäten frei einstellbar sind. Biogasanlagen werden mit einer festen Einspeisung modelliert, diese kann beim Redispatcheinsatz nur heruntergefahren werden. Das Gleiche gilt für alle anderen erneuerbaren Energien. Die Integration von Speichern im Sektor der Elektromobilität oder von flexiblen industriellen Lasten wird im Basis-szenario nicht angenommen. Einzig die Pumpspeicherkraftwerke können im Rahmen ihrer technischen Randbedingungen sowohl im Markt, als auch zu Redispatchzwecken eingesetzt werden.

5.1.2 Simulationsergebnisse

In der Berechnung des Kraftwerkseinsatzes unter Berücksichtigung der maximalen Stromtragfähigkeit der Leitungen ergibt sich aus der Differenz des Referenzeinsatzes mit dem neu simulierten Kraftwerkseinsatz der notwendige Redispatch. In Tabelle 5.3 sind Kennwerte für die gesamten Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten, die Anzahl der Netzüberlastungen³ und die CO₂-Emissionen für den Referenzeinsatz dargestellt. Diese dienen im Folgenden als Vergleichsbasis, um die Auswirkung verschiedener Szenarien darzustellen.

In Tabelle 5.4 sind die durch den regulären Redispatcheinsatz (Variante 1) verursachten Veränderungen des Kraftwerkseinsatzes und der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten nach Kraftwerkstypen aufgeschlüsselt aufgeführt.

Durch den veränderten Kraftwerkseinsatz werden Kraftwerke eingesetzt, welche durch eine reine Marktentscheidung nicht eingesetzt worden wären. Diese haben höhere marginale Kosten. Es entstehen also zusätzliche Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten, welche sich in der Simulation für das Jahr 2015

³Die Anzahl der Netzüberlastungen beschreibt die Anzahl von Situationen, in denen eine Leitung so stark belastet wird, dass sie ihre zulässige Übertragungsleistung überschreitet.

Tabelle 5.3: Kennzahlen des Basisszenarios vor Redispatch

		Basis	
Vor Redispatch	Brennstoff- und CO ₂ - Zertifikatskosten	Mio. €	14.100
	Netzüberlastungen	Anzahl	141.073
	CO ₂ -Emissionen	Mio. t	329

Tabelle 5.4: Redispatch und die Veränderung der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten nach Kraftwerkstypen bei der Simulation des regulären Redispatch (Variante 1) im Basisszenario für das Jahr 2015

Kraftwerkstyp	Leistungserhöhung		Leistungsverringerung	
	Energie in TWh	Kosten in Mio. Euro	Energie in TWh	Einsparungen in Mio. Euro
Laufwasser	0,000	0,0	0,004	0,0
Biomasse	0,000	0,0	0,374	0,0
Kernenergie	0,009	0,1	0,044	0,3
Braunkohle	2,313	56,8	4,306	101,6
Gas	0,986	37,6	0,005	0,2
Steinkohle	7,766	220,1	4,987	138,3
Öl	0,000	0,0	0,000	0,0
BHKW	0,012	0,7	0,000	0,0
Abfall	0,012	0,2	0,073	1,0
Geothermie	0,000	0,0	0,00	0,00
Wind	0,000	0,0	1,072	0,0
Solar	0,000	0,0	0,049	0,0
Druckluftspeicher	0,004	0,0	0,006	0,0
Pumpspeicher	2,191	0,0	2,374	0,0
Summe	13,294	315,5	13,294	241,5

auf 315,5 Mio. Euro belaufen. Gleichzeitig gibt es durch die Leistungsverringerung bei thermischen Kraftwerken Einsparungen an Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten von 241,5 Mio. Euro. Die Differenz von 74 Mio. Euro sind der, in Tabelle 5.5 ausgewiesene, Anteil der zusätzlichen Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten an den saldierten Redispatchkosten.

Die geografische Verteilung des simulierten Redispatches in Abbildung 5.2 zeigt ein starkes Nord-Süd bzw. Ost-Süd Gefälle bei dem Einsatz von Leistungsverringerung zu Leistungserhöhung. Dieses Gefälle ist aufgrund der sehr hohen Windeneinspeisung im Jahr 2015 und der häufigen Überlastung von Leitungen mit Stromflüssen in Nord-Süd Richtung zu erwarten. Die leistungsverringenden Maßnahmen im Süden von Deutschland sind vor allem durch die notwendige zusätzliche oder zeitlich verschobene Leistungsaufnahme der Pumpspeicher hervorgerufen. Wenn diese Pumpspeicherkraftwerke außerplanmäßig Leistung bereitstellen, muss der Speicherfüllstand durch Leistungsaufnahme, also Leistungsverringerung, wieder angehoben werden.⁴

Die Jahresdauerlinie des positiven Redispatcheinsatzes in Abbildung 5.3 zeigt eine maximale Leistung von über 11,3 GW. Davon werden 11 GW über konventionelle Kraftwerke bereitgestellt. Diese stellen auch im weiteren Verlauf über 80 % der für den Redispatch benötigten Leistungserhöhung. Größere Anteile der benötigten Leistungserhöhung werden, wie in Tabelle 5.4 sichtbar, ansonsten nur durch Pumpspeicherkraftwerke bereitgestellt. Während etwa 500 Stunden des Jahres muss kein Redispatch vorgenommen werden. Zu weiteren 200 Stunden kann auch im Basisszenario die Leistungserhöhung zu Redispatchzwecken ausschließlich durch Speicher abgedeckt werden.

Bei einer Änderung des Redispatcheinsatzes auf einen dezentralen Fokus⁵ (Variante 2) verändert sich der Einsatz der thermischen Kraftwerke signifikant. Diese Berechnung ermittelt den minimalen thermischen Kraftwerkspark, der

⁴Im klassischen Sinne würde eine solche Leistungsaufnahme nicht als Redispatch zählen, sondern innerhalb des regulären Elektrizitätsmarktes ausgeglichen werden. Auch die Kraftwerke, welche dann zusätzlich Leistung erbringen müssen, um diese zusätzliche Nachfrage zu decken, werden hier der Leistungserhöhung zu Redispatchzwecken gleichgestellt. Eine Unterscheidung der Fahrplanabweichung in Redispatch und „Sicherung der Speicherbilanz“ ist aufgrund des gewählten Modellierungsansatzes nicht möglich. Dies sorgt für etwas höhere modellierte Redispatchmengen, als nach der aktuellen Systematik ausgewiesen werden würden.

⁵Um beim Redispatcheinsatz mit dezentralem Fokus im Basisszenario keine zusätzliche Steuerbarkeit der dezentralen Anlagen anzunehmen, wird auch die Leistungserhöhung aus Blockheizkraftwerken möglichst reduziert.

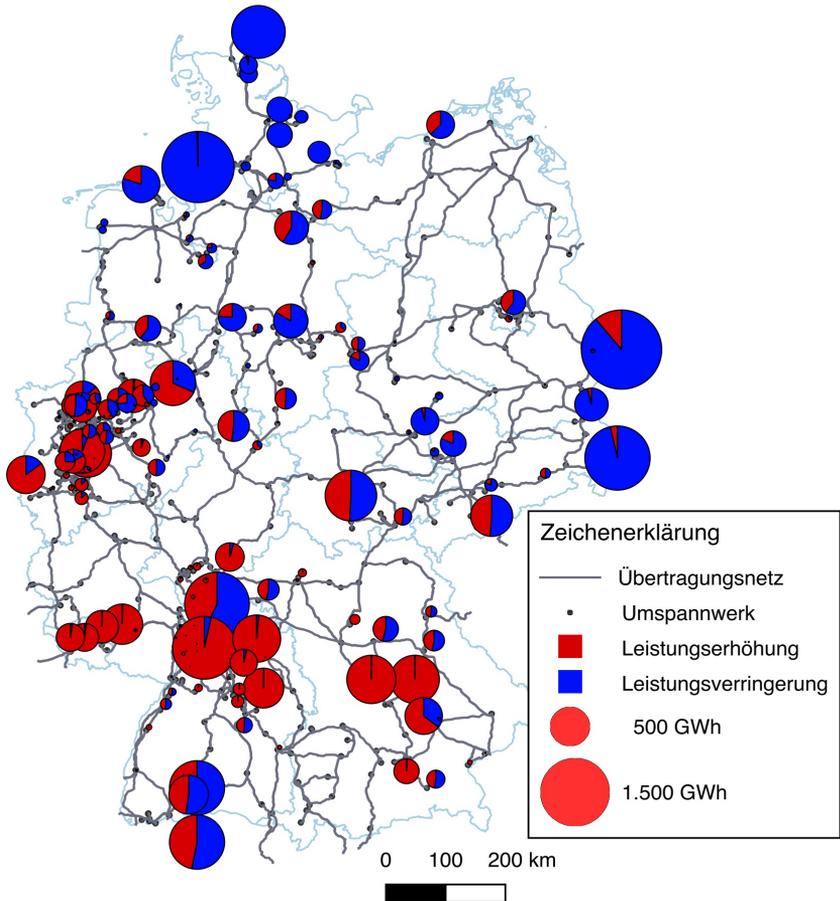


Abbildung 5.2: Darstellung der simulierten Leistungserhöhung und Leistungsverringerung aufgrund des simulierten Redispatches 2015 bei der regulären Nutzung von konventionellen Kraftwerken nach Variante 1 im Basisszenario

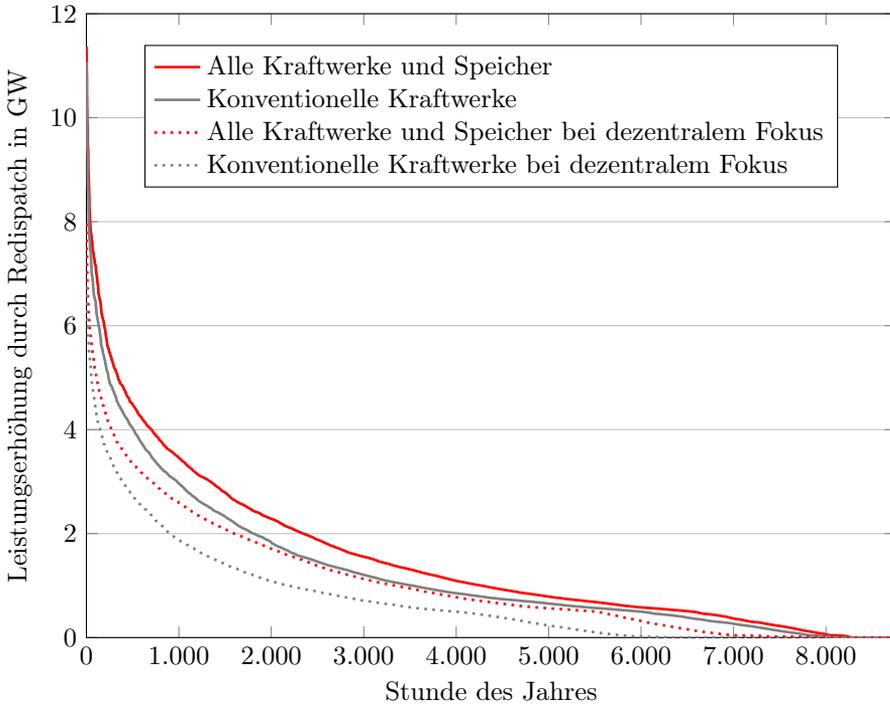


Abbildung 5.3: Jahresdauerlinie der redispatchbedingten Leistungserhöhung der Kraftwerke im Basisszenario

bei dieser Konfiguration des elektrischen Energiesystems benötigt wird. In Abbildung 5.3 wird deutlich, dass der Einsatz thermischer Kraftwerke auch ohne eine Erweiterung der Flexibilitätsoptionen, wie sie im dezentralen Szenario betrachtet wird, alleine durch eine Redispatchberechnung nach Variante 2 um 41 % gesenkt werden kann. Die maximal benötigte Kapazität verringert sich um 39 %. Dies wird vor allem in einer Verschiebung der benötigten Leistungserhöhung von Kraftwerken mit niedrigen Grenzkosten und einer relativ geringen Wirksamkeit auf den Netzengpass hin zu Kraftwerken mit hohen Grenzkosten und einer höheren Wirksamkeit realisiert. Diese Verschiebung führt gegenüber der Redispatchberechnung nach Variante 1 des Basisszenarios in der Summe aber zu einer Verfünffachung der zusätzlichen saldierten

Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten auf 374 Mio. Euro. Eine weitere Verringerung des Einsatzes konventioneller Kraftwerke für die zum Redispatch benötigte Leistungserhöhung kann bei gleichbleibendem Netzzustand nur über eine Einbeziehung zusätzlicher Flexibilitäten in den Redispatcheinsatz realisiert werden.

5.1.3 Vergleich mit historischen Redispatchergebnissen

Die Redispatchergebnisse des Basisszenarios bei regulärem Redispatch (Variante 1) erlauben einen Vergleich mit den historischen Redispatchergebnissen des Jahres 2015. Dieser Vergleich ermöglicht eine Einordnung der Ergebnisse dieses und der folgenden Szenarien.

Im Jahr 2015 entstanden nach [15] saldierte Redispatchkosten in Höhe von 412 Mio. Euro. In diesen sind neben dem Ersatz der zusätzlichen Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten nach § 13a EnWG noch folgende Bestandteile enthalten⁶:

- die notwendigen Auslagen für die tatsächlichen Anpassungen der Einspeisung
- ggf. der Werteverbrauch der Anlage für die tatsächlichen Anpassungen der Einspeisung
- ggf. die nachgewiesenen entgangenen Erlösmöglichkeiten
- ggf. die notwendigen Auslagen für die Herstellung der Betriebsbereitschaft
- ggf. die notwendigen Auslagen für die Verschiebung einer Revision

Über die Szenarioergebnisse können neben den zusätzlichen Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten auch die entgangenen Erlösmöglichkeiten abgeschätzt werden. Dabei wird bei Kraftwerken von der Annahme ausgegangen, dass ihnen bei Leistungsreduzierung Erlöse in Höhe der sich zu diesem Zeitpunkt

⁶Bis zu dem Beschluss des Oberlandesgerichtes Düsseldorf vom 28.04.2015, die Redispatchvergütungsregelung aufzuheben, wurden ausschließlich die tatsächlichen Mehrausgaben erstattet. Abgesehen von streng definierten Ausnahmen war es nicht möglich Fixkosten erstattet zu bekommen. Mit dem Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes vom 26.07.2016 sind nun auch Fixkostenanteile generell erstattungsfähig.

einstellenden Marktpreise entgegen. Die Marktpreise werden in dieser Arbeit für jeden Zeitpunkt aus den Grenzkosten des Kraftwerkes mit den höchsten Grenzkosten, welches sich in Betrieb befindet, abgeleitet. Bei Speichern wird davon ausgegangen, dass die Verringerung der Erlöse, welche durch den veränderten Einsatz verursacht wird, den entgangenen Erlösen entspricht. Die Abregelung von erneuerbaren Energien wird nicht über das Instrument des Redispatches, sondern über das Einspeisemanagement realisiert. Aus diesem Grund führt die Abregelung von erneuerbaren Energien auch nicht zu entgangenen Erlösen, welche auf die Redispatchkosten angerechnet werden müssten.

Die auf diese Weise ermittelten entgangenen Erlöse sind in Tabelle 5.5 dargestellt und betragen im Basisszenario 259 Mio. Euro. Zusammen mit den ermittelten zusätzlichen Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten ergeben sich modellierte Redispatchkosten in Höhe von 333 Mio. Euro. Das entspricht 81 % der im Jahr 2015 angefallenen Redispatchkosten von 412 Mio. Euro.

Die weiteren Bestandteile der Redispatchkosten können in der hier durchgeführten Analyse nicht berücksichtigt werden, da sie im Rahmen der in dieser Arbeit entwickelten Modelle nicht quantifizierbar sind. Diese Bestandteile müssten zu den ermittelten 333 Mio. Euro addiert werden, um ein vollständiges Bild über die durch den Redispatch entstehenden Kosten zu erhalten. Generell würde eine Berücksichtigung der weiteren oben genannten Bestandteile die Differenz zwischen den simulierten Kosten für den Redispatch und die im Jahr 2015 angefallenen Redispatchkosten von 412 Mio. Euro geringer werden lassen.

5.2 Redispatch im Szenario „All-Flex“

Im Szenario „All-Flex“ werden die Annahmen gegenüber dem Basisszenario bezüglich der Integration von dezentralen Flexibilitäten verändert. Es wird davon ausgegangen, dass alle betrachteten Anlagen mit einem Fernzugriff und der Möglichkeit der Steuerung ausgestattet sind. Das heißt, ihr Einsatz wird zunächst so berechnet, dass sie ihre Strombezugskosten oder Erlösmöglichkeiten am Strommarkt optimieren. Die Anlagen nehmen als Akteure am Markt teil und verändern durch ihren ökonomischen Einsatz die Netzbelastungen und den Einsatz der übrigen Systemkomponenten. Erst in der Berechnung

des Redispatches werden die Flexibilitäten mit den dann noch verfügbaren Freiheitsgraden der Betriebsführung in die reguläre Redispatchberechnung aufgenommen. Diese Freiheitsgrade können beispielsweise durch einen hohen oder niedrigen Speicherfüllstand eingeschränkt sein.

5.2.1 Eingangsparameter

Im Szenario „All-Flex“ wird für alle betrachteten Parameter eine heute absehbare oder kurz- bis mittelfristig realisierbare Größenordnung angenommen. Zum Teil sind die Größenordnungen auch an politischen Zielen der nächsten Jahre orientiert.

Bei dezentralen Blockheizkraftwerken wird eine Flexibilisierungsstrategie angenommen. Das heißt, zum einen wird angenommen, dass alle Blockheizkraftwerke mit einem Notkühlsystem ausgestattet werden. Die Leistungsabgabe kann so auch dann gewährleistet werden, wenn gerade kein Wärmebedarf besteht. Zum anderen wird im Szenario „All-Flex“ davon ausgegangen, dass die installierte elektrische Leistung bei gleichbleibender Wärmelast verdoppelt wird. Dies ermöglicht den Blockheizkraftwerken einen gewissen Spielraum in ihrer Leistungsabgabe. Diese Annahmen setzen allerdings erhebliche finanzielle Investitionen in einen Kapazitätsaufbau von Blockheizkraftwerksleistung voraus.

Für Biogasanlagen wird eine ähnliche Flexibilisierungsstrategie angenommen. Die jeweilige Leistung der Anlagen wird bei gleichbleibendem Biogasangebot und gleichbleibender jährlicher elektrischer Arbeit verdoppelt. Im Gegensatz zu den Blockheizkraftwerken kann die Leistungsabgabe allerdings nur verschoben werden, eine Erhöhung der Arbeit ist durch das begrenzte Biogasangebot ausgeschlossen. Um diese Verschiebung zu modellieren, wird auch die Nutzung eines Biogasspeichers angenommen. Dieser ermöglicht einen Volllastbetrieb von acht Stunden. Im Vergleich zum Basisszenario sind die Biogasanlagen im Szenario „All-Flex“ also sehr viel flexibler, sie passen ihre Einspeisung schon aufgrund von Marktgegebenheiten ständig an die aktuelle Situation an. Auch diese Annahme setzt erhebliche finanzielle Investitionen in eine elektrische Leistungserhöhung bei Biogasanlagen voraus.

Für das Szenario „All-Flex“ wird außerdem angenommen, dass im Verkehrssektor in Deutschland eine Fahrzeugflotte von einer Million Elektrofahrzeugen

betrieben wird. Diese Zahl orientiert sich an dem politischen Ziel der Bundesregierung [182] für 2020, welches aller Wahrscheinlichkeit nach nicht in dem angestrebten Zeitraum erreicht werden wird. Dabei wird angenommen, dass der überwiegende Anteil der Elektrofahrzeuge vollelektrisch ist und als Personenkraftwagen eingesetzt wird. Nur ein geringer Anteil von 1 % der Fahrzeugflotte besteht aus leichten Nutzfahrzeugen, weitere 21 % sind als Plug-In-Hybrid ausgeführt.

Die Annahmen zu flexiblen industriellen Lasten werden so getroffen, wie sie in Abschnitt 2.3.3 beschrieben sind. Dabei werden die folgenden Prozesse als flexible industrielle Lasten abgebildet:

- Aluminiumelektrolyse bei der Aluminiumherstellung
- Lichtbogenofen bei der Stahlherstellung
- Sauerstofferzeugung bei der Stahlherstellung
- Chlor-Alkali-Elektrolyse in der Grundstoffchemie
- Elektrische Mühlen bei der Zementherstellung

Die geografische Verteilung der aus diesen Prozessen resultierenden Speicheräquivalente ist in Abschnitt 2.3.3 und Abbildung 2.7 dargestellt.

Die Wärmebereitstellung über Elektroden- und Widerstandskessel für industrielle Prozesse stellt eine Möglichkeit dar, an einzelnen Knoten im elektrischen Netz eine zusätzliche Last bereitzustellen. Bei einem geplanten Einsatz der Wärmebereitstellung über Elektroden- und Widerstandskessel ermöglicht der Verzicht auf diese auch einen Effekt, wie er durch eine Leistungserhöhung eines Kraftwerkes an diesem Knoten erreicht worden wäre. Die konstante Wärmeleistung wird unter Berücksichtigung der in Abschnitt 2.3.5 beschriebenen Prozesse mit knapp über 10 GW angenommen.

5.2.2 Simulationsergebnisse

Die zentralen Ergebnisse der Simulation des Szenarios „All-Flex“ sind in Tabelle 5.5 dargestellt. Dabei sind die Werte als Differenz zu dem Basisszenario vor Redispatch, also zu den absoluten Kennwerten in Tabelle 5.3, ausgewiesen.

Tabelle 5.5: Vergleich der Differenz zentraler Kennzahlen zu dem Basisszenario vor Redispatch für das Szenario „All-Flex“

			Basis	All-Flex
Vor Redispatch	Brennstoff- und CO ₂ - Zertifikatskosten	Mio. €	-	-46,3
	Netzüberlastungen	Anzahl %	-	-1.519 -2,2
	CO ₂ -Emissionen	Mio. t	-	1,2

Nach Redispatch Variante 1	Brennstoff- und CO ₂ - Zertifikatskosten	Mio. €	74,0	-10,3
	Entgangene Erlöse	Mio. €	259,4	233,1
	Redispatchkosten	Mio. €	333,4	269,1
	Leistungserhöhung konv. Kraftwerke	TWh	11,1	9,3
	Leistungserhöhung aller Kraftwerke	TWh	13,9	17,5
	CO ₂ -Emissionen	Mio. t	0,5	2,3

Nach Redispatch Variante 2	Brennstoff- und CO ₂ - Zertifikatskosten	Mio. €	374,5	312,6
	Entgangene Erlöse	Mio. €	120,2	133,7
	Redispatchkosten	Mio. €	494,7	492,6
	Leistungserhöhung konv. Kraftwerke	TWh	6,4	0,2
	Leistungserhöhung aller Kraftwerke	TWh	9,4	18,3
	CO ₂ -Emissionen	Mio. t	2,4	4,2

Das Szenario „All-Flex“ führt durch die Annahme der Verfügbarkeit diverser dezentraler Flexibilitäten zunächst zu einem geänderten Kraftwerkseinsatz. Die Flexibilitäten ermöglichen es, dass Kraftwerke mit geringen Grenzkosten gegenüber solchen mit hohen Grenzkosten häufiger zum Einsatz kommen. Gleichzeitig erhöht der Einsatz von elektrischen Heizkesseln die elektrische Last und somit auch die Notwendigkeit über thermische Kraftwerke Leistung bereitzustellen. Wie in Tabelle 5.5 zu sehen, können die Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten vor dem Redispatcheinsatz in Summe um 46,3 Mio. Euro reduziert werden. Da die geringen Grenzkosten allerdings vor allem bei Kraftwerken mit hohen spezifischen CO₂-Emissionen auftreten, steigen die Emissionen des Energiesektors gegenüber dem Basisszenario um 0,36 % (1,2 Mio. t) auf 330,1 Millionen Tonnen CO₂.⁷ Wenn die durch den Einsatz der elektrischen Heizkessel vermiedenen CO₂-Emissionen der Wärmeerzeugung dieser Bilanz gutgeschrieben werden würden, ist nur ein Anstieg um 0,27 % (0,9 Mio. t) zu verzeichnen.

Die veränderte Marktentscheidung vor Redispatch beeinflusst aber auch die Netzbelastung. So sind gegenüber dem Basisszenario einige Leitungen höher und andere Leitungen niedriger belastet. Wie in Abbildung 5.4 zu sehen ist, führt die veränderte Netzbelastung in Summe zu einer Reduzierung der Überlastungssituationen. Es gibt zwar 3.679 Situationen, in denen eine Leitung gegenüber dem Basisszenario so viel stärker belastet wird, dass sie über ihre zulässige Übertragungsleistung belastet wird, gleichzeitig gibt es aber auch 5.198 Situationen, in welchen die Belastung alleine durch die veränderte Marktentscheidung so weit reduziert wird, dass die übertragene Leistung unterhalb der zulässigen Übertragungsleistung bleibt. Wie in Tabelle 5.5 dargestellt ist, verringert sich in Summe die Anzahl der Situationen, in denen eine Übertragungsleitung überlastet ist, um 1.519. Diese Verringerung führt allerdings nicht zwangsläufig zu niedrigeren Redispatchanforderungen, da diese maßgeblich vom Ort der Überlastung abhängig sind. In diesem Szenario führt die höhere Ausnutzung der Braunkohlekraftwerke im Lausitzer Revier zu einer zusätzlichen Belastung der Leitung zwischen Redwitz und Remptendorf, welche ohnehin für den größten Anteil der Redispatchanforderungen verantwortlich ist. Eine weitere Belastung dieser Leitung kann die Redispatchanforderung

⁷Dieser Umstand ist allerdings auch dem niedrigen CO₂-Preis im Jahr 2015 geschuldet. Ein sehr hoher CO₂-Preis könnte dazu führen, dass der Anstieg der Emissionen bei der verstärkten Integration von dezentralen Flexibilitäten signifikant geringer ausfällt oder sogar ganz vermieden wird.

überproportional erhöhen und so auch in Summe zu einer Verschärfung der Überlastungssituation beitragen.

In Tabelle 5.6 und Tabelle 5.5 ist sichtbar, dass sich die Redispatchmenge im Szenario „All-Flex“ bei der Redispatchberechnung nach Variante 1 gegenüber dem Basisszenario um etwa 30 % auf 17,5 TWh erhöht. Allerdings führt die relativ kostengünstige Flexibilität durch steuerbare industrielle Lasten, die Nutzung der Speicherkapazität von Elektrofahrzeugen und die flexiblen Biogasanlagen auch zu einer zusätzlichen Nutzung von Anlagen, welche zwar nur eine geringe Wirkung auf den zu behebenden Netzengpass haben, in Summe aber gegenüber der Nutzung von konventionellen Großkraftwerken ökonomisch vorteilhaft sind.

Daher sinken die durch den Redispatch verursachten saldierten Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten von 74 Mio. auf 36 Mio. Euro, wie ein Vergleich zwischen Tabelle 5.4 und Tabelle 5.6 zeigt.⁸ In Tabelle 5.5 ist sichtbar, dass die ermittelten Redispatchkosten im Szenario „All-Flex“ gegenüber dem Basisszenario allerdings um etwa 64,3 Mio. Euro sinken, da auch die entgangenen Erlöse im Szenario „All-Flex“ um 26,3 Mio. Euro reduziert werden können.

Der größte Kosten- und Arbeitsanteil an der Leistungserhöhung und Leistungsverringerung wird im Szenario „All-Flex“ bei regulärem Redispatch nach wie vor von Steinkohlekraftwerken gedeckt. Allerdings spielt bei der Leistungsverringerung auch der Einsatz von elektrischen Heizkesseln eine bedeutende Rolle. Im Gegensatz zum Basisszenario ist weiterhin auffällig, dass die Pumpspeicher ihren Redispatcheinsatz signifikant reduzieren. Da sowohl das industrielle Lastmanagement und flexible Biogasanlagen, als auch die Flexibilitätsbereitstellung durch das geregelte Laden und Entladen von Speichern in Elektrofahrzeugen vom Leistungs-Kapazitätsverhältnis den Pumpspeichern recht ähnlich sind, die Wirkungsgrade der Speichernutzung dieser dezentralen Flexibilitäten aber sehr viel höher liegen, werden Pumpspeicher seltener eingesetzt. Gleichzeitig sind Pumpspeicher geografisch stark auf bestimmte Orte

⁸Leistungserhöhung bedeutet bei den elektrischen Heizkesseln eine Reduzierung der Leistungsaufnahme zur Wärmebereitstellung. Diese ist mit Kosten verbunden, da die benötigte Wärme in diesem Fall über eine Gasfeuerung bereitgestellt wird. Die Gasfeuerung ist mit Erhöhung der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten verbunden. Die Leistungsverringerung bedeutet bei den elektr. Heizkesseln im Gegensatz dazu eine elektrische Erhöhung der Leistungsaufnahme zur Wärmeerzeugung. Da in diesem Fall die Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten der Gasfeuerung reduziert werden können, ist eine Kosteneinsparung auszuweisen.

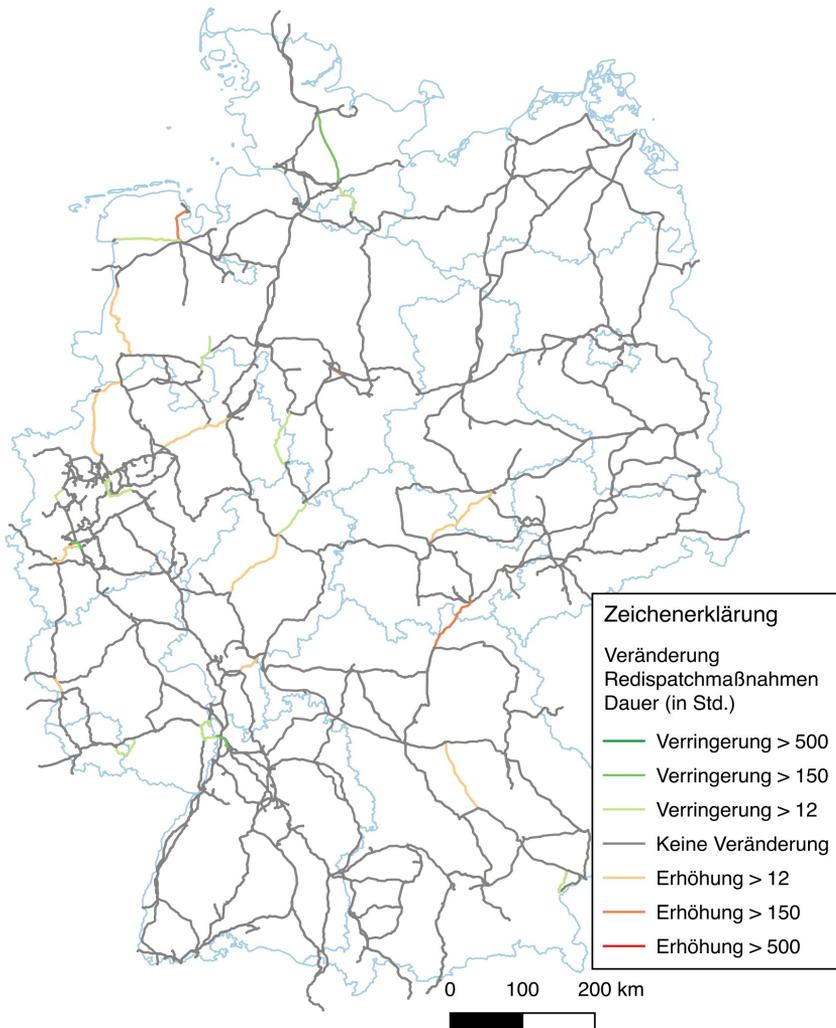


Abbildung 5.4: Differenz der Netzbelastung im Szenario „All-Flex“ gegenüber dem Basisszenario

Tabelle 5.6: Redispatch und die Veränderung der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten nach Kraftwerkstypen bei der Simulation des Redispatch nach Variante 1 im Szenario „All-Flex“ für das Jahr 2015

Kraftwerkstyp	Leistungserhöhung		Leistungsverringerung	
	Energie in TWh	Kosten in Mio. Euro	Energie in TWh	Einsparungen in Mio. Euro
Laufwasser	0,000	0,0	0,000	0,0
feste Biomasse	0,000	0,0	0,010	0,0
Kernenergie	0,000	0,0	0,000	0,0
Braunkohle	1,579	40,0	3,106	75,7
Gas	0,434	16,2	0,003	0,1
Steinkohle	7,281	205,7	4,152	113,8
Öl	0,000	0,0	0,000	0,0
BHKW	0,001	0,1	0,000	0,0
Abfall	0,000	0,0	0,001	0,0
Geothermie	0,000	0,0	0,000	0,0
Wind	0,000	0,0	0,266	0,0
Solar	0,000	0,0	0,024	0,0
Biogas	3,469	0,0	3,490	0,0
Druckluftspeicher	0,000	0,0	0,000	0,0
Pumpspeicher	0,211	0,0	0,249	0,0
Ind. Lastmanagement	1,432	0,0	1,432	0,0
Elektromobilität	1,633	0,0	1,641	0,0
elektr. Heizkessel	1,474	32,1	3,139	68,3
Summe	17,513	294,0	17,513	258,0

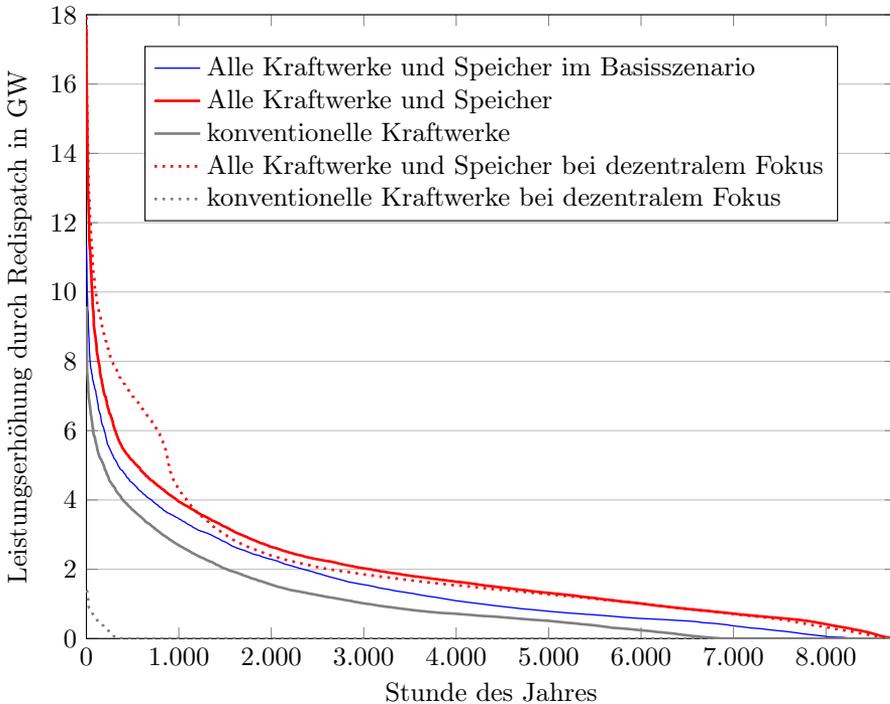


Abbildung 5.5: Jahresdauerlinie der redispatchbedingten Leistungserhöhung der Kraftwerke im Szenario „All-Flex“

beschränkt. Die Nutzung von Speichern aus Elektrofahrzeugen ist demgegenüber sehr viel stärker in der Fläche verteilt. Das heißt, es gibt fast immer Speicher in Elektrofahrzeugen, welche einen effektiveren Hebel zur Behebung eines Engpasses haben als ein Pumpspeicherkraftwerk. Ähnliches gilt für flexible Biogasanlagen und abgeschwächt auch für das industrielle Lastmanagement.

Abbildung 5.5 zeigt die Jahresdauerlinie der Leistungserhöhung. Neben der Redispatchmenge wird auch die Leistungserhöhung gegenüber dem Basisszenario in der Spitze auf 17,6 GW angehoben. Auffällig ist, dass auch in den 200 Stunden, in welchen im Basisszenario kein Redispatch stattfindet, im Szenario

rio „All-Flex“ ein Redispatch ausgewiesen wird. Dies ist vor allem dem in Abschnitt 3.4 genannten Umstand geschuldet, dass Maßnahmen zum Ausgleich der Speicherbilanz aufgrund des verstärkten Speichereinsatzes dezentraler Flexibilitäten häufiger vorkommen. Diese Ausgleichsvorgänge werden mit der hier gewählten Methodik als Redispatch ausgewiesen.

Bei der Redispatchberechnung mit dezentralem Fokus (Variante 2) erhöht sich die Redispatchmenge weiter. In diesem Fall werden dezentrale Anlagen vor allem in den Situationen verstärkt eingesetzt, in welchen vorher konventionelle Kraftwerke die Leistungserhöhung für den Redispatcheinsatz erbracht haben. Die Leistungserhöhung wird in diesem Fall hauptsächlich von flexiblen Blockheizkraftwerken, aus flexiblen Biogasanlagen, aus Speichern in Elektrofahrzeugen und in industriellem Lastmanagement sowie über die Absenkung der Wärmebereitstellung in elektrischen Heizkesseln bereitgestellt. Da gerade die Blockheizkraftwerke relativ hohe variable Kosten aufweisen, erhöhen sich die zusätzlichen saldierten Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten nach Tabelle 5.7 im Gegensatz zu Variante 1 im Basisszenario um 480 % auf 359 Mio. Euro. Die entgangenen Erlöse verringern sich allerdings um 125,7 Mio. Euro. Mit Redispatchkosten von 492,6 Mio. Euro liegt die Kostensteigerung für den Redispatch im Szenario „All-Flex“ (Variante 2) gegenüber dem Basisszenario (Variante 1) aus diesem Grund nur bei 48 %.

Die konventionellen Kraftwerke machen nach Tabelle 5.7 mit 0,155 TWh nur 0,8 % der für den Redispatch benötigten Leistungserhöhung aus. Wie in Abbildung 5.5 zu sehen, werden in der Spitze in diesem Szenario allerdings immer noch 1,4 GW konventionelle Großkraftwerke benötigt.⁹ Diese sind auf wenige Umspannstationen beschränkt, über die Hälfte der nicht durch dezentrale Anlagen ersetzbaren Leistungserhöhung treten an einem Netzknotenpunkt des 220-kV-Netzes auf. Diese Notwendigkeit der Leistungserhöhung hat ihren Ursprung höchstwahrscheinlich in einer unzureichenden Wiedergabe der aktuellen Netz- oder Lastsituation an diesem spezifischen Umspannwerk.¹⁰ Über 90 % der benötigten Leistungserhöhung aus konventionellen Kraftwer-

⁹Dies entspricht zwar unter 1 % der im Basisszenario bei regulärem Redispatch (Variante 1) benötigten Arbeitsbereitstellung über Leistungserhöhung, aber immer noch 13 % der benötigten Spitzenleistung.

¹⁰Schon die Annahme, dass die Dauerstrombelastung der Leitungen nicht über einen Faktor zur Darstellung der (n-1)-Sicherheit reduziert werden muss, führt in dem Szenario „All-Flex“ bei einer Redispatchberechnung nach Variante 2 zu einem kompletten Verzicht auf Leistungserhöhung aus konventionellen Kraftwerken.

ken wird zudem an nur drei Umspannwerken benötigt. Die Leistungserhöhung aus konventionellen Kraftwerken ist auf etwa 350 Stunden im Jahr reduziert. Das bedeutet, dass aus diesen Kraftwerken in 96 % der Zeit keine Leistungserhöhung für Redispatchmaßnahmen benötigt wird. In dieser Zeit besteht dann auch keine Notwendigkeit für eine Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks, welche sich durch die Bereitstellung von positiver Redispatchkapazität begründen ließe.

Tabelle 5.7: Redispatch und die Veränderung der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten nach Kraftwerkstypen bei der Simulation des regulären Redispatches im Szenario „All-Flex“ mit dezentralem Fokus (Variante 2) für das Jahr 2015

Kraftwerkstyp	Leistungserhöhung		Leistungsverringerung	
	Energie in TWh	Kosten in Mio. Euro	Energie in TWh	Einsparungen in Mio. Euro
Laufwasser	0,000	0,0	0,004	0,0
feste Biomasse	0,000	0,0	0,020	0,0
Kernenergie	0,000	0,0	0,000	0,0
Braunkohle	0,000	0,0	0,200	4,5
Gas	0,032	2,9	0,000	0,0
Steinkohle	0,120	3,7	2,194	60,7
Öl	0,002	0,3	0,000	0,0
BHKW	8,432	537,2	0,000	0,0
Abfall	0,000	0,0	0,054	0,7
Geothermie	0,000	0,0	0,000	0,0
Wind	0,000	0,0	0,350	0,0
Solar	0,000	0,0	0,033	0,0
Biogas	3,585	0,0	3,610	0,0
Druckluftspeicher	0,003	0,0	0,005	0,0
Pumpspeicher	0,807	0,0	1,020	0,0
Ind. Lastmanagement	1,723	0,0	1,723	0,0
Elektromobilität	2,172	0,0	2,184	0,0
elektr. Heizkessel	1,468	32,0	6,948	151,2
Summe	18,346	576,0	18,346	217,1

Die geografische Verteilung des Redispatch ist im Szenario „All-Flex“ mit dezentralem Fokus (Variante 2) allgemein sehr viel gleichmäßiger verteilt. In Abbildung 5.6 ist sichtbar, dass an fast allen Umspannwerken Redispatch stattfindet. Erhalten bleibt aber weiterhin die Differenz zwischen überwiegender Leistungsreduktion im Norden und Leistungserhöhung im Süden von Deutschland. Dabei tritt gerade die Leistungsverringerung sehr nahe an den Leitungen auf, an denen häufig Engpässe auftreten. Davon unabhängig ist allerdings das ausgeglichene Verhältnis von Leistungserhöhung und Leistungsverringerung bei Speichern oder Lastmanagement, welches auch zu Leistungserhöhung im Norden und Leistungsverringerung im Süden führt.

5.3 Variation der Eingangsparameter

In Abschnitt 5.2 ist deutlich geworden, dass im Szenario „All-Flex“ bei Variante 2 der Einsatz konventioneller Kraftwerke zur Leistungserhöhung aufgrund von Redispatch stark eingeschränkt werden kann. Um den Einfluss der verschiedenen Flexibilisierungsoptionen zu bewerten, werden im Folgenden Szenarien vorgestellt, in denen jeweils einzelne oder Kombinationen von Flexibilitäten implementiert werden. Die einzelnen Varianten stellen somit Zwischenstufen zwischen dem Basisszenario und dem Szenario „All-Flex“ dar. Dies ermöglicht es, sowohl die Auswirkung einzelner, als auch die Kombination verschiedener Flexibilitätsoptionen, zu analysieren.

5.3.1 Beschreibung der Szenariovariationen

Im Szenario „BHKW“ wird im Gegensatz zum Basisszenario die Nutzung von dezentralen Blockheizkraftwerken bei der Redispatchberechnung mit dezentralem Fokus (Variante 2) nicht eingeschränkt. Gleichzeitig wird davon ausgegangen, dass die Blockheizkraftwerke eine Notkühlung installiert haben, um auch in Zeiten von keiner oder niedriger Wärmenachfrage ihre elektrische Leistung bis hin zur Nennleistung abrufen zu können. Das heißt, in diesem Szenario besteht auch für den Redispatch eine Möglichkeit der dargebotsunabhängigen Leistungserhöhung in den Verteilnetzen.

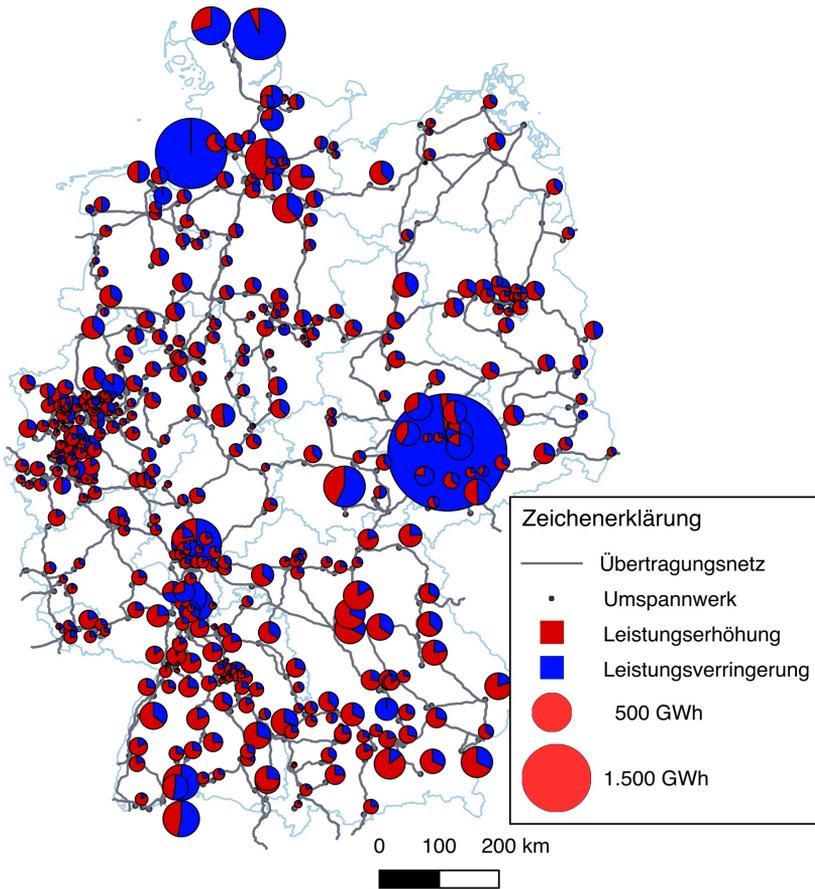


Abbildung 5.6: Darstellung der simulierten Leistungsverringerng und -erhöhung aufgrund von Redispatch 2015 bei dezentralem Fokus (Variante 2) im Szenario „All-Flex“

Das Szenario „BHKW flex, Biogas flex“ (BHKW Bio) geht darüber hinaus. Hier wird einerseits eine weitere Flexibilisierung der Blockheizkraftwerke angenommen. Die installierte elektrische Nennleistung wird bei konstanter Wärmenachfrage verdoppelt. Andererseits wird auch die installierte Nennleistung der Biogasanlagen bei gleichbleibender Biogasbereitstellung verdoppelt. Durch die zusätzliche Annahme eines Biogasspeichers mit einem Kapazitäts- zu Leistungsverhältnis von acht, sind die Biogasanlagen in diesem Szenario als flexible Systemkomponente einsetzbar. Dieses Szenario stellt also vor allem verstärkte dezentrale Erzeugungskapazitäten zur Verfügung

Das Szenario „Elektromobilität, Industrie DSM“ (Emob Ind) berücksichtigt die Flexibilität des Szenarios „BHKW“. Das heißt die Blockheizkraftwerke können im Rahmen der installierten Leistung flexibel gefahren und für den Redispatch eingesetzt werden. Zusätzlich wird die Annahme getroffen, dass eine Million Elektrofahrzeuge im deutschen Verkehrssektor betrieben und über das öffentliche Netz aufgeladen werden. Des Weiteren ist in diesem Szenario auch die Möglichkeit des industriellen Lastmanagements implementiert. Dabei gelten die Annahmen und Randbedingungen aus Abschnitt 2.3.3.

Die Annahmen der beiden vorherigen Szenarien werden im Szenario „BHKW flex, Biogas flex, Elektromobilität, Industrie DSM“ (BHKW Bio Emob Ind) kombiniert. In diesem Szenario erhält das Elektroenergiesystem Flexibilitäten, welche sowohl die dezentrale Leistungsbereitstellung als auch die Leistungsverchiebung über Speicherung ermöglichen.

Im in Abschnitt 5.2 dargestellten Szenario „All-Flex“ ist gegenüber dem Szenario „BHKW Bio Emob Ind“ zusätzlich die Möglichkeit der Wärmebereitstellung in elektrischen Elektroden- und Widerstandskesseln nach Abschnitt 2.3.5 implementiert.

5.3.2 Simulationsergebnisse der Szenariovariationen

Eine Übersicht der zentralen Ergebnisse für die Simulation der verschiedenen Szenariovarianten ist in Tabelle 5.8 dargestellt. Dabei sind auch in dieser Tabelle alle Kennwerte als Differenz zum Basisszenario vor Redispatch ausgewiesen.

Das Szenario „BHKW“ unterscheidet sich bei einer regulären Berechnung des Redispatch nicht vom Basisszenario, da sich an der Anlagenkonfiguration

Tabelle 5.8: Vergleich der Differenz zentraler Kennzahlen zu dem Basisszenario vor Redispatch für die Szenarien „BHKW“, „Emob Ind“, „BHKW Bio“ und „BHKW Bio Emob Ind“

			BHKW	Emob Ind	BHKW Bio	BHKW Bio Emob Ind
Vor Redispatch	Brennstoff- und CO ₂ - Zertifikatskosten	Mio. €	-	-26,8	-27,0	-44,5
	Netzüberlastungen	Anzahl %	-	-1.561 -2,3	-3.341 -4,9	-3.872 -5,7
	CO ₂ -Emissionen	Mio. t	-	-0,1	-0,2	-0,3

Nach Redispatch Variante 1	Brennstoff- und CO ₂ - Zertifikatskosten	Mio. €	74,0	41,7	30,8	10,0
	Entgangene Erlöse	Mio. €	259,4	307,9	241,5	268,7
	Redispatchkosten	Mio. €	333,4	376,4	299,3	323,2
	Leistungserhöhung konv. Kraftwerke	TWh	11,1	10,6	10,1	9,9
	Leistungserhöhung aller Kraftwerke	TWh	13,9	14,9	14,3	16,7
	CO ₂ -Emissionen	Mio. t	0,5	0,3	0,0	0,0

Nach Redispatch Variante 2	Brennstoff- und CO ₂ - Zertifikatskosten	Mio. €	458,6	411,0	401,8	367,9
	Entgangene Erlöse	Mio. €	170,9	245,4	189,9	242,5
	Redispatchkosten	Mio. €	629,5	682,3	618,7	654,9
	Leistungserhöhung konv. Kraftwerke	TWh	2,1	2,1	0,3	0,2
	Leistungserhöhung aller Kraftwerke	TWh	12,6	15,1	14,9	17,6
	CO ₂ -Emissionen	Mio. t	1,7	1,5	-0,7	-1,0

nichts ändert. Dezentrale Blockheizkraftwerke werden in dieser Szenariovariante aufgrund ihrer Kostenstruktur so gut wie nicht eingesetzt.¹¹ Ein Vergleich des Redispatcheinsatzes mit der Redispatchberechnung nach Variante 2 zeigt gegenüber dem Einsatz im Basisszenario aber, dass der bevorzugte Einsatz der dezentralen Blockheizkraftwerke den Einsatz der konventionellen Kraftwerke für eine redispatchbedingte Leistungserhöhung in der Summe auf etwa ein Drittel reduzieren kann. In der Spitze beträgt die benötigte Redispatchleistung aus konventionellen Kraftwerken zwar immer noch 5,4 GW, allerdings erhöht sich die Anzahl der Stunden, in denen auf eine konventionelle Leistungserhöhung verzichtet werden kann, von 2.700 h auf 6.890 h. Dieser verstärkte Einsatz von Blockheizkraftwerken erhöht die zusätzlichen saldierten Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten des Redispatches gegenüber dem dezentralen Fokus im Basisszenario um 22 % auf 459 Mio. Euro. Auch die Erstattung entgangener Erlöse erhöht sich, wie in Tabelle 5.8 sichtbar, auf 170,9 Mio. Euro. In Summe ergibt sich so eine Redispatchkostensteigerung gegenüber dem Basisszenario (Variante 2) von 27 % auf 629,5 Mio. Euro.

In dem Szenario „Elektromobilität, Industrie DSM“ (Emob Ind) steigt die Redispatchmenge der Leistungserhöhung durch die Verfügbarkeit der hier betrachteten dezentralen Kapazitäten nach Tabelle 5.8 auf 14,9 TWh an. Bei einer Redispatchberechnung mit dezentralem Fokus erhöht sich diese noch einmal leicht auf 15,1 TWh. Wie in Abbildung 5.7 und Tabelle 5.8 sichtbar ist, kann der Anteil der konventionellen Kraftwerke bei dieser Redispatchberechnung gegenüber dem Basisszenario (Variante 1) aber von 11,1 TWh auf 2,1 TWh gesenkt werden. In der Spitze werden allerdings immer noch 10,6 GW konventionelle Kraftwerksleistung benötigt. Gleichzeitig führt die Verfügbarkeit von vielen dezentralen Speichern mit hohen Wirkungsgraden zu einer verstärkten Auslastung der Grundlastkraftwerke und einer Reduzierung der Nutzung der Pumpspeicher. Gerade die Braunkohlekraftwerke können ihre Auslastung vor Redispatchmaßnahmen von 145,1 TWh¹² im Basis-

¹¹Heute müssen Kraftwerke nur dann am Redispatch teilnehmen, wenn die Nennleistung dieser Kraftwerke mindestens 10 MW beträgt. Diese Grenze wurde in der Referenzbetrachtung nicht berücksichtigt, allerdings werden die Blockheizkraftwerke, für die diese Grenze relevant ist, auch so gut wie nicht zur Leistungserhöhung genutzt. Für die Leistungsverringerung gilt diese Grenze zwar auch, die Leistungsverringerung bei dezentralen erneuerbaren Energieanlagen wird aber über das Instrument des Einspeisemanagements realisiert, bei welchem diese Grenze nicht gilt und welches in dem Modell mit dem Redispatch gemeinsam betrachtet wird.

¹²Dieser Wert ist der Referenzwert für die Netzberechnung und unterscheidet sich von

szenario auf 146,5 TWh erhöhen. In Tabelle 5.8 ist sichtbar, dass damit auch eine Absenkung der über das komplette Jahr 2015 anfallenden Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten vor Redispatch um 26,8 Mio. Euro verbunden ist. Durch die Einbindung von Elektrofahrzeugen und industriellem Lastmanagement sinkt die Gesamtzahl der Situationen, in denen Übertragungsleitungen vor den Redispatchhandlungen überlastet sind, um etwa 1.600. Gegenüber dem Szenario „BHKW“ sinkt die Leistungserhöhung aus Pumpspeichern bei Redispatchberechnungen mit dezentralem Fokus nach Tabelle 5.8 von 3,5 TWh auf 1,6 TWh. Gleichzeitig tragen das industrielle Lastmanagement und die Elektromobilität zusammen 4,9 TWh zur Leistungserhöhung bei. Die saldierten durch den Redispatch zusätzlich entstehenden Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten sinken bei dezentralem Fokus (Variante 2) gegenüber dem Szenario „BHKW“ bei Variante 2 von 459 auf 438 Mio. Euro. Dies ist gegenüber dem konventionellen Redispatch (Variante 1) im Basisszenario allerdings immer noch eine Steigerung um den Faktor sechs. Da nach Tabelle 5.8 die Kosten zur Kompensation der entgangenen Erlöse im Szenario „Elektromobilität, Industrie DSM“ (Emob Ind) allerdings überproportional steigen, liegen die saldierten Redispatchkosten mit 682 Mio. Euro noch etwa 8 % über denen des Szenarios „BHKW“.

Im Szenario „BHKW flex, Biogas flex“ (BHKW Bio) führt die flexible Fahrweise der Biogasanlagen gegenüber dem Basisszenario zu einem veränderten Kraftwerkseinsatz vor Redispatch.¹³ Die zusätzliche Flexibilität erlaubt eine bessere Ausnutzung von Kraftwerken mit geringen Grenzkosten. Gegenüber dem Basisszenario ergeben sich nach Tabelle 5.8 so über das Jahr Einsparungen von Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten von etwa 27 Mio. Euro. Der geänderte Kraftwerkseinsatz führt in der Folge auch zu einer geänderten Netzbelastung. Gegenüber dem Basisszenario werden einige Übertragungsleitungen höher und andere geringer belastet. Wie in Tabelle 5.8 sichtbar, kann dabei die Anzahl der Situationen, in denen Übertragungsleitungen überlastet sind, insgesamt um 3.341 verringert werden. Die elektrische Arbeit zur Leistungserhöhung aufgrund von Redispatch steigt nach Tabelle 5.8 allerdings im Szenario „BHKW flex, Biogas flex“ (BHKW Bio) auch bei der Redispatchberechnung

den Werten des Kraftwerkseinsatzmodells in Tabelle 2.2 aufgrund der in Abschnitt 4.1 beschriebenen geänderten Randbedingungen und dem Wegfall der Clusterung nach Abschnitt 2.2.1.

¹³Die Flexibilität der Blockheizkraftwerke beeinflusst die Marktentscheidung allerdings nicht, da die Grenzkosten der Blockheizkraftwerke zu hoch sind, um in einem grenzkostenbasierten Marktdesign zum Zuge zu kommen.

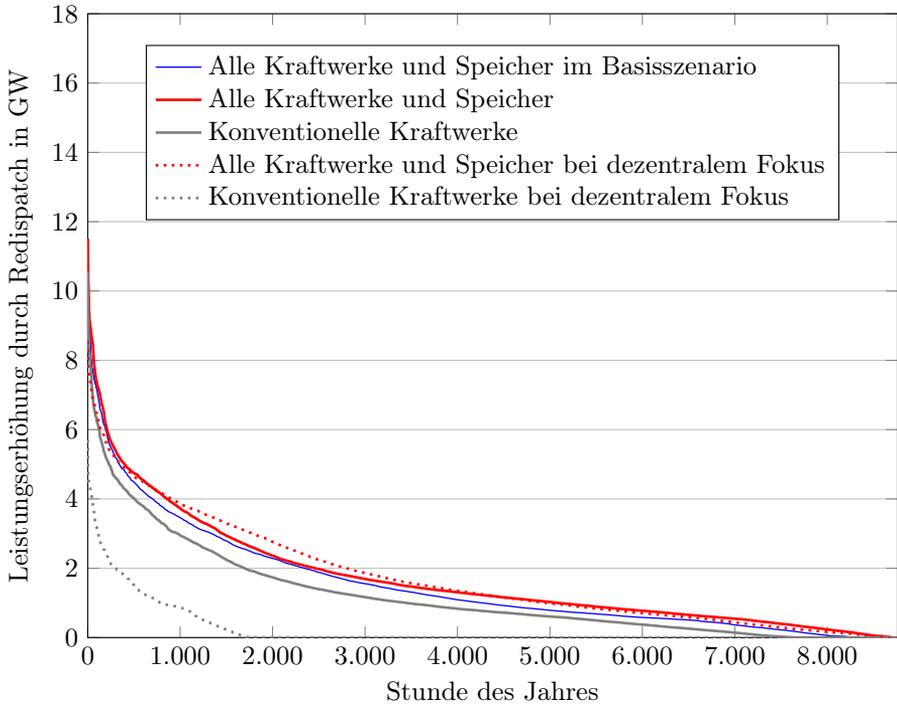


Abbildung 5.7: Jahresdauerlinie der redispatchbedingten Leistungserhöhung der Kraftwerke im Szenario „Emob Ind“

nach Variante 1 auf 14,3 TWh an. Um Leistungserhöhung bereitzustellen, wird gerade die zusätzliche Flexibilität der Biogasanlagen mit etwa 3,1 TWh genutzt. Die saldierten Redispatchkosten können so gegenüber dem Basisszenario um etwa 10 % auf 299 Mio. Euro gesenkt werden. Bei der Redispatchberechnung mit dezentralem Fokus (Variante 2) wird die zusätzliche Leistung an dezentralen Blockheizkraftwerken dagegen stark in Anspruch genommen. Die dezentralen Blockheizkraftwerke sorgen mit 8,9 TWh für 60 % der benötigten Leistungserhöhung und sind wegen ihrer hohen Grenzkosten für 98 % der zusätzliche Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten der Leistungserhöhung verantwortlich. Gleichzeitig können durch die Flexibilitäten der Biogasanlagen aber verstärkt Braunkohlekraftwerke anstatt von Windenergieanlagen in

ihrer Leistung verringert werden. Dies sorgt für höhere eingesparte Kosten, welches die saldierten zusätzlichen Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten bei dezentralem Fokus laut Tabelle 5.8 gegenüber dem Szenario „BHKW“ leicht auf 428 Mio. Euro sinken lässt. Auch die Redispatchkosten sinken um etwa 11 Mio. Euro auf 619 Mio. Euro.

In dem Szenario „BHKW flex, Biogas flex, Elektromobilität, Industrie DSM“ (BHKW Bio Emob Ind) sind die Flexibilitäten der beiden vorangegangenen Szenarien enthalten. In Tabelle 5.8 ist sichtbar, dass dies gegenüber dem Basisszenario zu einer Einsparung der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten vor Redispatch von 44,5 Mio. Euro und zu einer Reduzierung der Anzahl von Situationen, in welchen Übertragungsleitungen überlastet sind, um etwa 3.900 führt. Gegenüber den vorherigen Szenarien „BHKW Bio“ und „Emob Ind“ sind diese Werte zwar noch einmal eine Steigerung, sie reichen aber nicht an die Summe der beiden heran. Der Grenznutzen einer zusätzlichen dezentralen Flexibilität nimmt mit einem zunehmendem Bestand an dezentralen Flexibilitäten also ab. Dabei sind die Flexibilitäten durch industrielles Lastmanagement, flexibilisierte Biogasanlagen und die Einbindung der Speicher von Elektrofahrzeugen in ihrer Wirkung auf die anfallenden Kosten und die Möglichkeit Aufgaben im Redispatch zu übernehmen relativ ähnlich. Als Speicheräquivalent haben alle drei Optionen ein ähnliches Leistungs- zu Kapazitätsverhältnis und sehr hohe Wirkungsgrade. Die Redispatchkosten liegen nach Tabelle 5.8 mit 323 Mio. Euro etwa 3% unter den Redispatchkosten des Basisszenarios (Variante 1). In Tabelle 5.9 ist auch sichtbar, dass die gesamte Leistungserhöhung noch einmal auf 16,7 TWh ansteigt, die konventionellen Kraftwerke stellen aber auch bei der regulären Redispatchberechnung (Variante 1) davon nur noch 9,9 TWh bereit. Bei der Berechnung des Redispatch mit dezentralem Fokus (Variante 2) wird die elektrische Arbeit der Leistungserhöhung nach Tabelle 5.8 noch einmal auf 17,6 TWh gesteigert. Die konventionellen Kraftwerke haben daran einen Anteil von 0,2 TWh, sie werden in der Spitze allerdings immer noch mit 1,6 GW benötigt. Durch den dezentralen Fokus wird in diesem Szenario vor allem die Flexibilität der Biogasanlagen, der Elektrofahrzeuge und des industriellen Lastmanagements genutzt. Diese drei Flexibilitätsoptionen haben einen Anteil von 43% an der elektrischen Arbeit zur Leistungserhöhung. Zur Leistungserhöhung wird daneben auch stark auf die dezentralen Blockheizkraftwerke zurückgegriffen. Diese tragen mit 8,7 TWh zum Redispatch bei. Der Einsatz der Blockheizkraftwerke bedingt auch zum großen Teil die Höhe der in Tabelle 5.8 dargestellten

saldierten zusätzlichen Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten von 414 Mio. Euro und der damit verbundenen Redispatchkosten von 655 Mio. Euro.

Tabelle 5.9: Redispatch und die Veränderung der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten nach Kraftwerkstypen bei der Simulation des Redispatch nach Variante 1 im Szenario „BHKW flex, Biogas flex, Elektromobilität, Industrie DSM“ (BHKW Bio Emob Ind) für das Jahr 2015

Kraftwerkstyp	Leistungserhöhung		Leistungsverringerung	
	Energie in TWh	Kosten in Mio. Euro	Energie in TWh	Einsparungen in Mio. Euro
Laufwasser	0,000	0,0	0,003	0,0
feste Biomasse	0,000	0,0	0,042	0,0
Kernenergie	0,000	0,0	0,011	0,1
Braunkohle	1,931	47,6	4,273	100,6
Gas	0,464	17,3	0,002	0,1
Steinkohle	7,453	210,7	4,387	119,8
Öl	0,000	0,0	0,000	0,0
BHKW	0,001	0,1	0,000	0,0
Abfall	0,004	0,0	0,049	0,7
Geothermie	0,000	0,0	0,000	0,0
Wind	0,000	0,0	0,841	0,0
Solar	0,000	0,0	0,090	0,0
Biogas	3,411	0,0	3,498	0,0
Druckluftspeicher	0,002	0,0	0,003	0,0
Pumpspeicher	0,332	0,0	0,390	0,0
Ind. Lastmanagement	1,436	0,0	1,436	0,0
Elektromobilität	1,660	0,0	1,670	0,0
Summe	16,694	275,7	16,694	221,2

5.4 Vergleich der Lösungen zur Bereitstellung von Redispatchkapazitäten

5.4.1 Vergleich der Szenarien

Mit der Annahme der Verfügbarkeit dezentraler Flexibilitäten verändert sich das elektrische Energiesystem. Bereits die Marktteilnahme dieser Flexibilitäten führt zu einem geänderten Kraftwerkseinsatz mit Auswirkungen auf anfallende Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten, CO₂-Emissionen und auf Betrieb und Belastung des Übertragungsnetzes. Auch auf die elektrische Arbeit für Leistungserhöhung im Redispatch und die saldierten Redispatchkosten wirkt sich die Verfügbarkeit dezentraler Flexibilität deutlich aus. In Abbildung 5.8 ist sichtbar, dass auch bei regulärem Redispatch (Variante 1) der Einsatz konventioneller Kraftwerke - und damit korrespondierend die Höhe der saldierten zusätzlichen Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten - mit zunehmenden installierten und ansteuerbaren dezentralen Flexibilitäten abnimmt. Die Redispatchkosten zeigen dagegen ein etwas uneinheitlicheres Bild. Tendenziell sinken sie zwar mit der Zunahme von nutzbaren Flexibilitäten, der Kostenanteil der entgangenen Erlöse steigt aber bei einer Zunahme von elektrischen Speichern.¹⁴

Bei der Nutzung aller hier angenommenen dezentralen Flexibilitäten steigt die für den Redispatch genutzte Leistungserhöhung nach Tabelle 5.5 gegenüber dem Basisszenario um etwa 25 % an, die saldierten zusätzlichen Brennstoff-

¹⁴In der Berechnung des Redispatches werden, wie in der Kraftwerkseinsatzberechnung vor Redispatch, die volkswirtschaftlich wirksamen zusätzlichen Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten minimiert. Eine Veränderung der Zielfunktion um die Redispatchkosten zu minimieren würde bei zunehmenden installierten Flexibilitäten immer zu einer Verringerung der Redispatchkosten führen. Zum einen ist in dieser Arbeit aber die Minimierung der zusätzlichen Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten gewählt, um zu gewährleisten, dass die Berechnung des Referenzzustandes vor Redispatch und die Berechnung des Redispatches auf die gleiche Zielgröße optimieren. Zum anderen müsste eine Optimierung, welche die Netzkosten minimiert, auch die hier nicht betrachteten Kosten für das Einspeisemanagement bei erneuerbaren Energien berücksichtigen, da sonst vor allem eine Verschiebung von Redispatchkosten zu den Kosten für das Einspeisemanagement stattfinden würde. Schließlich kann so sichergestellt werden, dass auch im Redispatchfall ein volkswirtschaftlich optimales Ergebnis erzielt wird. Der Redispatchkostenanteil „entgangene Erlöse“ und die damit verbundenen Verteilungseffekte werden bei der Optimierung also nicht weiter berücksichtigt.

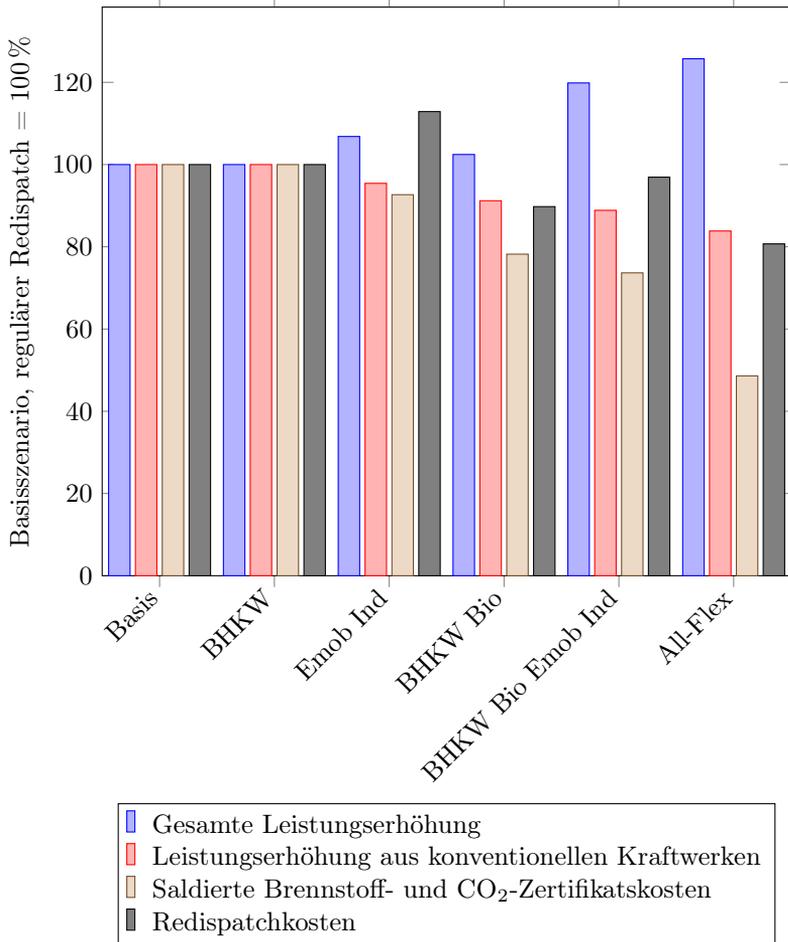


Abbildung 5.8: Vergleich der elektrischen Arbeit für Leistungserhöhung im Redispatch, der saldierten zusätzlichen Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten und der Redispatchkosten in den verschiedenen Szenarien bei regulärem Redispatch (Variante 1)

und CO₂-Zertifikatskosten halbieren sich aber. Alleine durch die hohen Wirkungsgrade und die damit verbundenen niedrigen zusätzlichen Kosten für den Einsatz der dezentralen Flexibilitäten sinkt der Redispatcheinsatz konventioneller Kraftwerke um gut 20 %.

Bei einer Berechnung des Redispatches mit dezentralem Fokus (Variante 2) liegen die saldierten zusätzlichen Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten nach Tabelle 5.5 und Tabelle 5.8 zwischen dem fünf- bis sechsfachen über den saldierten zusätzlichen Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten des Basisszenarios bei regulärem Redispatch (Variante 1). Gerade der Einsatz von dezentralen Blockheizkraftwerken führt in allen Szenarien zu den in Abbildung 5.9 dargestellten hohen saldierten zusätzlichen Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten sowie zu erhöhten Redispatchkosten. Neben den Redispatchkosten steigt mit einer Zunahme der dezentralen Flexibilitätsoptionen auch bei Variante 2 die Redispatchmenge an. Wie in Abbildung 5.6 dargestellt, ist die Leistungserhöhung und -verringerung auf unterschiedlichste Anlagen und Umspannwerke verteilt. Die hohen Wirkungsgrade der Speicher- und Lastverschiebung zusammen mit der Vorgabe, die Leistungsbereitstellung aus konventionellen Kraftwerken möglichst zu vermeiden, führen zu einer starken Ausnutzung aller verfügbaren Flexibilitäten.

Die installierten dezentralen Flexibilitäten führen zunächst zu insgesamt geringeren Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten, da Kraftwerke mit geringeren Grenzkosten eingesetzt werden können. Zwischen dem Basisszenario und dem Szenario „All-Flex“, welches alle in dieser Arbeit angenommenen Flexibilitäten nutzt, beträgt die Differenz nach Tabelle 5.5 46,3 Mio. Euro. Dies entspricht zwar nur 0,3 % der in Tabelle 5.3 aufgeführten über das Jahr angefallenen Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten, erreicht aber auch gleichzeitig eine Höhe von 60 % der saldierten zusätzlichen Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten und etwa 14 % der modellierten saldierten Redispatchkosten im Basisszenario. Bemerkenswert ist zudem, dass nach Tabelle 5.10 die zusätzlichen Speicher, steuerbaren industriellen Lasten und flexiblen Biogasanlagen zwar zunächst zu einer Verschiebung der elektrischen Arbeit von den Steinkohle- zu den Braunkohlekraftwerken führen, die CO₂-Emissionen nach Tabelle 5.8 dabei aber in etwa konstant bleiben. Zwar erhöhen die Braunkohlekraftwerke ihre Emissionen bei der Nutzung von dezentralen Flexibilitäten, gleichzeitig wird aber ein Teil dieser Emissionserhöhung durch eine Verringerung der Emissionen der Steinkohlekraftwerke ausgeglichen. Da Flexibilität mit Hilfe von dezentralen Speichern, industriellen Lasten und flexiblen Biogasanlagen mit

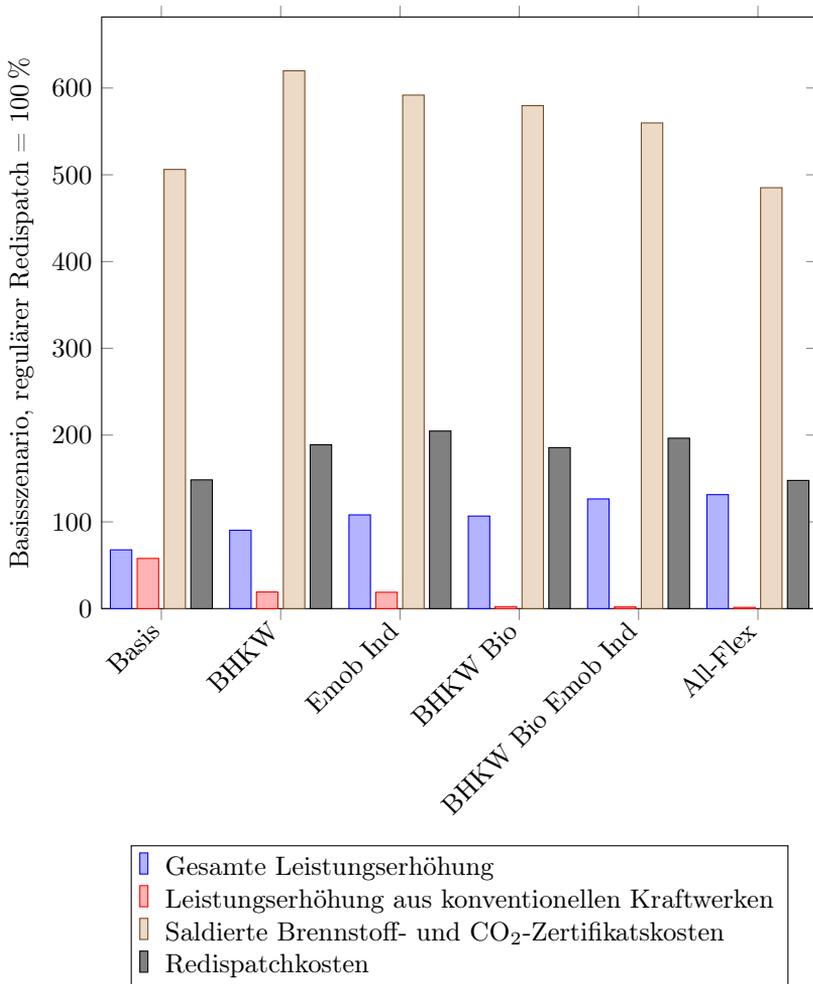


Abbildung 5.9: Vergleich der elektrischen Arbeit für Leistungserhöhung im Redispatch und der saldierten zusätzlichen Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten in den verschiedenen Szenarien bei Redispatchberechnung mit dezentralem Fokus (Variante 2)

Tabelle 5.10: Vergleich der modellierten Nettostromerzeugungsmengen nach Energieträgern vor Redispatch für verschiedene Szenarien

	Basis/ BHKW	Emob Ind	Bio BHKW	Emob Ind Bio BHKW	All-Flex
Kernenergie	83,8	83,8	83,8	83,8	83,8
Braunkohle	145,1	146,6	146,3	147,3	148,7
Steinkohle	102,4	100,8	101,0	100,1	100,1
Erdgas	46,4	46,3	46,4	46,4	46,4
Abfall und Sonstige	29,9	29,9	29,9	29,9	29,9
Pumpspeicher	1,4	0,3	0,5	0,1	0,1
Erneuerbare Energien	181,5	181,5	181,5	181,5	181,5

einem höheren Wirkungsgrad als durch die existierenden Pumpspeicher bereitgestellt werden kann, sinkt mit der sinkenden Nutzung der Pumpspeicher auch der durch die Pumpspeicherverluste induzierte Elektrizitätsbedarf. Dieser Effekt führt zu geringeren CO₂-Emissionen. Beide beschriebenen Effekte wirken gegenläufig und gleichen sich in den betrachteten Szenarien so weit aus, dass sich die Emissionen aus der Elektrizitätsbereitstellung nur minimal unterscheiden. Bei der zusätzlichen Berücksichtigung von elektrischen Heizkesseln im Szenario „All-Flex“ steigen die CO₂-Emissionen laut Tabelle 5.5 dagegen um 1,17 Mio. Tonnen, also 0,36 %¹⁵ an. Wie in Tabelle 5.10 sichtbar ist, führt der zusätzliche Leistungsbedarf bei dem Einsatz der elektrischen Heizkessel zu einem verstärkten Einsatz thermischer Kraftwerke und damit zu dieser Emissionserhöhung.

¹⁵ Sofern die vermiedenen CO₂-Emissionen bei der Wärmeerzeugung berücksichtigt werden, betragen die zusätzlichen Emissionen lediglich 0,87 Mio. t (0,27 %).

5.4.2 Vergleich der dezentralen Flexibilitäten

Neben dem Vergleich der Auswirkungen verschiedener Szenarien auf die Redispatchbereitstellung können auch die verschiedenen technischen Möglichkeiten Redispatch bereitzustellen miteinander verglichen werden.

Dabei ist in Tabelle 5.4 festzustellen, dass die Nutzung der dezentralen **Blockheizkraftwerke** im konventionellen Redispatch zunächst keine Rolle spielt. Die relativ hohen Grenzkosten dieser Anlagen verhindern eine breite Nutzung für Redispatchzwecke. Allerdings können alleine die bestehenden Blockheizkraftwerke nach Tabelle 5.5 bei einem dezentralen Fokus (Variante 2) gegenüber dem Basisszenario die elektrische Arbeit für Leistungserhöhung aus konventionellen Kraftwerken von 6,1 TWh auf 2,1 TWh reduzieren. Das heißt, die Blockheizkraftwerke sind in der Lage auch dezentral ein Potential an Leistungserhöhung bereitzustellen, welches für die Reduzierung der konventionellen Leistungsbereitstellung verwendet werden kann. Verstärkt wird dieser Effekt, wenn die Blockheizkraftwerke über zusätzlicher Investitionen in eine Verdopplung der Nennleistung bei gleichbleibendem Wärmebedarf weiter flexibilisiert werden. Dies ermöglicht auch gerade in den Wintermonaten mit hohem Wärmebedarf einen deutlich flexibleren Betrieb, da die Anlagen nicht mehr konstant an ihrer Nennleistungsgrenze gefahren werden müssen um die benötigte Wärme bereitstellen zu können. Wie Abbildung 5.9 verdeutlicht, führt die Nutzung der Blockheizkraftwerke aufgrund ihrer hohen Grenzkosten allerdings zu einem sehr starken Anstieg der volkswirtschaftlich wirksamen saldierten zusätzlichen Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten. Ihr Einsatz ist also nur dann geboten, wenn auf die Leistungserhöhung aus konventionellen Kraftwerken weitgehend verzichtet werden soll.

Auch die Einbindung von **Speichern aus elektrischen Fahrzeugen** bietet eine dezentral verteilte Möglichkeit, Flexibilität bereitzustellen. Das Laden und Entladen der Fahrzeugbatterien kann mit recht hohen Wirkungsgraden angenommen werden, weshalb diese Flexibilität auch bei der ökonomischen Optimierung des Kraftwerkseinsatzes vor Redispatch schon häufig zum Einsatz kommt. In Tabelle 5.10 ist sichtbar, dass diese Flexibilität durch diese Eigenschaft zum Teil den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken verdrängt. Auch im Redispatch wird stark auf die Fähigkeiten der Energiespeicher in elektrischen Fahrzeugen zurückgegriffen. Allerdings ist der Effekt dieser Speicher auf die Reduzierung der Leistungserhöhung aus konventio-

nellen Kraftwerken bei Redispatch mit dezentralem Fokus gering. Die Nutzung der Flexibilität der Fahrzeugbatterie trägt allerdings einen erheblichen Anteil zur Reduzierung der vor Redispatch anfallenden Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten bei. Gleichzeitig können über die Einbindung dieser Speicher der Einsatz der Pumpspeicher und die damit verbundenen Pumpspeicherverluste reduziert werden.

Die **industrielle Laststeuerung** ist in ihrer Wirkung ähnlich wie die Einbindung von Speichern aus Elektrofahrzeugen. Allerdings ist das Leistungs- zu Kapazitätsverhältnis etwas geringer¹⁶ und die Leistungen sind geografisch auf sehr viel weniger Standorte konzentriert. Für den Redispatch bedeutet dies generell eine etwas geringere Eignung, denn die Leistungsänderung an einem Standort nahe einer überlasteten Leitung ist sehr viel wirksamer, als eine Leistungsänderung, welche sich weiter von der überlasteten Leitung entfernt befindet. In Abbildung 2.7 wird deutlich, dass sich die steuerbaren industriellen Lasten vor allem im Westen Deutschlands befinden, die hauptsächlichen Überlastungen treten nach Abbildung 3.8 aber im Norden und Osten auf.

Die Flexibilisierung und der steuerbare Einsatz von **Biogasanlagen** ist sowohl in Bezug auf eine Reduzierung der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten als auch beim Redispatcheinsatz effizient. Dabei ist die Investition in eine Nennleistungserhöhung der Biogasanlagen essenziell, um die Freiräume dafür zu gewinnen, eine flexible Fahrweise realisieren zu können. Nach Tabelle 5.8 hat eine Flexibilisierung der Biogasanlagen vergleichbare Auswirkungen auf die Reduzierung der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten vor Redispatch wie eine Einbindung der Flexibilität von steuerbaren industriellen Lasten und Elektrofahrzeugen zusammen. Auch die Auswirkungen auf den Einsatz von Pumpspeicheranlagen sind laut Tabelle 5.10 zwischen diesen Flexibilitätsoptionen ähnlich. Zusätzlich verhindert der Einsatz flexibler Biogasanlagen vor Redispatch nach Tabelle 5.8 doppelt so viele Netzüberlastungssituationen. Auch die saldierten zusätzlichen Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten nach Redispatch werden gegenüber dem Einsatz von industriellen Lasten und Fahrzeugbatterien zusammen um etwa den doppelten Betrag reduziert.

Die Wärmeerzeugung in **Elektroden- und Widerstandskesseln** hat als Flexibilitätsoption eine gänzlich andere Wirkung als die anderen hier betrachteten technischen Möglichkeiten zur Flexibilisierung. Bei dem Einsatz dieser

¹⁶Dieses Verhältnis liegt für Speicher in Elektrofahrzeugen bei etwa acht und für die modellierten Speicheräquivalente der steuerbaren industrielle Lasten zwischen fünf und sieben.

Anlagen wird die elektrische Last an sehr spezifischen Standorten stark erhöht. Dies führt zunächst zu einer höheren Auslastung des konventionellen Kraftwerksparks mit einer Erhöhung der Gesamtemissionen. In Tabelle 5.10 ist sichtbar, dass die elektrischen Heizkessel im Szenario „All-Flex“ ausschließlich die Nettostromerzeugung von Braunkohlekraftwerken erhöhen. Bei der Redispatchberechnung kann der Einsatz der elektrischen Heizkessel in einigen Situationen auch zu einer Vermeidung der Leistungsverringerung aus Wind- oder PV-Kraftwerken führen. Dies wäre dann emissionsneutral, ist aber beim regulären Redispatch (Variante 1) nur in 38 % und bei Redispatch mit dezentralem Fokus (Variante 2) nur in 23 % der Einsätze zur Lasterhöhung der Fall. Ähnlich wie die steuerbaren elektrischen Lasten, befinden sich die elektrischen Heizkessel auch verstärkt im Westen der Bundesrepublik. Eine Reduzierung der Einspeisung aus Windenergieanlagen findet dagegen vor allem im Osten statt. Zusätzlich führt die Einbindung von elektrischen Heizkesseln nach Tabelle 5.5 vor Redispatch auch zu einer Zunahme von Situationen, in welchen die Übertragungsleitungen überlastet sind. Die netzentlastende Wirkung vor Redispatch der flexiblen Biogasanlagen wird von der zusätzlich induzierten Belastung der elektrischen Heizkessel komplett kompensiert. Der große Vorteil der elektrischen Heizkessel besteht in ihrem signifikanten Kostensenkungspotential. In einem dezentralen Szenario kann der Einsatz der elektrischen Heizkessel nach Tabelle 5.5 und Tabelle 5.8 die Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten schon für den Kraftwerkeinsatz vor Redispatch um 1,7 Mio. Euro reduzieren. Beim regulären Redispatch lassen sich Einsparungen von zusätzlichen 20,3 Mio. Euro realisieren. Die saldierten zusätzlichen Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten des Redispatches mit dezentralem Fokus (Variante 2) sind bei Berücksichtigung von elektrischen Heizkesseln um 55,2 Mio. Euro geringer als ohne.

5.4.3 Vergleich der Auswirkungen auf Kosten und Emissionen

Für einen Vergleich zwischen den verschiedenen Flexibilitätsoptionen und Szenarien ist es sinnvoll, nicht nur die zusätzlichen saldierten Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten zu betrachten, sondern auch die volkswirtschaftlich relevanten eingesparten Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten vor Redispatch zu berücksichtigen. Auch der Einfluss auf CO₂-Emissionen und Überlastungen des Netzes sind Kriterien, nach denen die Flexibilitätsoptionen bewer-

tet werden können. Abbildung 5.10 stellt sowohl die Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten, als auch die CO₂-Emissionen für alle Szenarien dar.

Die Betrachtung der über das komplette Jahr anfallenden Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten zeigt, dass bei Integration aller betrachteten Flexibilitätsoptionen im Szenario „All-Flex“ die Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten nach Redispatch sogar unter den Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten vor Redispatch im Basisszenario liegen. Die Kostensenkungspotentiale werden mit der Einführung der ersten Flexibilitätsoptionen schon zu etwa der Hälfte ausgeschöpft, eine Kombination von verschiedenen Flexibilitätsoptionen mit ähnlichen technischen Parametern kann die Kosten nicht mehr in derselben Höhe senken. Bei einem Redispatch mit dezentralem Fokus (Variante 2) führt die Nutzung von dezentralen Erzeugungskapazitäten mit Hilfe von Blockheizkraftwerken zunächst zu einer erheblichen Erhöhung der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten. Erst durch eine flexiblere Bereitstellung der Redispatcherfordernisse über Speicher, steuerbare industrielle Lasten und elektrische Heizkessel können diese Kosten auch bei einem Redispatch mit dezentralem Fokus reduziert werden.

Auch die CO₂-Emissionen sinken zunächst mit steigendem Anteil an dezentralen Flexibilitäten bei allen betrachteten Situationen des Kraftwerkseinsatzes. Die Effekte sind für den Kraftwerkseinsatz vor und nach konventionellem Redispatch allerdings relativ gering. Bis auf den Einsatz von elektrischen Heizkesseln und einer damit verbundene Last- und Emissionserhöhung beträgt die Änderung der CO₂-Emissionen über alle betrachteten Szenariovariationen hinweg weniger als 0,3%. Dieser Effekt wird durch eine Überlagerung zweier unterschiedlicher Faktoren verursacht. Zum einen führt die Verfügbarkeit von dezentralen Flexibilitäten über die stärkere Ausnutzung bestehender Braun- und Steinkohlekraftwerke zu einer Erhöhung der CO₂-Emissionen. Gleichzeitig verringern diese Flexibilitäten aber den Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke und die damit verbundenen Speicherverluste.¹⁷ Diese Absenkung der elektrischen Last führt zu einer Reduzierung der CO₂-Emissionen. Beide Effekte überlagern sich in den hier dargestellten Szenarien und führen mit der Integration neuer dezentraler Flexibilitäten in Summe zu einem leichten Rückgang der Emissionen. Auffallend ist hier allerdings, dass die CO₂-Emissionen

¹⁷Bei verschiedenen dezentralen Flexibilitäten treten auch Speicherverluste auf. Da die Wirkungsgrade dieser Flexibilitäten aber größer als die Wirkungsgrade der Pumpspeicher sind, sind die Speicherverluste trotz einer verstärkten Nutzung der Flexibilitäten in Summe immer noch reduziert.

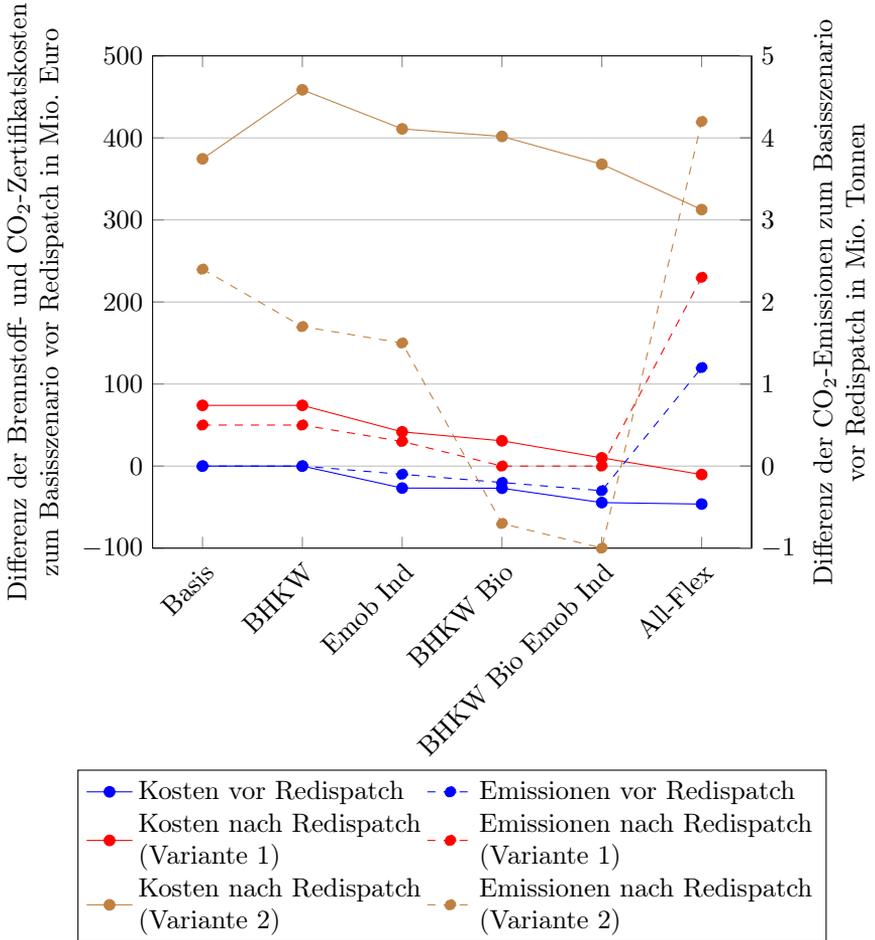


Abbildung 5.10: Vergleich der Differenz der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten sowie der CO₂-Emissionen zu dem Basisszenario vor Redispatch für alle betrachteten Szenarien

bei Redispatch mit dezentralem Fokus (Variante 2) stark abfallen. Bei Szenarien mit vielen dezentralen Flexibilitäten wird die für den Redispatch reduzierte Kraftwerksleistung aus konventionellen Braun- und Steinkohlekraftwerken mit relativ hohen spezifischen CO₂-Emissionen zunehmend von dezentralen Blockheizkraftwerken übernommen. Die CO₂-Emissionen sinken so in den Szenarien mit flexiblen Blockheizkraftwerken und Biogasanlagen sogar unter die Emissionen des regulären Redispatch. Einzig die Einführung der elektrischen Heizkessel führt, auch bei einer Berücksichtigung der eingesparten CO₂-Emissionen im Wärmesektor, zu einem Anstieg der CO₂-Emissionen.

5.5 Schlussfolgerungen

Die Einbindung dezentraler Flexibilitäten in das elektrische Energiesystem erlaubt bei entsprechender Ansteuerung einen Verzicht auf einen Großteil der für den Redispatch notwendigen Leistungserhöhung aus konventionellen Kraftwerken. Bei den hier getroffenen Annahmen werden in 8520 von 8760 Stunden des Jahres keine konventionellen Kraftwerke für die positive Redispatchbereitstellung benötigt. In der Zeit, in der auf konventionelle Kraftwerke noch nicht verzichtet werden kann, ist ihr Einsatz auf maximal 13 % der im regulären Redispatch benötigten Kraftwerksleistung beschränkt. Das heißt, die Vorhaltung positiver Redispatchkapazitäten kann kurz- bis mittelfristig durch die Einbindung dezentraler Flexibilitäten geleistet werden. Die entsprechende Must-Run-Bedingung könnte dann überwiegend entfallen.

Wird die zusätzliche Flexibilität für einen Redispatch genutzt, dieser aber nicht auf eine Vermeidung des Einsatzes konventioneller thermischer Anlagen optimiert, reduziert sich deren Einsatz im Szenario „All-Flex“ trotzdem um 16 %, gleichzeitig sinken die saldierten Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten um 52 %. Der Verzicht auf Leistungserhöhung aus konventionellen Kraftwerken führt über den verstärkten Einsatz dezentraler Blockheizkraftwerke in allen Szenarien zu einer massiven Kostensteigerung. Bei einem Verzicht auf die Leistungserhöhung aus konventionellen Kraftwerken kann auch der kostendämpfende Effekt der anderen dezentralen Flexibilitäten den deutlichen Kostenanstieg nur bedingt verringern. Wie in Abbildung 5.9 und Abbildung 5.10 deutlich wird, sind sowohl die saldierten Redispatchkosten als auch die über das gesamte Jahr anfallenden Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten bei einem

Verzicht auf die Leistungserhöhung aus konventionellen Kraftwerken stark erhöht.

Die Berechnung des Kraftwerkseinsatzes vor und nach dem Redispatch zeigt, dass die Einbindung von dezentralen Flexibilitäten in das elektrische Energiesystem zu einer Verringerung der anfallenden Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten führt. Dies ist sowohl vor, als auch nach der Berechnung des Redispatcheinsatzes der Fall. Einzig bei einem Redispatcheinsatz, welcher die Leistungserhöhung aus konventionellen Kraftwerken vermeidet, führt die verstärkte Nutzung von relativ teuren dezentralen Blockheizkraftwerken zu einer Kostenerhöhung.

Die Kostensenkung kann über zwei verschiedene Effekte der dezentralen Flexibilitäten erklärt werden. Zum einen ermöglicht das Vorhandensein von dezentralen Flexibilitäten eine stärkere Ausnutzung der konventionellen Kraftwerke, welche geringe marginale Kosten aufweisen. Zum anderen können Speicherverluste und damit der generelle Leistungsbedarf gesenkt werden. Dies geschieht über eine Verschiebung von Leistung zwischen Zeiten mit hoher Residuallast und Zeiten niedriger Residuallast. Diese Verschiebung wird im heutigen System unter anderem von Pumpspeichern übernommen. Dezentrale Flexibilitäten sind aber in der Lage diese Verschiebung mit geringeren Speicherverlusten durchzuführen. So können auch Lasten zeitlich verschoben werden, bei denen die Pumpspeicher heute aufgrund ihrer Wirkungsgrade nicht zum Einsatz kommen. Die hohen Speicherwirkungsgrade der betrachteten dezentralen Flexibilitäten ermöglichen zusätzlich eine absolute Reduktion der Speicherverluste und damit eine Verminderung des Einsatzes und der damit verbundenen Kosten der konventionellen Kraftwerke.

Die beiden beschriebenen Effekte wirken sich allerdings auch auf die CO₂-Emissionen des Stromsektors aus. Da Kraftwerke mit geringen marginalen Kosten neben den Kernkraftwerken vor allem Braun- und Steinkohlekraftwerke mit sehr hohen spezifischen CO₂-Emissionen sind, bewirkt deren verstärkte Nutzung zunächst einen Anstieg der CO₂-Emissionen. Die Reduzierung der Speicherverluste und die damit verbundene Reduzierung der elektrischen Last führt allerdings zu einem geringeren Einsatz der thermischen konventionellen Kraftwerke und damit auch zu einer Reduzierung von CO₂-Emissionen. Diese beiden Effekte gleichen sich in etwa aus, sodass die Gesamtwirkung sehr gering ist. Abbildung 5.10 zeigt, dass nur die Flexibilitätsbereitstellung über

elektrische Heizkessel zu einem signifikanten Anstieg der elektrischen Last und der CO₂-Emissionen führt.

Bei einer Analyse des Kostensenkungspotentials dezentraler Flexibilitäten unter Berücksichtigung der Auswirkung auf die CO₂-Emissionen liegt zunächst der Schluss nahe, diese Flexibilitätspotentiale zu heben und sowohl im Markt als auch im Redispatch einzusetzen. Allerdings sollte vor einer solchen Schlussfolgerung eine Kosten-Nutzen-Analyse stehen, da die Erschließung der beschriebenen Potentiale investitionsintensiv und ggf. mit erhöhten Betriebskosten verbunden sein kann. In dieser Arbeit ist die Flexibilität mit dem höchsten Effekt bezüglich einer systemweiten Kostenreduktion die Flexibilisierung der Biogasanlagen über eine Reduzierung der Volllaststunden¹⁸ und die aktive Nutzung des Biogasspeichers.

Die verschiedenen dezentralen Flexibilitäten, welche als Speicheräquivalente angesehen werden können, unterscheiden sich in ihrer grundlegenden Wirkung nicht voneinander. Insofern ist nicht zu erwarten, dass sich die Ergebnisse dieser Arbeit erheblich ändern, wenn anstelle der hier betrachteten dezentralen Flexibilitäten in den angenommenen Größenordnungen gegebenenfalls hier nicht betrachtete Flexibilitäten wie Lastmanagement im GHD-Sektor oder bei den Haushalten oder PV-Anlagen in Privathaushalten mit integrierter Batterie zur Steigerung des Eigenverbrauchs realisiert werden würden.

Abbildung 5.10 zeigt, dass die Differenz der über das gesamte Jahr anfallenden Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten zwischen einer Betrachtung vor und nach dem Redispatcheinsatz mit steigendem Anteil an dezentralen Flexibilitäten sinkt. Dieser Umstand deutet darauf hin, dass sich das volkswirtschaftliche Optimum zwischen Netzausbau und Redispatch bei einem verstärkten Ausbau von dezentralen Flexibilitäten in Richtung Redispatch verschiebt. Aus diesem Grund sollten die Planungen zum Netzausbau, wie in [183] vorgeschlagen, den zukünftigen Redispatcheinsatz mit einbeziehen.

¹⁸In dieser Arbeit ist die Reduzierung der Volllaststunden über eine Leistungserhöhung bei konstanter Erzeugungsmenge realisiert.

6 Zusammenfassung und Ausblick

In der vorliegenden Arbeit wird eine Methodik entwickelt, welche die Berechnung des Redispatcheinsatzes im deutschen Übertragungsnetz ermöglicht. Dabei wird die Auswirkungen einer Integration der Flexibilität aus dezentralen Anlagen in das elektrische Energiesystem dargestellt. Dies wird über die Kombination zweier neu entwickelter Modelle realisiert. Zum einen ein Modell, welches den Kraftwerkseinsatz aller thermischen und dargebotsabhängigen Kraftwerke sowie den Speichereinsatz bestimmt und in Kapitel 2 erläutert wird. Zum anderen ein Übertragungsnetzmodell für Deutschland, beschrieben in Kapitel 3, welches Leistungsflussberechnungen ermöglicht. In Kapitel 5 wird der Redispatch für unterschiedliche Konfigurationen an flexiblen dezentralen Anlagen in sechs verschiedenen Szenarien durchgeführt.

Bei den Analysen der verschiedenen Redispatchberechnungen wird sichtbar, dass eine moderate Reduzierung der Überlastung im Übertragungsnetz vor Redispatchmaßnahmen durch den Einsatz von Speichern in Elektrofahrzeugen und industrielles Lastmanagement erreicht werden kann. Effektiver ist die Flexibilisierung und Marktausrichtung der Biogasanlagen. Dagegen erhöht der Einsatz elektrischer Heizkessel die Überlastungen im Übertragungsnetz. Dies liegt daran, dass die Industrieanlagen mit elektrischen Heizkesseln ihre Brennstoffkosten ökonomisch optimieren und die elektrischen Heizkessel überwiegend zu einer Lasterhöhung und nicht zu einer Reduzierung der Abregelung von Wind- oder PV-Anlagen führt. Gleichzeitig sind die Standorte der elektrischen Heizkessel nicht mit den Standorten korreliert, an denen die elektrische Leistung bereitgestellt wird. Die Nutzung der elektrischen Heizkessel induzieren also einen zusätzlichen Leistungsfluss im Übertragungsnetz.

Insgesamt können durch die Integration von dezentralen Flexibilitäten geringere Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten bei relativ konstanten CO₂-Emis-

sionen erreicht werden. Einzige Ausnahme ist dabei der Einsatz von elektrischen Heizkesseln, welche die Kosten zwar weiter senken, die Emissionen aufgrund der erhöhten generellen Last aber ansteigen lässt. Bei einem Redispatcheinsatz, welcher die Leistungserhöhung aus konventionellen thermischen Kraftwerken weitgehend vermeidet, kann bei der Berücksichtigung dezentraler Flexibilitäten bis zu 99% der benötigten Redispatcherhöhung aus konventionellen Kraftwerken mit Hilfe dezentraler Alternativen ersetzt werden. Allerdings verbleiben in der Spitze auch bei der maximalen Nutzung aller angenommenen Flexibilitäten mit 1,4 GW immer noch rund 13% der im Basiszenario maximal benötigten Leistung aus konventionellen Kraftwerken. Eine Vermeidung der Leistungserhöhung aus konventionellen Kraftwerken lässt die saldierten Kosten für den Redispatcheinsatz etwa um den Faktor zwei ansteigen. Gleichzeitig kann dann die Must-Run-Bedingung „Vorhaltung positiver Redispatchkapazitäten“ zu einem großen Teil durch dezentrale Flexibilitäten bereitgestellt werden und führt nicht mehr zu einem Must-Run-Betrieb konventioneller Kraftwerke.

Die hier dargestellte Möglichkeit einer Minderung der Must-Run-Kapazität durch den Einsatz dezentraler Flexibilitäten ist immer dann besonders wichtig, wenn die Must-Run-Kapazität ansonsten in Konflikt mit der Einspeisung aus erneuerbaren Energien geraten würde. Eine maximale Übernahme der Redispatchaufgaben durch dezentrale Anlagen ist allerdings mit einer signifikanten Erhöhung der Redispatchkosten verbunden. In diesem Zusammenhang ist es insofern notwendig den Einsatz von dezentralen Anlagen nur dann zu forcieren, wenn die Must-Run-Kapazität aus konventionellen Kraftwerken zu einer Abregelung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien führen würde.

Die Redispatchanforderungen können insbesondere dann zu einem bestimmten Faktor innerhalb der Must-Run-Bedingungen werden, wenn der Netzausbau zur Integration neuer Kraftwerksleistung nicht mit den Veränderungen der Angebots- und gegebenenfalls Nachfrageseite synchronisiert werden kann. Bei wissenschaftlichen Arbeiten, welche auf dieser Dissertation aufbauen, ist also herauszustellen, ab wann eine teilweise oder komplette Übernahme der Redispatchaufgaben durch dezentrale Anlagen erforderlich oder wünschenswert ist. In diesem Zusammenhang ist es auch wichtig zu klären, inwiefern die Redispatchanforderungen aus Verzögerung im Netzausbau resultieren und die dezentralen Anlagen zum großen Teil nur temporär eingesetzt werden oder ob diese Anforderungen in ihrer Größenordnung über längere Zeiträume bestehen bleiben. Je nach Einsatzzeitraum könnte sich die Bewertung auf Basis

einer zu erstellenden Kosten-Nutzen-Analyse zwischen den unterschiedlichen dezentralen Flexibilitäten verschieben.

Selbst bei einer positiven Kosten-Nutzen-Analyse ist im Folgenden in jedem Fall zu untersuchen, welche Auswirkungen die zentrale Steuerung dezentraler Flexibilitäten auf die Betriebsmittelbelastung im Verteilnetz hat. Dabei ist besonders kritisch, dass nach der hier entwickelten Methodik innerhalb einer Region für verschiedene Flexibilitäten ein Gleichzeitigkeitsgrad von eins anzunehmen ist.

Bei einer systemtechnischen Bewertung der unterschiedlichen Flexibilitäten ist zukünftig auch zu ermitteln, ob der Einsatz dieser Flexibilitäten für Redispatchhandlungen das wünschenswerte Einsatzgebiet ist oder welche anderen Einsatzzwecke denkbar und gegebenenfalls sogar vorteilhaft wären. Auch ist zu fragen, ob eine Reduzierung der Must-Run-Kapazitäten über eine zentrale Steuerung dieser Flexibilitäten in einem anderen Bereich besser erreicht werden könnte. So könnten dezentrale Flexibilitäten beispielsweise über Regelleistungsbereitstellung oder elektrische Heizkessel über eine alternative Wärmebereitstellung verschiedene Must-Run-Bedingungen und damit die benötigten Must-Run-Kapazitäten reduzieren.

Im Rahmen einer Weiterentwicklung der hier vorgestellten Netzmodellierung sollte zukünftig genau beobachtet werden, in welcher Weise die offene Geodatenbank OSM in Bezug auf die Darstellung des Übertragungsnetzes erweitert und verbessert wird. Bei einer zufriedenstellenden Datenqualität in Europa könnten die hier entwickelten Abstraktionsschritte mit geringen Anpassungen ein Modell des europäischen Übertragungsnetzes generieren. Gleichzeitig gibt es im Bereich der Energiewirtschaft eine Entwicklung hin zu offene und über Lizenzen nutzbare Datensätze. Sollten die Übertragungsnetzbetreiber in der Zukunft georeferenzierte, konsistente und nutzbare Datensätze anbieten, wären diese aktueller und mit genaueren technischen Parametern versehen und aus diesem Grunde vorzuziehen.

Schließlich ist bei einer Erschließung dezentraler Flexibilitätspotentiale auch zu fragen, ob sich das Optimum zwischen Netzausbau und Redispatcheinsatz über den kostengünstigen Einsatz der vorhandenen Flexibilitäten in Richtung Redispatcheinsatz verschiebt. Die Ergebnisse dieser Arbeit deuten darauf hin, dass der zunehmende Einsatz dezentraler Flexibilitäten die Mehrkosten des Redispatches reduziert, Netzausbaumaßnahmen also gegebenenfalls überflüssig machen könnte.

7 English Summary

In this thesis, a methodology has been developed which enables the calculation of the redispatch behaviour within the German transmission grid. The effect of integrating flexibility from decentralised devices can be shown. This has been achieved by combining two newly developed models. Firstly, a model that determines the use of all thermal and supply-dependent power plants and the use of storage facilities which is explained in Chapter 2. Secondly, a grid model, described in Chapter 3, which enables power flow calculations. In Chapter 5 the redispatch calculations for different configurations of flexible decentralised devices are carried out in six different scenarios. It can be shown that an increase in the flexibility of the electrical system leads to a change in the loading of the transmission grid, the fuel and CO₂ certificate costs, the net redispatch costs and the total CO₂ emissions. A moderate reduction of overloading in the transmission grid prior to redispatch measures can be achieved by using storage facilities in electric vehicles and industrial load management. Even more effective is the flexibility and market orientation of biogas power plants. The use of electric boilers, on the other hand, increases the overloads in the transmission grid. Overall, lower fuel and CO₂ certificate costs can be achieved through the integration of decentralised flexibilities. The CO₂ emissions even stay on a relatively constant level. The only exception is the use of electric boilers, which further reduces costs but increase emissions due to the increased general load.

It can be shown that up to 99% of the required power increase from thermal conventional power plants can be replaced with the aid of decentralised alternatives. This is possible by using a redispatch strategy, which largely avoids the capacity increase from conventional thermal power plants and taking plausible decentralised flexibilities into account. However, even with the maximum utilisation of all assumed flexibilities, around 13% of the power required in the baseline scenario from conventional power plants remains to be filled by these power plants. Avoiding the use of conventional power plants

also increases the net costs for redispatch by a factor of five to six. At the same time, the must-run condition of maintaining positive redispatch capacities can be provided by distributed flexibilities and no longer leads to a must-run operation of conventional power plants.

The possibility of reducing the must-run capacity through the use of decentralised flexibility is particularly important if the must-run capacity would otherwise come into conflict with the supply from renewable energies. However, a maximal takeover of the redispatch tasks by decentralised systems is connected with a significant increase of the direct redispatch costs. In this context, it is necessary to use decentralised flexibilities only if the must-run capacity from conventional power plants would lead to a reduction of the feed-in from renewable energies.

The redispatch requirements can become a determining factor within the must-run conditions in particular if the grid expansion to integrate new power plant capacity cannot be synchronised with the changes on the supply and demand side. It is therefore particularly important for future research, to emphasise the point at which a partial or complete takeover of the redispatch tasks by decentralised systems is necessary or desirable. In this context, it is also important to clarify to what extent the redispatch requirements result primarily from delays in grid expansion and the decentralised flexibilities are only used temporarily, or whether these requirements remain in their order of magnitude over longer periods of time. Depending on the period of use, the rating could shift between the different decentralised flexibilities on the basis of a cost-benefit analysis.

Even in the case of a positive cost-benefit analysis, the effects of centralised control of decentralised flexibility on the equipment in the distribution network must always be examined. It is particularly critical that, according to the methodology developed here, a simultaneity factor of one can be assumed for different flexibilities within a region.

When assessing the different flexibilities in the system, it must also be determined whether the use of these flexibilities for redispatch is the desirable area of application or which other purposes would be conceivable or even more advantageous. In this context it remains an open question, if a reduction in must-run capacity could be better achieved by using these flexibilities for other purposes. Decentralised flexibility could for example reduce must-run capacities by providing control power. As an alternative to being used for

the redispatch, electric boilers could also reduce the must-run condition of 'heat supply in cogeneration plants' by providing an alternative source of heat supply.

In the context of a further development of the grid modelling presented here, it should be closely observed how the open geo database OSM will be expanded and improved with regard to the representation of the extra-high voltage grids. If the data quality in Europe is satisfactory, the abstraction steps developed here could generate a model of the European georeferenced extra-high voltage grid with minor adjustments. At the same time, there is a growing trend in the energy industry towards open data sets which are published with licenses allowing them to be used. If transmission system operators were to offer georeferenced, consistent and usable data sets in the future, these would most likely be more up-to-date and provided with more precise technical parameters.

Finally, when tapping decentralised flexibility potentials, it must also be asked whether the optimum between network expansion and redispatch usage is shifting towards redispatch through the cost-effective use of available flexibilities. The results of this work indicate that the increasing use of decentralised flexibilities reduces the additional costs of redispatching.

Literaturverzeichnis

- [1] WEHNERT, Timon ; BEST, Benjamin ; ANDREEVA, Tatiana: *Kohleausstieg: Analyse von aktuellen Diskussionsvorschlägen und Studien*. Wuppertal, April 2017
- [2] KLATT, Matthias ; PFEIFFER, Klaus ; BENDIG, Martin ; PLATTA, Kristian ; MATZEKAT, David: *Betrachtungen zur Mindesterzeugung von Braunkohlekraftwerken im Kontext des Netzbetriebs - Systemmehrwert durch höhere Flexibilität*. Februar 2018
- [3] NÜSSLER, Ariette: *Congestion and Redispatch in Germany. A model-based analysis of the development of redispatch.*, Universität zu Köln, Diss., 2012
- [4] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH: *Redispatch-Maßnahmen*. <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Redispatch>. Version: Mai 2017
- [5] GERARD, Helena ; PUENTE, Enrique Israel R. ; SIX, Daan: Coordination between transmission and distribution system operators in the electricity sector: A conceptual framework. In: *Utilities Policy* 50 (2018), S. 40 – 48
- [6] RAMOS, Ariana ; JONGHE, Cedric D. ; GÓMEZ, Virginia ; BELMANS, Ronnie: Realizing the smart grid's potential: Defining local markets for flexibility. In: *Utilities Policy* 40 (2016), S. 26 – 35
- [7] SCHLEGEL, Stefan: *Wahrung der Netzsicherheit durch Nutzung flexibler Lasten am Beispiel des gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen.*, Universität Ilmenau, Diss., 2015
- [8] BUNDESNETZAGENTUR: *Monitoringbericht 2009*. Bonn, 2009
- [9] BUNDESNETZAGENTUR: *Monitoringbericht 2010*. Bonn, 2010
- [10] BUNDESNETZAGENTUR: *Monitoringbericht 2011*. Bonn, 2011

-
- [11] BUNDESNETZAGENTUR: *Monitoringbericht 2012*. Bonn, Februar 2012
- [12] BUNDESNETZAGENTUR: *Monitoringbericht 2013*. Bonn, Juni 2014
- [13] BUNDESNETZAGENTUR: *Monitoringbericht 2014*. Bonn, November 2014
- [14] BUNDESNETZAGENTUR: *Monitoringbericht 2015*. Bonn, März 2016
- [15] BUNDESNETZAGENTUR: *Monitoringbericht 2016*. Bonn, November 2016
- [16] BUNDESNETZAGENTUR: *Monitoringbericht 2017*. Bonn, Dezember 2017
- [17] BUNDESNETZAGENTUR: *EnLAG-Monitoring Stand der Vorhaben aus dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum vierten Quartal 2015*. Februar 2016
- [18] BUNDESNETZAGENTUR: *Smart Grid und Smart Market*. Bonn, Dezember 2011
- [19] FORSCHUNGSGEMEINSCHAFT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN UND STROMWIRTSCHAFT(FGH) E.V.: *Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks*. Januar 2012
- [20] HIRTH, Lion: Minimal Thermal Generation in Power Systems- Inferring Private Cost Parameters from Observed Firm Behavior. In: *USAEE Working Paper No. 15-203* (2015), Februar
- [21] CONSENTEC GMBH: *Konventionelle Mindesterzeugung – Einordnung, aktueller Stand und perspektivische Behandlung*. Januar 2016
- [22] BUNDESNETZAGENTUR: *Bericht über die Mindesterzeugung*. März 2017
- [23] TURSCHNER, Dirk ; BEUSHAUSEN, Lennard ; GOLLENSTEDTE, Julian ; ENGEL, Bernd ; RAUSCHER, Florian ; SEIDEL, Julia ; UNGER, Daniel: *Technische Mindesterzeugung des Kraftwerksparks bis zum Jahr 2030 in Niedersachsen und Deutschland*. Juni 2017
- [24] AGORA ENERGIEWENDE: *Energiewende und Dezentralität. Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte*. Februar 2017
- [25] BUNDESNETZAGENTUR: *EEG in Zahlen 2016*. 2017

- [26] *Kapitel* Akteursvielfalt und Bürgerbeteiligung im Kontext der Energiewende in Deutschland: das EEG und seine Reform. In: OHLHORST, Dörte: *Handbuch Energiewende und Partizipation*. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2018, S. 101–124
- [27] SYNWOLDT, Christian: *Dezentrale Energieversorgung mit regenerativen Energien - Technik, Märkte, kommunale Perspektiven*. Malborn : Springer-Vieweg, 2016
- [28] BRAUNER, Günther: *Energiesysteme: regenerativ und dezentral - Strategien für die Energiewende*. Wiesbaden : Springer-Vieweg, 2016
- [29] BDI E.V.: *Klimapfade für Deutschland*. Januar 2018
- [30] ÖKO-INSTITUT E.V., Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung: *Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht*. Dezember 2015
- [31] DOLESKI, Oliver D.: *Herausforderung Utility 4.0: Wie sich die Energiewirtschaft im Zeitalter der Digitalisierung verändert*. Springer Fachmedien, 2017
- [32] ELSNBAST, Wolfgang ; KÄMPFER, Florian ; JANSSEN, Matthias ; PERNER, Jens: Koordinations- und Regulierungsbedarf bei der netzdienlichen Nutzung dezentraler Flexibilität im Stromverteilnetz. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 67 (2017), Nr. 7, S. 8–12
- [33] ENERGIETECHNISCHEN GESELLSCHAFT IM VDE (ETG): *Marktbaasierte Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze*. Frankfurt am Main, September 2014
- [34] BERGMAN, Lars: Energy Policy Modeling: A survey of general equilibrium approaches. In: *Journal of Policy Modeling* 10 (1988), Nr. 3, S. 377 – 399. – Special Issue: SAM-Based Models
- [35] FOLEY, Aoife M. ; Ó GALLACHÓIR, Brian P. ; HUR, Jin ; BALDICK, Ross ; MCKEOGH, Eamon J.: A strategic review of electricity systems models. In: *Energy* 35 (2010), Nr. 12, S. 4522 – 4530. – The 3rd International Conference on Sustainable Energy and Environmental Protection, SEEP 2009
- [36] MILANO, Federico: *Power System Modelling and Scripting*. Berlin, Heidelberg : Springer Science & Business Media, 2010

- [37] VENTOSA, Mariano ; BAÍLLO, Álvaro ; RAMOS, Andrés ; RIVIER, Michel: Electricity market modeling trends. In: *Energy Policy* 33 (2005), Nr. 7, S. 897 – 913
- [38] OEDING, Dietrich ; OSWALD, Bernd R.: *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2016
- [39] 50HERTZ: *Statistisches Netzmodell der 50Hertz Transmission GmbH*. <http://www.50hertz.com/de/Anschluss-und-Zugang/Europaeischer-Stromhandel-und-Engpassmanagement/Statistisches-Netzmodell>. Version: Februar 2017
- [40] AMPRION: *Statistisches Netzmodell*. <https://www.amprion.net/Strommarkt/Engpassmanagement/Statistisches-Netzmodell/>. Version: Mai 2017
- [41] TENNET TSO: *Statistisches Netzmodell*. <https://www.tennettso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/statistisches-netzmodell/statistisches-netzmodell>. Version: Januar 2017
- [42] TRANSNET BW: *Netzmodell: Daten zum statistisches Netzmodell*. https://www.transnetbw.de/files/xls/strommarkt/170110_Netzdaten_Veroeffentlichung.xlsx. Version: Januar 2017
- [43] GRIMM, Veronika ; OCKENFELS, Axel ; ZOETTL, Gregor: Strommarkt-design: Zur Ausgestaltung der Auktionsregeln an der EEX. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 32 (2008), Nr. 3, S. 147–161
- [44] EPEX SPOT: *15-minute contracts successfully launched on german intraday market*. press release. <https://www.epexspot.com/document/29113/15-Minute%20Intraday%20Call%20Auction>. Version: Dezember 2011
- [45] EUROPEAN ENERGY EXCHANGE AG: *Geschäftsbericht 2012*. März 2013
- [46] EUROPEAN ENERGY EXCHANGE AG: *Geschäftsbericht 2015*. April 2016
- [47] BMU: *Leitstudie 2010 – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. 2010

- [48] VGB: *Analyse der Nichtverfügbarkeit von Wärmekraftwerken 2002 - 2011*. Essen, August 2012
- [49] GORES, Sabine ; JÖRSS, Wolfram ; ZELL-ZIEGLER, Carina: *Aktueller Stand der KWK-Erzeugung (Dezember 2015)*. Dezember 2015
- [50] SCHAUMANN, Gunter ; SCHMITZ, W. K. ; SCHAUMANN, Gunter (Hrsg.) ; SCHMITZ, W. K. (Hrsg.): *Einführung Kraft-Wärme-Kopplung*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2010. – 1–3 S.
- [51] GASPAROVIČ, Nebosja: Die Wirkungsgrade der Kraft-Wärme-Kopplung: Ein Vergleich. In: *Brennstoff-Wärme-Kraft* 34 (1982), Nr. 2, S. 83–86
- [52] MERTEN, Frank ; KRÜGER, Christine ; NEBEL, Arjuna ; SCHÜWER, Dietmar ; LECHTENBÖHMER, Stefan: Klimapolitischer Beitrag kohlenstoffarmer Energieträger in der dezentralen Stromerzeugung sowie ihre Integration als Beitrag zur Stabilisierung der elektrischen Versorgungssysteme: Endbericht. (2014)
- [53] MERKEL, Erik ; KUNZE, Robert ; MCKENNA, Russell ; FICHTNER, Wolf: Modellgestützte Bewertung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes 2016 anhand ausgewählter Anwendungsfälle in Wohngebäuden. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 41 (2017), Mar, Nr. 1, S. 1–22
- [54] AG ENERGIEBILANZEN: *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2015*. Juli 2016
- [55] BUNDESNETZAGENTUR: *Kraftwerkliste*. http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/Kraftwerkliste_2015.xlsx. Version: Juni 2016
- [56] 50HERTZAMPRIONTENNET TSO TRANSNETBW: *Kraftwerkliste zum Szenariorahmen NEP/O-NEP 2016*. <http://www.netzentwicklungsplan.de/file/3374/download?token=kjQUkkuw>. Version: Juli 2016
- [57] UMWELTBUNDESAMT: *Kraftwerke in Deutschland*. Datenbank. <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/>

- files/medien/376/dokumente/kraftwerke_in_deutschland_2016_kraftwerksdatenbank.xls. Version: April 2016
- [58] BDEW: *BDEW-Kraftwerksliste*. <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/bdew-kraftwerksliste-2015-veroeffentlicht-de>. Version: Januar 2016
- [59] UMWELTBUNDESAMT: *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*. Februar 2017
- [60] MOLOD, Andrea M. ; TAKACS, Lawrence L. ; SUAREZ, Max J. ; BACMEISTER, Julio T.: Development of the GEOS-5 atmospheric general circulation model: evolution from MERRA to MERRA2. In: *Geoscientific Model Development* 8 (2015), Nr. 5, S. 1339–1356
- [61] STAFFELL, Iain ; PFENNINGER, Stefan: Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. In: *Energy* 114 (2016), S. 1224 – 1239
- [62] BERG, Aaron A. ; FAMIGLIETTI, James S. ; WALKER, Jeffrey P. ; HOUSER, Paul R.: Impact of bias correction to reanalysis products on simulations of North American soil moisture and hydrological fluxes. In: *Journal of Geophysical Research: Atmospheres* 108 (2003), August, Nr. D16, S. 1–15
- [63] HAU, Erich: *Windkraftanlagen. Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2008
- [64] WETTERDIENST, Deutscher: *Mittlerer Tagesgang der Windgeschwindigkeit am 99m-Mast*. 2013
- [65] *Kapitel Meteorologische Größen: Ihre Messung sowie räumliche und zeitliche Variabilität*. In: KLOSE, Brigitte ; KLOSE, Heinz: *Meteorologie: Eine interdisziplinäre Einführung in die Physik der Atmosphäre*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2016, S. 101–259
- [66] DEUTSCHES INSTITUT FÜR BAUTECHNIK: *Zuordnung der Windzonen nach Verwaltungsgrenzen*. https://www.dibt.de/de/Geschaeftsfelder/data/Windzonen_nach_Verwaltungsgrenzen.xls. Version: April 2015
- [67] IWES: *Windmonitor*. http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windmonitor_de/. Version: Februar 2017

- [68] BERKHOUT, Volker ; FAULSTICH, Stefan ; GÖRG, Philip ; HAHN, Berthold ; LINKE, Katrin ; NEUSCHÄFER, Moritz ; PFAFFEL, Sebastian ; RAFIK, Khalid ; ROHRIG, Kurt ; ROTHKEGEL, Renate ; ZIESSE, Mark: *Windenergie Report Deutschland 2013*. Stuttgart, Juni 2014
- [69] BÖTTCHER, Jörg: *Handbuch Offshore-Windenergie - Rechtliche, technische und wirtschaftliche Aspekte*. Berlin : Walter de Gruyter, 2013
- [70] DURSTEWITZ, Michael ; LANGE, Bernhard: *Meer – Wind – Strom - Forschung am ersten deutschen Offshore-Windpark alpha ventus*. Berlin Heidelberg New York : Springer-Verlag, 2016
- [71] ATHAMNA, Issam: *Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks*, Bergische Universität Wuppertal, Diss., 2015. – Nr. 5 der Schriftenreihe „Neue Energie aus Wuppertal“
- [72] SENVION SE: *Datenblatt 3.0M122*. 2014
- [73] ENERCON: *ENERCON Produktübersicht*. Juni 2013
- [74] SIEMENS AG: *Thoroughly tested, utterly reliable - Siemens Wind Turbine SWT-3.6-120*. 2011
- [75] TENNET: *Tatsächliche und prognostizierte Windenergieeinspeisung*. <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-windenergieeinspeisung>. Version: April 2016
- [76] 50HERTZ: *Archiv Windenergie*. <http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen/Windenergie/Archiv-Windenergie>. Version: März 2016
- [77] DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR SONNENENERGIE E.V: *EEG Anlagenregister 2015*. <http://www.energymap.info/download.html>. Version: August 2015
- [78] AMPRION: *Einspeisung von Windenergie*. <http://www.amprion.net/windenergieeinspeisung>. Version: April 2016
- [79] TRANSNETBW: *Windenergie*. <http://www.transnetbw.de/de/kennzahlen/erneuerbare-energien/windenergie>. Version: März 2016

- [80] PFENNINGER, Stefan ; STAFFELL, Iain: Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. In: *Energy* 114 (2016), S. 1251 – 1265
- [81] *Kapitel Solartechnik*. In: BOLLIN, Elmar: *Energietechnik: Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf*. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015, S. 359–399
- [82] BUNDESNETZAGENTUR: *Datenmeldungen vom 1. August 2014 bis 31. Januar 2017*. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/Datenmeldungen/Meldungen_Aug-Jan2017.xlsx?__blob=publicationFile&v=2. Version: März 2017
- [83] AG ENERGIEBILANZEN: *Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern*. Januar 2016
- [84] ENTSO-E: *Transparency Platform*. <https://transparency.entsoe.eu/>. Version: Januar 2017
- [85] BMU: *EEG-Erfahrungsbericht 2011 - Vorhaben V Integration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und konventionellen Energieträgern*. 2011
- [86] FILZEK, Dirk ; NICKLAUS, Lars ; WELTEKE-FABRICIUS, Uwe: *Marktkonforme Stromerzeugung mit Biogas und Biomethan*. April 2012
- [87] KONSTANTIN, Panos: *Praxisbuch Energiewirtschaft - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*. 3. Aufl. Berlin Heidelberg New York : Springer-Verlag, 2013
- [88] BRAUNER, Günther: Prospects of decentralized energy supply. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 126 (2009), Nr. 3, S. 78–82
- [89] AGENTUR FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN: *Studienvergleich: Entwicklung der Volllaststunden von Kraftwerken in Deutschland*. Juli 2013
- [90] ENTSO-E: *Consumption Data*. <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/Pages/>. Version: Februar 2017
- [91] ENTSO-E: *Specific national considerations - Data Expert Group*. September 2016

- [92] AG ENERGIEBILANZEN: *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2015*. März 2017
- [93] *Kapitel* Energiewende in der Industrie. In: GOCHERMANN, Josef: *Expedition Energiewende*. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2016, S. 115–145
- [94] MEESE, Jan ; KORNRUMPF, Tobias ; DAHLMANN, Benedikt ; VÖLSCHOW, Andy ; MARQUARDT, Tobias ; ZDRALLEK, Markus: Multi-market optimization of industrial flexibility — Market comparison and field test results. In: *CIREC Workshop 2016*, 2016, S. 1–4
- [95] MEESE, Jan: *Dynamische Stromtarife zur Erschließung von Flexibilität in Industrieunternehmen*, Bergische Universität Wuppertal, Diss., 2018. – Nr. 18 der Schriftenreihe „Neue Energie aus Wuppertal“
- [96] KLEINHANS, David: Towards a systematic characterization of the potential of demand side management. In: *arXiv preprint arXiv:1401.4121* (2014)
- [97] KLOBASA, Marian: *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten*, ETH Zürich, Diss., 2007
- [98] PREGGER, Thomas ; TENA, Diego Luca d. ; SCHMID, Stephan ; WILLEHAUSSMANN, Bernhard ; POLLOK, Thomas ; SOWA, Torsten: Optimierte Integration der Elektromobilität in das Stromversorgungssystem bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 37 (2013), Nr. 4, S. 297–306
- [99] *Kapitel* Energiewende durch neue (Elektro-)Mobilität? Intersektorale Annäherungen zwischen Verkehr und Energienetzen. In: CANZLER, Weert ; ENGELS, Franziska ; ROGGE, Jan-Christoph ; SIMON, Dagmar ; WENTLAND, Alexander: *Die Energiewende aus wirtschaftssoziologischer Sicht: Theoretische Konzepte und empirische Zugänge*. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2017, S. 119–147
- [100] KRAFTFAHRT-BUNDESAMT: *Bestand an Pkw in den Jahren 2007 bis 2016 nach ausgewählten Kraftstoffarten*. http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/b_umwelt_z.html?nn=663524. Version: Mai 2017

- [101] FÜSSEL, Andreas: *Technische Potenzialanalyse der Elektromobilität - Stand der Technik, Forschungsausblick und Projektion auf das Jahr 2025*. Berlin Heidelberg New York : Springer-Verlag, 2017
- [102] FOLLMER, Robert ; GRUSCHWITZ, Dana ; JESKE, Birgit ; QUANDT, Sylvia ; LENZ, Barbara ; NOBIS, Claudia ; KÖHLER, Katja ; MEHLIN, Markus: *Mobilität in Deutschland 2008*. Februar 2010
- [103] SCHLESINGER, Michael ; LINDENBERGER, Dietmar ; LUTZ, Christian: *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung*. August 2010
- [104] LEITINGER, Christoph ; LITZLBAUER, Markus: Netzintegration und Ladestrategien der Elektromobilität. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 128 (2011), Nr. 1, S. 10–15
- [105] PREGGER, Thomas ; TENA, Diego Luca d. ; O’SULLIVAN, Marlene ; ROLOFF, Nils ; SCHMID, Stephan ; PROPFE, Bernd ; HÜLSEBUSCH, Dirk ; WILLE-HAUSSMANN, Bernhard ; SCHWUNK, Simon ; WITTEWERT, Christof: Perspektiven von Elektro-/Hybridfahrzeugen in einem Versorgungssystem mit hohem Anteil dezentraler und erneuerbarer Energiequellen. (2012)
- [106] PREGGER, Thomas ; TENA, Diego L. ; SCHMID, Stephan ; WILLE-HAUSSMANN, Bernhard ; POLLOK, Thomas ; SOWA, Torsten: Optimierte Integration der Elektromobilität in das Stromversorgungssystem bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 37 (2013), Nr. 4, S. 297–306
- [107] NEBEL, Arjuna ; KRÜGER, Christine ; MERTEN, Frank: Vehicle to grid and demand side management - an assessment of different strategies for the integration of electric vehicles. In: *IET Conference Proceedings* (2011), Januar, S. 143–143(1)
- [108] *Kapitel* Elektrofahrzeuge als virtuelle Speicher zur Kompensierung volatiler erneuerbarer Energien in Deutschland – Ein neues Geschäftsmodell? In: FOURNIER, Guy ; BAUMANN, Manuel ; BUCHGEISTER, Jens ; WEIL, René Marcel *Schritte in die künftige Mobilität: Technische und betriebswirtschaftliche Aspekte*. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013, S. 253–271

- [109] LINK, Jochen: *Elektromobilität und erneuerbare Energien: Lokal optimierter Einsatz von netzgekoppelten Fahrzeugen*, Technische Universität Dortmund, Diss., Dezember 2011
- [110] KÜNZEL, Thomas ; KLUMPP, Florian ; WEIDLICH, Anke: Methodische Quantifizierung der Bereitstellungskosten flexibler Systemkomponenten im deutschen Stromsystem. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 41 (2017), Mar, Nr. 1, S. 33–55
- [111] BLASIUS, Erik: *Ein Beitrag zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen als steuerbare Lasten und mobile Speicher durch einen Aggregator*, BTU Cottbus - Senftenberg, doctoralthesis, Mai 2016
- [112] CLEGG, Stephen ; MANCARELLA, Pierluigi: Storing renewables in the gas network: modelling of power-to-gas seasonal storage flexibility in low-carbon power systems. In: *IET Generation, Transmission & Distribution* 10 (2016), February, S. 566–575
- [113] *Kapitel Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem: Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten*. In: ZAPF, Martin: *Power-to-Gas - Stand der Technik und Einsatzmöglichkeiten*. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2017, S. 165–265
- [114] GÖTZ, Manuel ; LEFEBVRE, Jonathan ; MÖRS, Friedemann ; KOCH, Amy M. ; GRAF, Frank ; BAJOHR, Siegfried ; REIMERT, Rainer ; KOLB, Thomas: Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. In: *Renewable Energy* 85 (2016), S. 1371 – 1390
- [115] TALAQ, Jawad H. ; EL-HAWARY, Ferial ; EL-HAWARY, Mohamed E.: A summary of environmental/economic dispatch algorithms. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 9 (1994), August, Nr. 3, S. 1508–1516
- [116] PFLUGER, Benjamin: *Assessment of least-cost pathways for decarbonising Europe's power supply : a model-based long-term scenario analysis accounting for the characteristics of renewable energies -*. Karlsruhe : KIT Scientific Publishing, 2014
- [117] *Kapitel Grundlagen der Planung in zeitlich offenen Entscheidungsfeldern*. In: SCHLÜCHTERMANN, Jörg: *Planung in zeitlich offenen Entscheidungsfeldern*. Wiesbaden : Gabler Verlag, 1996, S. 15–38

- [118] TUOHY, Aidan ; DENNY, Eleanor ; O'MALLEY, Mark: Rolling Unit Commitment for Systems with Significant Installed Wind Capacity. In: *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, 2007, S. 1380–1385
- [119] KRÜGER, Christine ; BUDDEKE, Mathis ; MERTEN, Frank ; NEBEL, Arjuna: Modelling the interdependencies of storage, DSM and grid-extension for Europe. In: *12th International Conference on the European energy market (EEM) : 19-22 May 2015, Lisbon*. New York, NY : Inst. of Electrical and Electronics Engineers, 2015, S. 1–5
- [120] WARRINGTON, Joseph ; HOHL, Christian ; GOULART, Paul J. ; MORARI, Manfred: Rolling Unit Commitment and Dispatch With Multi-Stage Recourse Policies for Heterogeneous Devices. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 31 (2016), Jan, Nr. 1, S. 187–197
- [121] WITTE, Philip ; KALTSCHMITT, Martin: Dezentrale Steuerung eines Pools von Wärmepumpen auf Basis spieltheoretischer Methoden. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* (2017), May
- [122] *Kapitel Optimierung von Verbundsystemen*. In: SCHELLONG, Wolfgang: *Analyse und Optimierung von Energieverbundsystemen*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2016, S. 419–494
- [123] ASLAK PETERSEN, Jeanne ; HEIDE-JØRGENSEN, Ditte M. ; DETLEFSEN, Nina K. ; BOOMSMA, Trine K.: Short-term balancing of supply and demand in an electricity system: forecasting and scheduling. In: *Annals of Operations Research* 238 (2016), Mar, Nr. 1, S. 449–473
- [124] BUNDESNETZAGENTUR: *Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2017/2018 sowie das Jahr 2018/2019*. Bonn, April 2017
- [125] OPENSTREETMAP CONTRIBUTORS: *Planet dump retrieved from <https://planet.osm.org>* . <https://www.openstreetmap.org>, 2017
- [126] MEDJROUBI, Wided ; MÜLLER, Ulf P. ; SCHARF, Malte ; MATKE, Carsten ; KLEINHANS, David: Open Data in Power Grid Modelling: New Approaches Towards Transparent Grid Models. In: *Energy Reports* 3 (2017), S. 14 – 21
- [127] *Kapitel AC Power Flow Simulations within an Open Data Model of a High Voltage Grid*. In: MÜLLER, Ulf P. ; CUSSMANN, Ilka ; WINGENBACH, Clemens ; WENDIGGENSEN, Jochen: *Advances and New Trends*

- in Environmental Informatics: Stability, Continuity, Innovation*. Cham : Springer International Publishing, 2017, S. 181–193
- [128] SCHARF, Malte: *Entwicklung eines Modells des deutschen Übertragungsnetzes auf Basis der offenen Geodatenbank OpenStreetMap.*, Hochschule Flensburg, Bachelorarbeit, 2015
- [129] *Kapitel OpenStreetMap*. In: KESSLER, Carsten: *Encyclopedia of GIS*. Cham : Springer International Publishing, 2017, S. 1493–1498
- [130] GRIESBAUM, Luisa ; ECKLE, Melanie ; HERFORT, Benjamin ; RAIFER, Martin ; ZIPF, Alexander: Partizipative Methoden zur Erfassung und Verarbeitung von Geoinformationen. In: *HMD Praxis der Wirtschaftsinformatik* 54 (2017), Aug, Nr. 4, S. 563–574
- [131] RAMM, Frederik ; TOPF, Jochen: *OpenStreetMap - die freie Weltkarte nutzen und mitgestalten*. 3. Aufl. Berlin : Lehmanns Media, 2010
- [132] BUNDESNETZAGENTUR: *EnLAG-Monitoring Stand der Vorhaben aus dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) nach dem ersten Quartal 2017*. April 2017
- [133] DREESMANN, Michael: Wie gut sind OpenStreetMap-Daten? In: *Vermessung Brandenburg* 1/2012 (2012), März
- [134] *Kapitel Elektrische Energieversorgung*. In: SCHULZ, Detlef: *Handbuch Elektrotechnik: Grundlagen und Anwendungen für Elektrotechniker*. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2016, S. 1009–1074
- [135] BRAKELMANN, Heinrich: *Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel?* Oktober 2004
- [136] ZIELSTRA, Dennis ; HOCHMAIR, Hartwig: Using Free and Proprietary Data to Compare Shortest-Path Lengths for Effective Pedestrian Routing in Street Networks. In: *Transportation Research Record: Journal of the Transportation Research Board* 2299 (2012), S. 41–47
- [137] BARRON, Christopher ; NEIS, Pascal ; ZIPF, Alexander: A Comprehensive Framework for Intrinsic OpenStreetMap Quality Analysis. In: *Transactions in GIS* 18 (2014), Nr. 6, S. 877–895

- [138] *Kapitel* Quality Evaluation of Volunteered Geographic Information: The Case of OpenStreetMap. In: ZHANG, Hongyu ; MALCZEWSKI, Jacek: *Volunteered Geographic Information and the Future of Geospatial Data* -. Hershey : IGI Global, 2017, S. 19–46
- [139] *Kapitel* Netzbetrieb. In: SCHWAB, Adolf J.: *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2015, S. 771–806
- [140] *Kapitel* Strukturwandel in der Elektroenergieversorgung. In: SCHEFFLER, Jörg: *Verteilnetze auf dem Weg zum Flächenkraftwerk : Rechtlicher Rahmen, Erzeuger, Netze*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2016, S. 1–22
- [141] ENTSO-E: *ENTSO-E Transmission System Map*. <https://www.entsoe.eu/map/Pages/default.aspx>. Version: Oktober 2016
- [142] AMPRION: *Strukturmerkmale*. <http://www.amprion.net/strukturmerkmale>. Version: April 2017
- [143] 50HERTZ: *Netzüberblick*. <http://www.50hertz.com/de/50Hertz/Netzueberblick>. Version: März 2016
- [144] TENNET TSO: *Strukturmerkmale*. <http://www.tennettso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/strukturmerkmale>. Version: August 2016
- [145] TRANSNET BW: *Strukturdaten für das Jahr 2015*. https://www.transnetbw.de/de/transparenz/marktdaten/strukturdaten#jahr_2015. Version: April 2017
- [146] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR: *dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick auf 2025*. Berlin, November 2010
- [147] BARRIOS BÜCHEL, Hans ; NATEMEYER, Hendrik ; WINTER, Sebastian: *Leistungsflüsse und Netzauslastung im europäischen Übertragungsnetz bis 2050*. Aachen, 2015
- [148] JARASS, Lorenz ; OBERMAIR, Gustav M.: *Welchen Netzbau erfordert die Energiewende? - unter Berücksichtigung des Netzentwicklungsplans 2012*. Münster : MV-Verlag, 2012

- [149] BUNDESNETZAGENTUR: *Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - Erstes und zweites Quartal 2015*. August 2016
- [150] BUNDESNETZAGENTUR: *2. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - Drittes Quartal 2015*. März 2016
- [151] BUNDESNETZAGENTUR: *3. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - Viertes Quartal 2015 sowie Gesamtjahresbetrachtung 2015*. August 2016
- [152] BROWN, Thomas ; HÖRSCH, Jonas ; SCHLACHTBERGER, David: PyPSA: Python for Power System Analysis. In: *Journal of Open Research Software* 6 (2018), Nr. 4
- [153] OPEN POWER SYSTEM DATA: *Data Package: Conventional power plants. Version 2016-10-27*. https://data.open-power-system-data.org/conventional_power_plants/2016-10-27/.
Version: Oktober 2016
- [154] STATISTISCHES BUNDESAMT: *Kreisfreie Städte und Landkreise nach Fläche, Bevölkerung und Bevölkerungsdichte am 31.12.2015*. <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/LaenderRegionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/Administrativ/Aktuell/04Kreise.html>. Version: Dezember 2016
- [155] LÄNDERARBEITSKREIS ENERGIEBILANZEN: *Endenergieverbrauch nach Energieträgern*. <http://www.lak-energiebilanzen.de/endenergieverbrauch-nach-energietraegern/>. Version: März 2017
- [156] STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG: *Energiebilanz Baden-Württemberg 2014*. Februar 2017
- [157] BAYERISCHES LANDESAMT FÜR STATISTIK: *Energiebilanz Bayern 2013*. Dezember 2015
- [158] AMT FÜR STATISTIK BERLIN-BRANDENBURG: *Energie- und CO₂-Bilanz in Berlin 2013*. Mai 2016
- [159] AMT FÜR STATISTIK BERLIN-BRANDENBURG: *Energie- und CO₂-Bilanz im Land Brandenburg 2014*. Mai 2016
- [160] STATISTISCHES LANDESAMT BREMEN: *Energie- und CO₂-Bilanzen des Landes Bremen 2014*. Februar 2017

- [161] STATISTISCHES AMT FÜR HAMBURG UND SCHLESWIG-HOLSTEIN: *Energie- und CO₂-Bilanzen für Hamburg 2014*. November 2016
- [162] HESSISCHES STATISTISCHES LANDESAMT: *Hessische Energiebilanz 2013 und CO₂-Bilanz 2013*. März 2016
- [163] MINISTERIUM FÜR ENERGIE, INFRASTRUKTUR UND LANDESENTWICKLUNG DES LANDES MECKLENBURG-VORPOMMERN: *Energie- und CO₂-Bericht 2015 - 2016 mit Energiebilanz und Bilanz energiebedingter CO₂-Emissionen 2013 und 2014*. Februar 2016
- [164] LANDESAMT FÜR STATISTIK NIEDERSACHSEN: *Niedersächsische Energie- und CO₂-Bilanzen 2014*. Dezember 2016
- [165] INFORMATION UND TECHNIK NORDRHEIN-WESTFALEN: *Energiebilanz und CO₂-Bilanz in Nordrhein-Westfalen 2014*. Dezember 2016
- [166] STATISTISCHES LANDESAMT RHEINLAND-PFALZ: *Energiebilanz und CO₂-Bilanz 2014*. 2016
- [167] STATISTISCHES AMT SAARLAND: *Energiebilanz und CO₂-Bilanz des Saarlandes 2014*. Dezember 2016
- [168] STAATSMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, ARBEIT UND VERKEHR: *Energiebilanz 2014 Freistaat Sachsen*. Dezember 2016
- [169] STATISTISCHES LANDESAMT SACHSEN-ANHALT: *Energiebilanz des Landes Sachsen-Anhalt für das Jahr 2014 in Terajoule*. Septmeber 2016
- [170] STATISTISCHES AMT FÜR HAMBURG UND SCHLESWIG-HOLSTEIN: *Energiebilanz und CO₂ - Bilanzen für Schleswig-Holstein 2014*. November 2016
- [171] THÜRINGER LANDESAMT FÜR STATISTIK: *Energiebilanz Thüringen 2014*. Juli 2016
- [172] BDEW: *Nettostromverbrauch nach Verbrauchergruppen*. https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten. Version: Februar 2017
- [173] STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER: *Erwerbstätige nach Wirtschaftsbereichen - Jahresdurchschnitt - (WZ2008) regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte*. <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online/>. Version: Mai 2017

- [174] STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER: *Energieverwendung der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden - Jahressumme - regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte*. <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online/>. Version: Mai 2017
- [175] ZIMMERMAN, Ray D. ; MURILLO-SANCHEZ, Carlos E. ; THOMAS, Robert J.: MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 26 (2011), Februar, Nr. 1, S. 12–19
- [176] PURCHALA, Konrad ; MEEUS, Leonardo ; DOMMELEN, Daniel V. ; BELMANS, Ronnie: Usefulness of DC power flow for active power flow analysis. In: *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005*, 2005, S. 454–459 Vol. 1
- [177] STATISTISCHES BUNDESAMT: *Prices - Data on energy price trends*. Oktober 2016
- [178] MILOJCIC, George ; DYLLONG, Yvonne: Vergleich der Flexibilität und der CO₂-Emissionen von Kohlen- und Gaskraftwerken. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 66 (2016), Nr. 7, S. 29–31
- [179] DEUTSCHE EMISSIONSHANDELSSTELLE : *Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen Periodischer Bericht: Jahresbericht 2015*. Januar 2016
- [180] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: *Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi*. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls.xls?__blob=publicationFile&v=73. Version: Januar 2018
- [181] VGB: *Konzeptstudie Referenzkraftwerk Nordrhein-Westfalen (RKW NRW) - Förderkennzeichen 85.65.69.-T-138*. Essen, Februar 2004
- [182] BUNDESREGIERUNG: *Das Energiekonzept 2050*. <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/HTML/Breg/Anlagen/infografik-energie-textversion.pdf>. Version: Oktober 2010

- [183] GRIMM, Veronika ; RÜCKEL, Bastian ; SÖLCH, Christian ; ZÖTTL, Gregor: Zur Reduktion des Netzausbaubedarfs durch Redispatch und effizientes Einspeisemanagement: Eine modellbasierte Abschätzung. In: *List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik* 41 (2016), August, Nr. 4, S. 465–498

Abkürzung und Symbolverzeichnis

1 Allgemeingültige Festlegungen

x	Skalare Größe
x_{nenn}	Nennwert der Größe x
x_{max}	Maximalwert der Größe x
x_{min}	Minimalwert der Größe x
x_{ref}	Referenzwert der Größe x

2 Formelzeichen und Symbole

α	Multiplikationsfaktor zur Korrektur der Berechnung der Windgeschwindigkeit
$A_{C,min}$	minimalen Clustergröße C als Anteil an der gesamten Kraftwerksleistung
β	Faktor zur Korrektur eines Offsets der Berechnung der Windgeschwindigkeit
C	Aus mehreren Kraftwerksblöcken bestehendes Cluster
$c_{temp,t}$	Korrekturfaktor der Windgeschwindigkeit
c_u	Faktor zur Berücksichtigung des Tagesgangs
c_{nenn}	Auslastung eines DSM-Prozesses im Normalbetrieb

D_C	Dichte eines aus mehreren Kraftwerken bestehenden Clusters C
$\Delta P_{KW,max}$	Maximale Laständerungsgeschwindigkeit
η_{aus}	Ausspeicherwirkungsgrad
η_{ein}	Einspeicherwirkungsgrad
η_{el}	Elektrischer Wirkungsgrad
η_{ges}	Gesamtwirkungsgrad
η_{th}	Thermischer Wirkungsgrad
E	Speicherkapazität eines Speicher oder DSM-Prozesses
γ	Speicherfüllstand eines Speichers oder Elektrofahrzeuges
H	Höhe
h_a	Anfang des Betrachtungszeitraumes
h_e	Ende des Betrachtungszeitraumes
K_A	Grenzkosten eines grenzüberschreitenden Austausches
K_K	Grenzkosten eines Kraftwerksblocks
K_{max}	Grenzkosten des Kraftwerksblocks des Clusters C mit den höchsten Grenzkosten
K_{min}	Grenzkosten des Kraftwerksblocks des Clusters C mit den geringsten Grenzkosten
K_S	Grenzkosten eines Speichers
$L(t)$	Ungestörter Lastgang
$L_{residual}(t)$	Residuale Last
$L_{inst}(t)$	Installierte Leistung eines DSM-Prozesses
N	Menge aller betrachteten Einheiten, zum Beispiel Kraftwerksblöcke oder Elektrofahrzeuge
$P_{ein}(t)$	Einspeicherleistung eines Speicher- oder DSM-Prozesses
$P_{aus}(t)$	Ausspeicherleistung eines Speicher- oder DSM-Prozesses

P_{KW}	Leistung eines Kraftwerkblocks
P_{Last}	Lastkurve
s	zeitliche Schrittweite in der Optimierung
Δt	maximale Verschiebedauer eines DSM-Prozesses
t	Zeitpunkt
T	Zeitraum
T_{Ende}	Ende der Nichtverfügbarkeitszeiten von Kraftwerken
T_{Start}	Anfang der Nichtverfügbarkeitszeiten von Kraftwerken
$temp$	Temperatur
th	thermisch
\bar{v}_H	Windgeschwindigkeit in Höhe H
\bar{v}_{ref}	Windgeschwindigkeit in Referenzhöhe H_{ref}
U_n	Nennspannung
X_A	Nettoaustauschleistung
X_K	Nettokraftwerksleistung
X_S	Nettospeicherleistung
z_0	Rauhigkeitslänge

3 Abkürzungen

AC	Alternating Current
BHKW	Blockheizkraftwerk
DC	Direct Current
DKW	Dampfkraftwerk
DSM	Demand-Side-Management oder Laststeuerung

EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
Entso-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
FACTS	Flexible AC Transmission System
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GuD	Gas- und Dampfturbine
GT	Gasturbine
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
NUTS	Nomenclature des unités territoriales statistiques
NTC	Net transfer capacity
OPSD	Open Power System Data
OSM	OpenStreetMap
P2H	Power to heat
PKW	Personenkraftwagen
PTDF	Power Transfer Distribution Factors
PV	Photovoltaik

NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal

Herausgeber: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Band 1 Neusel-Lange, Nils:

Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze

1. Auflage 2013

ISBN 978-3-8442-7401-1

Band 2

Stötzel, Marcus:

Strategische Ressourcendimensionierung von Netzleitstellen in Verteilungsnetzen

1. Auflage, 2014

ISBN 978-3-8442-7826-2

Band 3

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 2. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2014

Band 4

Oerter, Christian:

Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2014

ISBN 978-3-7375-1758-4

Band 5

Athamna, Issam:

Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks

1. Auflage 2015

ISBN 978-3-7375-5678-1

Band 6

Thies, Hans Henning:

Ein übergreifendes Modell zur Optimierung von Netz und Netzbetrieb

1. Auflage 2015

ISBN 978-3-7375-7465-5

Band 7

Zdrallek, Markus (Hrsg.):
Tagungsband zum 3. Wuppertaler Energie-Forum
1. Auflage 2016

Band 8

Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H.; Monscheidt, J.; Münch, L.; Böse, C.;
Gemsjäger, B.:
Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze - Leitfaden
zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen
1. Auflage 2016

Band 9

Pawlowski, Erik:
Realitätsgerechte Zustandsbewertung gasisolierter Hochspannungsschaltanla-
gen
1. Auflage 2016
ISBN 978-3-7418-1983-4

Band 10

Zdrallek, Markus (Hrsg.):
BUW Seminar „Smart Grids“ - Aufbau und Betrieb von intelligenten Verteil-
netzen
1. Auflage 2016

Band 11

Beerboom, Dominik:
Objektive Zustandsbewertung von Mittelspannungsnetzen als Grundlage der
Asset-Optimierung
1. Auflage 2017
ISBN: 978-3-7418-9539-5

Band 12

Tabke, Thorsten:
Entwicklung und Anwendung eines typunabhängigen, minimalinvasiven Zu-
standsbewertungsverfahrens für SF6-Hochspannungsschaltanlagen
1. Auflage 2017
ISBN: 978-3-7450-0240-9

Band 13

Uhlig, Roman:

Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration der Elektromobilität

1. Auflage 2017

ISBN: 978-3-7450-5959-5

Band 14

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 4. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2018

Band 15

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik - Portrait

1. Auflage 2018

Band 16

Steffens, Philipp:

Innovative Planungsgrundsätze für ländliche Mittelspannungsnetze

1. Auflage 2018

ISBN: 978-3-7450-9538-8

Band 17

Johae, Christopher:

Realitätsgerechte Zustandsbewertung von Mittelspannungsanlagen durch Einsatz geeigneter Messverfahren

1. Auflage 2018

ISBN: 978-3-746743-81-3

Band 18

Meese, Jan:

Dynamische Stromtarife zur Erschließung von Flexibilität in Industrieunternehmen

1. Auflage 2018

ISBN: 978-3-746775-58-6

Band 19

Dorsemagen, Felix:

Zustandsidentifikation von Mittelspannungsnetzen für eine übergreifende Automatisierung der Mittel- und Niederspannungsebene

1. Auflage 2018

ISBN: 978-3-746774-88-6

Band 20

Harnisch, Johannes Sebastian:

Planung von ländlichen Niederspannungsnetzen mit innovativen Lösungsoptionen

1. Auflage 2019