

Dezentralität und zellulare Optimierung – Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf

Auftraggeber
N-ERGIE Aktiengesellschaft

Ansprechpartner
Frank Peter (Prognos)
Prof. Dr. Veronika Grimm (FAU)
Prof. Dr. Gregor Zöttl (FAU)

Mitarbeiter
Hanno Falkenberg (Prognos)
Marco Wunsch (Prognos)
Mirjam Ambrosius (FAU)
Bastian Rückel (FAU)
Christian Sölch (FAU)

Berlin und Nürnberg
7. Oktober 2016

Die Prognos AG im Überblick

Geschäftsführer

Christian Böllhoff

Präsident des Verwaltungsrates

Dr. Jan Giller

Handelsregisternummer

Berlin HRB 87447 B

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht

Gründungsjahr

1959

Tätigkeit

Die Prognos AG berät europaweit Entscheidungsträger aus Politik, Wirtschaft und Gesellschaft. Auf Basis neutraler Analysen und fundierter Prognosen entwickeln wir praxisnahe Entscheidungsgrundlagen und Zukunftsstrategien für Unternehmen, öffentliche Auftraggeber sowie internationale Organisationen.

Arbeitsprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz

Prognos AG
Henric Petri-Str. 9
4010 Basel | Schweiz
Telefon +41 61 3273-310
Telefax +41 61 3273-300

Prognos AG
Domshof 21
28195 Bremen | Deutschland
Telefon +49 421 517046-510
Telefax +49 421 517046-528

Prognos AG
Schwanenmarkt 21
40213 Düsseldorf | Deutschland
Telefon +49 211 91316-110
Telefax +49 211 91316-141

Prognos AG
Nymphenburger Str. 14
80335 München | Deutschland
Telefon +49 89 9541586-710
Telefax +49 89 9541586-719

Internet

info@prognos.com
www.prognos.com
twitter.com/prognos_ag

Weitere Standorte

Prognos AG
Goethestr. 85
10623 Berlin | Deutschland
Telefon +49 30 520059-210
Telefax +49 30 520059-201

Prognos AG
Science 14 Atrium; Rue de la Science 14b
1040 Brüssel | Belgien
Telefon +32 2808-7209
Telefax +32 2808-8464

Prognos AG
Heinrich-von-Stephan-Str. 23
79100 Freiburg | Deutschland
Telefon +49 761 7661164-810
Telefax +49 761 7661164-820

Prognos AG
Eberhardstr. 12
70173 Stuttgart | Deutschland
Telefon +49 711 3209-610
Telefax +49 711 3209-609

Friedrich-Alexander-Universität / Energie Campus Nürnberg im Überblick

Der **Energie Campus Nürnberg (EnCN)** ist ein interdisziplinäres Energieforschungszentrum, das neue Technologien für ein ganzheitliches Energiesystem entwickelt und parallel dazu Energiemarktmodelle und Analysetools, um die Zukunftschancen von Technologien zu bewerten. Als unabhängiges Forschungsnetzwerk kooperieren sechs Forschungsinstitutionen aus der Metropolregion Nürnberg in einem Zusammenschluss als interdisziplinärer Think Tank. Der **Lehrstuhl für Volkswirtschaftslehre, insb. Wirtschaftstheorie** und die **Professur für Industrieökonomik und Energiemärkte** der **Friedrich-Alexander-Universität (FAU)** Erlangen-Nürnberg kooperieren im **Forschungsbereich Energiemarktdesign** des EnCN.

Kontakt

Prof. Dr. Veronika Grimm

Lehrstuhl für Volkswirtschaftslehre, insb. Wirtschaftstheorie

Lange Gasse 20

90403 Nürnberg

Tel +49 911 5302 224

Fax +49 911 5302 168

veronika.grimm@fau.de

<http://www.wirtschaftstheorie.wiso.uni-erlangen.de>

Prof. Dr. Gregor Zöttl

Professur für Industrieökonomik und Energiemärkte

Lange Gasse 20

90403 Nürnberg

Tel +49 911 5302 767

Fax +49 911 5302 96281

gregor.zoetl@fau.de

<http://www.energiwirtschaft.rw.uni-erlangen.de>

EnCN Forschungsbereich Energiemarktdesign

Energie Campus Nürnberg

Fürther Str. 250, „Auf AEG“

Gebäude 16, 2. OG

90429 Nürnberg

<http://www.encn.de/forschungsthemen/energiemarktdesign/>

Die Autoren dieser Studie

Prognos AG

Frank Peter

Marco Wunsch

Hanno Falkenberg

FAU

Prof. Dr. Veronika Grimm

Prof. Dr. Gregor Zöttl

Mirjam Ambrosius

Bastian Rückel

Christian Sölch

Inhalt

1	Management Summary	1
2	Aufgabenstellung und Vorgehen	3
3	Aktuelle Netzplanung und dezentrale Optionen	5
3.1	Aktuelles Verfahren der Netzentwicklung	5
3.1.1	Prozess	5
3.1.2	NEP: Annahmen und Berechnung	7
3.1.3	Ergebnis NEP 2025	10
3.2	Analyse und Einschätzung des bisherigen NEP-Prozesses	11
3.2.1	Festlegung der Vorgabe der Spitzenkappung	11
3.2.2	Nutzung von sonst abgeregeltem Strom durch Änderungen der Rahmenbedingungen	12
3.2.3	Annahmen zur Entwicklung des europäischen Auslands	13
3.2.4	Beschleunigte Dekarbonisierung	14
3.2.5	Optionen zur Reduktion des Netzausbaubedarfs	15
4	Eine modellbasierte Analyse	18
4.1	Modellierung	18
4.2	Datengrundlage für die Modellrechnungen	29
4.3	Analysierte Szenarien	45
4.4	Ergebnisse der Modellrechnungen	49
4.4.1	Moderate Anpassungen der Rahmenbedingungen	51
4.4.2	Nutzung von Flexibilitätsoptionen	63
4.4.3	Kombination der Maßnahmen	67
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	69
6	Fazit und Ableitung von Empfehlungen	74
7	Anhang	77
7.1	Modelldarstellung	77
7.1.1	Modelldarstellung: Der integrierte Planer Ansatz als First Best Benchmark (FB)	79
7.1.2	Modelldarstellung: Das reduzierte zweistufige Strommarktmodell (MG)	81
7.1.3	Notation der Mengen, Parameter und Variablen	84
7.2	Netzausbau im Detail	86
7.3	Netzentgeltkomponenten im Detail	88
8	Bibliografie	89

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Übersicht der Szenarioparameter	8
Tabelle 2:	Netzausbaubedarf NEP 2025	10
Tabelle 3:	Außenhandelsbilanz Strom in 2015 und in den Szenarien des NEP	13
Tabelle 4:	Kosten der Netzausbaumaßnahmen als Annuitäten	34
Tabelle 5:	Stromverbrauch nach Bundesländern gemäß NEP-Annahmen	35
Tabelle 6:	Nettonennleistungen und prognostizierte Nettonennleistungen aller Erzeugungseinheiten, 2013 und Szenario B 2035	36
Tabelle 7:	Installierte Leistung, Wind Onshore, Wind Offshore und Photovoltaik nach Bundesländern, Bestand 2014 und Prognosewerte Szenario B 2035	37
Tabelle 8:	Braunkohlevorräte und maximal abbaubare Mengen nach Bundesländern	39
Tabelle 9:	Bestand Erdgas-KWK-Anlagen 2035 abzüglich in Planung befindlicher Anlagen und maximaler Zubau nach Bundesländern	40
Tabelle 10:	Investitions-, Betriebs- und Produktionskosten der konventionellen Erzeugung	41
Tabelle 11:	Investitionskosten erneuerbare Energien	42
Tabelle 12:	Kapazitäten der im Modell berücksichtigten internationalen Interkonnektoren	45
Tabelle 13:	Konfiguration der im Gutachten betrachteten Szenarien	49
Tabelle 14:	Kosten von Zubau und Betrieb des Systems unter aktuellen Rahmenbedingungen (Szenario MG), Modellberechnungen	50
Tabelle 15:	Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien – Wohlfahrtseffekte, Netzausbau und Preisunterschiede	51
Tabelle 16:	Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien – Zubau und Abbau von Kraftwerken und CO ₂ -Emissionen	52
Tabelle 17:	Installierte Leistung von PV-Anlagen, Wind Onshore und Wind Offshore im Jahr 2035, Modellprognose	56
Tabelle 18:	Investitionskosten, Annuitäten für den Zubau von PV-Anlagen, Wind Onshore und Wind Offshore	56
Tabelle 19:	Einspeisung und Abschaltung erneuerbarer Energien am Spotmarkt und tatsächlich realisiert	57

Tabelle 20:	EE-Förderung für Investitionskosten von 2035 und korrigierte Werte für Investitionskosten von 2013 bis 2035; Fördersätze für die verschiedenen Modellszenarien und zum Vergleich für PV und Wind 2014	62
Tabelle 21:	Zusammenfassung: Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien zur Nutzung von Flexibilitätsoptionen	63
Tabelle 22:	Zusammenfassung: Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien zur Nutzung von Flexibilitätsoptionen: Zubau und Abbau von Erzeugungskapazität und CO ₂ -Emissionen	64
Tabelle 23:	Zusammenfassung, Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien zur Nutzung von Flexibilitätsoptionen: MG, MG _{ALL} , FB _{ALL}	67
Tabelle 24:	Notation der Mengen, Parameter und Variablen	84
Tabelle 25:	Netzausbau im NEP 2014, im NEP 2025 und in den berechneten Modellszenarien MG, MG _{EM&RD} , MG _{EE&EM&RD} , MG _{EE} , FB, FB _{EM} , FB _{EE} , FB _{EE&EM}	86
Tabelle 26:	Netzausbau im NEP 2014, im NEP 2025 und in den berechneten Modellszenarien MG _{P2G} , MG _{WP} , MG _{KWK} , MG _{EV} , FB _{P2G} , MG _{ALL} , FB _{ALL}	87
Tabelle 27:	Kosten der Netzbetreiber für die Bestimmung des Netzentgeltes in den berechneten Modellszenarien MG, MG _{EE&RD} , MG _{EE&EM&RD} , MG _{EE} , FB, FB _{EM} , FB _{EE} , FB _{EE&EM}	88
Tabelle 28:	Kosten der Netzbetreiber für die Bestimmung des Netzentgeltes in den berechneten Modellszenarien MG _{P2G} , MG _{WP} , MG _{KWK} , MG _{EV} , FB _{P2G} , MG _{ALL} , FB _{ALL}	88

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Prozess des Netzentwicklungsplans Strom	6
Abbildung 2: Zeitlicher Ablauf des Modells in Grimm et al. (2015a)	19
Abbildung 3: Modellskizze: Berechnung des Marktgleichgewichts (MG)	21
Abbildung 4: Modellskizze: Berechnung des Wohlfahrtsoptimums (FB)	22
Abbildung 5: Netzknoten Deutschland und Nachbarstaaten	23
Abbildung 6: Bestand an PV, Wind Onshore und Wind Offshore im Jahr 2014 als Ausgangspunkt für die betrachteten Modellszenarien	25
Abbildung 7: Merit Order des bestehenden konventionellen und nicht fluktuierenden erneuerbaren Kraftwerksbestandes (ohne Zubau), Grundlage für betrachtete Modellszenarien	27
Abbildung 8: Haupttrassen des NEP 2014, Szenario B 2034	32
Abbildung 9: Abweichungen der installierten Leistung bei endogenem EE-Ausbau von den Prognosen des NEP 2025 für Szenario B1 2035 (ÜNB, 2016), Wind On shore (oben), Wind Offshore (mitte), PV (unten)	55
Abbildung 10: EEG-Mengen: Modellierter Abregelung der erneuerbaren Energien im Jahr 2035	58
Abbildung 11: Installierte Leistung Photovoltaik, Wind Onshore, Wind Offshore in den Bundesländern und prognostizierter Leitungsausbau im Jahr 2035, Szenarien MG und $MG_{EE\&EM\&RD}$	59
Abbildung 12: Installierte Leistung Photovoltaik, Wind Onshore, Wind Offshore in den Bundesländern und prognostizierter Leitungsausbau im Jahr 2035, Szenarien FB und $FB_{EE\&EM}$	60

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
AC	Alternating Current (Wechselstrom)
AT	Österreich
ATC	Available Transfer Capacity
BAT	Battery
BB	Brandenburg
BE	Berlin
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BW	Baden-Württemberg
BY	Bayern
CH	Schweiz
CZ	Tschechien
DC	Direct Current
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DK	Dänemark
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFI	Emerging Field Initiative
EM	Einspeisemanagement
EnCN	Energie Campus Nürnberg
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ETS	Emission Trading System
EU	Europäische Union
EV	Eigenverbrauch
FAU	Friedrich-Alexander-Universität
FB	First Best
FR	Frankreich
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfturbine
GW	Gigawatt
HB	Bremen
HE	Hessen
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HH	Hamburg
INT	International
kV	Kilovolt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MG	Marktgleichgewicht
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MV	Mecklenburg-Vorpommern

MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan
NI	Niedersachsen
NL	Niederlande
NTC	Net Transfer Capacities
PNW	Preis Nordrhein-Westfalen
P2G	Power-to-Gas
P2H	Power-to-Heat
PL	Polen
PLZ	Postleitzahl
PV	Photovoltaik
RD	Redispatch
RP	Rheinland-Pfalz
SH	Schleswig-Holstein
SL	Saarland
SN	Sachsen
So	Sonntag
ST	Sachsen-Anhalt
SQ	Status Quo
TH	Thüringen
u. d. N.	Unter der Nebenbedingung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VOLL	Value of Lost Load
WP	Wärmepumpe

1 Management Summary

Im Zuge der Energiewende wird der Anteil fluktuierender erneuerbarer Erzeugung (EE) in den kommenden Jahren stark zunehmen. Der Strommarkt der Zukunft wird daher auf Flexibilitätsoptionen, Netzausbau und Speicher angewiesen sein. Die sich ergebende Kombination dieser Maßnahmen hängt von den zukünftigen Rahmenbedingungen am Strommarkt und technologischen Entwicklungen ab. In diesem Gutachten analysieren wir mithilfe eines berechenbaren Gleichgewichtsmodells Investitionsentscheidungen für Erzeugungs-, Verbrauchs- und Netzkapazität in Antizipation unterschiedlicher Rahmenbedingungen am Strommarkt. Die Modellergebnisse geben Aufschluss über mögliche Systemkonfigurationen der Zukunft und quantifizieren Einbußen bei der Kosteneffizienz durch ein suboptimales Marktdesign.

Betrachtet werden insbesondere Maßnahmen und Flexibilitätsoptionen, die aktuell bereits diskutiert werden:

- ein optimales Einspeisemanagement der erneuerbaren Erzeugung,
- Redispatch als Alternative zum Netzausbau, (iii) optimale regionale Verteilung und Technologiewahl beim EE-Zubau,
- flexible Verbraucher an Standorten mit umfangreicher fluktuierender Erzeugung,
- die regionale Konzentration von marktgesteuerten KWK-Anlagen im Süden,
- die Installation von Wärmepumpen an Standorten mit hoher Erzeugung, sowie
- eine hohe Marktdurchdringung von PV-Batterie-Systemen zur Glättung der Einspeisevektoren.

Es zeigt sich, dass unter aktuellen Rahmenbedingungen umfangreicher Netzausbau notwendig ist, um die fluktuierende Erzeugung im Norden zu jedem Zeitpunkt abzutransportieren. Maßnahmen, die diese Anforderung abmildern, reduzieren den notwendigen Netzausbau merklich. Dazu gehören ein optimales Einspeisemanagement, die Einplanung von vermehrtem Redispatch als Alternative zum Netzausbau sowie die Installation flexibler Verbraucher in Regionen hoher erneuerbarer Erzeugung.

Der Einsatz dieser Flexibilitätsoptionen beeinflusst die optimale Allokation der erneuerbaren Erzeugung (insbesondere PV und Wind Onshore). Spielen alle Maßnahmen zusammen, so reduziert sich der im Modell berechnete notwendige HGÜ-Ausbau von 14 auf 6 Leitungen bei Einsparungen von 1,7 Mrd. € pro Jahr.

Maßnahmen, die Erzeugung oder Verbrauch nicht flexibel den aktuellen Gegebenheiten anpassen, sind nicht geeignet, die Kosteneffizienz zu steigern und den notwendigen Netzausbau zu verringern.

Zusammenfassend wird empfohlen, das Marktdesign anzupassen, um die Flexibilität des Systems zu erhöhen. Dazu zählen:

- Optimales Einspeisemanagement,
- Netzausbau nur dort, wo Engpassmanagement erwartungsgemäß teurer ist,
- regelmäßige Überprüfung des geplanten EE-Ausbaupfades und ggf. dessen Anpassung und
- die Entwicklung von Konzepten, die die Ansiedlung und den systemdienlichen Betrieb flexibler Verbraucher fördern.

2 Aufgabenstellung und Vorgehen

Im Rahmen der Energiewende wird das deutsche Energiesystem – und damit auch die Stromversorgung in Deutschland – in den kommenden Jahrzehnten neu aufgestellt. Anstelle der herkömmlichen konventionellen Stromproduktion wird zunehmend die erneuerbare Erzeugung treten. Damit ändern sich die Standorte der Erzeugungsanlagen, ihre Betriebsweise und somit notwendigerweise auch die Netzinfrastruktur.

Die Planung des notwendigen Netzausbaus wird dadurch erschwert, dass eine Prognose der notwendigen Netzstrukturen stark von der zukünftigen Ausgestaltung des Erzeugungsparks abhängt. Unsicherheiten bezüglich des Technologiemies und die Tatsache, dass der Zubau von Erzeugung zunehmend von Märkten gesteuert wird und somit nicht leicht zu prognostizieren oder gar zu planen ist, erschweren die Abschätzung der notwendigen Netzstrukturen. Aktuell werden als Grundlage der Netzausbauplanung daher Szenarien erstellt, die eine überschaubare Anzahl wahrscheinlicher Ausbaupfade des Erzeugungsparks darstellen. Diese Planung trägt der Interdependenz von regulierten und marktkonform organisierten Bereichen jedoch nur bedingt Rechnung: Rückwirkungen verschiedener Ausbauoptionen des Netzes auf das Marktgeschehen werden dabei ebenso wenig betrachtet wie der optimale Ausbau des Netzes bei alternativer Entwicklung der Erzeugungsstruktur.

In diesem Gutachten steht die Interdependenz des zukünftigen Marktgeschehens und der komplementären Netzausbauplanung im Fokus. Mithilfe von Modellrechnungen wird untersucht, ob und in welchem Umfang durch eine Berücksichtigung der Interdependenz von Netz- und Erzeugungsstrukturen Steigerungen der Kosteneffizienz bei der Stromerzeugung erreicht werden können. Im Mittelpunkt stehen verschiedene Flexibilitätsoptionen, die mithilfe moderater Anpassungen der Rahmenbedingungen geeignet sein könnten, die Kosteneffizienz des Systems zu verbessern und den notwendigen Netzausbau zu reduzieren. Die Analyse basiert auf einem berechenbaren Gleichgewichtsmodell (Grimm et al. 2016a, 2016c, 2015a), das explizit die Investitionsentscheidungen für Kraftwerks- und Netzkapazität in Antizipation des Handels an den Spotmärkten modelliert. Das Modell erlaubt dabei die Abbildung der hier untersuchten Rahmenbedingungen im deutschen Marktgebiet unter Berücksichtigung der zentralen Anbindungen ins Ausland – und damit eine Abschätzung der jeweiligen Auswirkungen auf Investitions- und Produktionsentscheidungen der Erzeuger. Durch die Berücksichtigung der Investitionsentscheidungen geben die Modellergebnisse Aufschluss über die langfristigen Auswirkun-

gen von Rahmenbedingungen des Stromhandels auf die Systemkonfiguration.¹

In insgesamt 18 Szenarien werden verschiedene Möglichkeiten evaluiert, die Kosteneffizienz der Stromversorgung zu steigern und den notwendigen Netzausbau zu reduzieren. Im Fokus stehen dabei Maßnahmen, die bereits in der energiepolitischen Debatte diskutiert werden und die nur moderate Anpassungen der aktuellen Rahmenbedingungen für ihre Umsetzung erfordern. Dazu gehören eine optimale Spitzenkappung der erneuerbaren Erzeugung, das Einplanen von Redispatch als Alternative zum Netzausbau, ein Überdenken der Ausbaupfade der erneuerbaren Erzeugung (sowohl regional als auch hinsichtlich des Technologiemies), die Installation flexibler Verbraucher an Standorten mit umfangreicher fluktuierender Erzeugung, die regionale Konzentration von marktgesteuerten KWK-Anlagen im Süden, die Installation von Wärmepumpen an produktionsstarken Standorten sowie eine hohe Marktdurchdringung von PV-Batterie-Systemen zur Glättung der Einspeisevektoren.

Um bewerten zu können, welcher Anteil des maximal möglichen Potenzials zur Steigerung der Kosteneffizienz durch die oben genannten Maßnahmen realisiert werden kann, berechnen wir darüber hinaus die optimale Systemkonfiguration, mit und ohne Berücksichtigung der genannten Optionen. Diese Szenarien zeigen nicht nur, welcher Effizienzgewinn maximal zu heben wäre und wie viel Netzausbau eingespart werden könnte; die Szenarien ermöglichen auch ein tieferes Verständnis der Gründe, aus denen einige Maßnahmen wirken und andere nicht.

¹ Im Anhang 7.1 werden die Vorteile und Einschränkungen des Ansatzes im Detail diskutiert.

3 Aktuelle Netzplanung und dezentrale Optionen

3.1 Aktuelles Verfahren der Netzentwicklung

3.1.1 Prozess

Die Netzentwicklungsplanung wird auf europäischer Ebene durch die Richtlinie 2009/72/EC geregelt. In Deutschland wird diese durch das Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (kurz: EnWG) in nationales Recht umgesetzt. Das EnWG regelt die leitungsgebundene Versorgung von Strom und Gas und legt die Erstellung des Szenariorahmens und des Netzentwicklungsplans (NEP) durch die Betreiber von Übertragungsnetzen fest. Anfang 2016 gab es zuletzt Anpassungen am EnWG. Diese Änderungen hatten auch Auswirkungen auf den NEP-Prozess; beispielsweise wurde der bis dahin einjährige NEP-Erstellungsrhythmus auf einen zweijährigen Turnus umgestellt. Im Folgenden wird der aktuelle NEP-Prozess beschrieben (siehe Abbildung 1):

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) müssen nach § 12a EnWG alle zwei Jahre einen gemeinsamen Szenariorahmen erstellen, der als Grundlage für die Erarbeitung des NEP und des Offshore-NEP (O-NEP) genutzt wird. Dabei muss der Szenariorahmen „...mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien) [umfassen], die für die mindestens nächsten zehn und höchstens 15 Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken“. Zusätzlich muss ein Szenario die wahrscheinliche Entwicklung über die kommenden 20 Jahre abbilden.

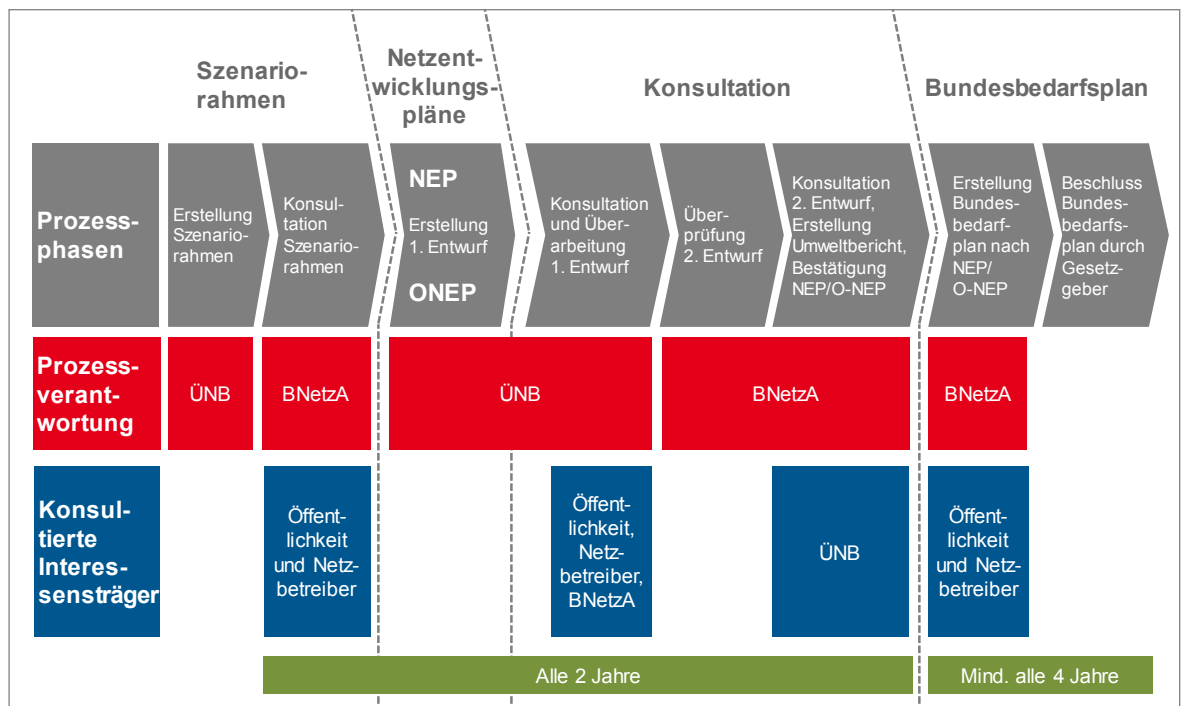
Der Entwurf des Szenariorahmens muss bis zum 10. Januar eines jeden geraden Kalenderjahres (beginnend im Jahr 2016) der Regulierungsbehörde (BNetzA) vorgelegt werden. Dieser Entwurf wird von der BNetzA veröffentlicht und konsultiert. Letztendlich genehmigt die BNetzA den Szenariorahmen unter Berücksichtigung der Ergebnisse der durchgeführten Öffentlichkeitsbeteiligung.

Auf Basis des genehmigten Szenariorahmens haben die ÜNB bis spätestens zum 10. Dezember eines jeden geraden Kalenderjahres (beginnend im Jahr 2016) einen gemeinsamen Entwurf des Netzentwicklungsplans zu erstellen und zu veröffentlichen. § 12b EnWG sieht vor, dass „...der gemeinsame nationale Netzentwicklungsplan [...] alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten [muss], die spätestens zum Ende des Betrachtungszeitraums [...] für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind“. Im Rahmen der Erstellung des NEP haben die Verteilernetzbetreiber in dem Umfang mit den ÜNB zusammenzuarbeiten, wie es für die sachgerechte Erstellung des NEP erforderlich ist.

Mit der Veröffentlichung des Entwurfs des Netzentwicklungsplans geben die Übertragungsnetzbetreiber einer breiten Öffentlichkeit Gelegenheit zur Stellungnahme. Im Anschluss überarbeiten die ÜNB den Entwurf und legen den konsultierten und überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans der BNetzA (spätestens zehn Monate nach Genehmigung des Szenariorahmens) zur Bestätigung vor.

Entsprechend § 12c EnWG prüft die BNetzA den eingereichten Netzentwicklungsplan. Anschließend kann sie Änderungen des Entwurfs des Netzentwicklungsplans durch die ÜNB verlangen. Zudem führt die BNetzA eine nochmalige Konsultation des Entwurfs des Netzentwicklungsplans durch. Hierfür ist ein Zeitraum von acht Wochen (sechs Wochen zur Auslegung/Veröffentlichung der Dokumente und anschließend zwei Wochen zur Äußerung) vorgesehen. Unter Berücksichtigung dieser Öffentlichkeitsbeteiligung hat die BNetzA den NEP spätestens bis zum 31. Dezember eines jeden ungeraden Kalenderjahres (beginnend mit dem Jahr 2017) zu bestätigen. Die folgende Abbildung fasst den NEP-Prozess (Strom) zusammen.

Abbildung 1: Prozess des Netzentwicklungsplans Strom



Quelle: Eigene Darstellung nach ÜNB (2016), S. 18

Abbildung 1 zeigt auch, dass die BNetzA mindestens alle vier Jahre den bestätigten Netzentwicklungsplan und den Offshore-Netzentwicklungsplan der Bundesregierung als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan zu übermitteln hat (vgl. § 12e EnWG). Diesen

Entwurf des Bundesbedarfsplans hat die Bundesregierung dem Bundesgesetzgeber vorzulegen. Der Bundesbedarfsplan enthält neben dem NEP auch einen Umweltbericht, der von der BNetzA zuvor erstellt und zusammen mit dem NEP konsultiert wurde. In der Vergangenheit hat das zuständige Bundeswirtschaftsministerium hieraus einen Gesetzentwurf erarbeitet, der nach Verabschiedung im Bundeskabinett den parlamentarischen Gremien (Bundestag und Bundesrat) übergeben wurde.

Entsprechend § 12e (4) EnWG gilt: „Mit Erlass des Bundesbedarfsplans durch den Bundesgesetzgeber wird für die darin enthaltenen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt. Die Feststellungen sind für die Betreiber von Übertragungsnetzen sowie für die Planfeststellung und die Plangenehmigung [...] verbindlich.“ Mit dieser Regelung soll ein beschleunigter Netzausbauprozess erreicht werden.

3.1.2 NEP: Annahmen und Berechnung

Szenariorahmen

Der Szenariorahmen wird zeitlich vor dem eigentlichen NEP erstellt und beinhaltet Szenarien, die eine mögliche Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung und des Stromverbrauchs über die nächsten zehn bis 20 Jahre abbilden. Des Weiteren werden Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Preisen sowie zu Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten getroffen.

Der Szenariorahmen Strom 2015 (Grundlage für die Erarbeitung des NEP Strom 2015) beinhaltet demnach sechs Szenarien:

- Szenario A 2025 mit einem geringeren EE-Ausbau und großem konventionellen Kraftwerkspark
- Vier Szenarien B mit hohem EE-Ausbau und erhöhtem Anteil von Erdgas in der Stromerzeugung:
 - B1 2025 mit einem Betrachtungszeitraum bis 2025
 - B1 2035 mit einem Betrachtungszeitraum bis 2035
 - B2 2025 mit einem Betrachtungszeitraum bis 2025 und einer Maximalvorgabe zum CO₂-Ausstoß (187 Mio. t)
 - B2 2035 mit einem Betrachtungszeitraum bis 2035 und einer Maximalvorgabe zum CO₂-Ausstoß (134 Mio. t)
- Szenario C 2025 mit geringerem Verbrauch und kleinem Kraftwerkspark (maximaler CO₂-Ausstoß 187 Mio. t)

Die einzelnen Parameter des jeweiligen Szenarios können der Tabelle 1 entnommen werden.

Tabelle 1: Übersicht der Szenarioparameter

	Referenz 2013	A 2025	B1 2025 / B2 2025	B1 2035 / B2 2035	C 2025
Nettonennleistung [GW]					
Kernenergie	12,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,2	14,2	12,6	9,1	10,2
Steinkohle	25,9	25,8	21,8	11,0	14,9
Erdgas	26,7	26,5	29,9	40,7	29,5
Mineralölprodukte	4,1	1,3	1,1	0,8	1,1
Pumpspeicher	6,4	8,6	8,6	12,7	8,6
Sonstige konventionelle	4,7	3,2	3,1	3,1	3,1
Summe	101,1	79,6	77,3	77,5	67,4
Wind Onshore	33,8	53,0	63,8	88,8	59,0
Wind Offshore	0,5	8,9	10,5	18,5	10,5
Photovoltaik	36,3	54,1	54,9	59,9	54,1
Biomasse	6,2	6,4	7,4	8,4	6,4
Wasserkraft	3,9	3,9	4,0	4,2	3,9
Sonstige erneuerbare	0,4	0,5	0,8	1,2	0,5
Summe	81,1	126,8	141,4	181,0	134,4
Nettonennleistung gesamt	182,2	206,4	218,7	258,5	201,8
Stromverbrauch					
Nettostromverbrauch [TWh]	543,6	543,6	543,6	543,6	516,4
Jahreshöchstlast [GW]	82,8	84,0	84,0	84,0	79,8
Brennstoff- und Zertifikatspreise					
Ölpreis real [\$/bbl]	-	116,00	116,00	128,00	116,00
Rohöl [€/t]	-	668,00	668,00	737,00	668,00
Erdgas [Cent/kWh]	-	3,19	3,19	3,37	3,19
Steinkohle [€/t SKE]	-	83,50	83,50	84,27	83,50
Braunkohle [€/MWh _{th}]	-	1,50	1,50	1,50	1,50
CO ₂ -Zertifikatspreise [€/t CO ₂]	-	21,00	21,00	31,00	21,00

Quelle: ÜNB (2016)

Neben den Parametern zu Erzeugungsleistung, Brennstoffpreisen, Last und Kapazitäten der Grenzkuppelstellen ist ein wesentlicher Bestandteil des Szenariorahmens die Quantifizierung der möglichen regionalen und zeitlichen Auflösung der Einspeisemengen

der erneuerbaren Energien, insbesondere aus Windkraftanlagen und Photovoltaik (PV).

Für das regionale Zubaupotenzial erneuerbarer Energien wurden verschiedene Parameter (u. a. Flächennutzung, Wirtschaftlichkeit und regionalplanerische Gebietsausweisungen sowie historische Dynamik des Zubaus) verwendet. Im Ergebnis ist laut NEP 2025 ein weiterer starker Ausbau von PV-Dachanlagen im Süden sowie Nordwesten zu erwarten. Durch die vorhandenen Konversionsflächen ist im Osten Deutschlands durch die Installation von Freiflächenanlagen mit einigen starken Einspeisungspunkten zu rechnen.

Des Weiteren berücksichtigt der Szenariorahmen die Kappung von Windenergie- und PV-Einspeisespitzen. Die Spitzenkappung basiert auf der BMWi-Verteilnetzstudie und darf je Anlage in Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetzen 3 % der ohne Reduzierung erzeugten Jahresenergiemenge nicht überschreiten. Über alle Anlagen betrachtet beträgt die Spitzenkappung damit weit unter 3 %, da Netzengpässe regional unterschiedlich oft auftreten. In den betrachteten Szenarien liegt die abgeregelte Wind- und PV-Stromerzeugung maximal zwischen 2,4 bis 3,7 TWh in den Jahren 2025 bzw. 2035 (vgl. ÜNB (2016), S. 44).

Marktsimulation

Basierend auf dem von der BNetzA genehmigten Szenariorahmen wird für die Erstellung des NEP eine Marktsimulation durchgeführt. Zweck der Simulation ist es, die zeitliche und räumliche Stromerzeugung aus erneuerbaren und konventionellen Kraftwerken zu bestimmen. Als Ergebnis der Marktsimulation liegt der systemweite, blockscharfe und kostenminimale Kraftwerkeinsatz zur Nachfragedeckung vor. Dieser dient dann wiederum als Eingangsgröße für die anschließende Netzsimulation.

Netzanalyse

Die Ergebnisse der Marktsimulation fließen letztendlich in die Netzanalyse ein. Die Planungsgrundsätze der Übertragungsnetzbetreiber sind dem gemeinsamen Dokument „Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes“ zu entnehmen. Der wesentliche Teil der Netzanalyse wird durch die Leistungsflussberechnungen abgedeckt. Durch sie ist der Nachweis zu bringen, dass „...die Netzsicherheit gewährleistet bleibt, dauerhafte Grenzwertverletzungen im Hinblick auf Netzbetriebsgrößen (Betriebsspannung, Spannungsbänder) und Betriebsmittelbeanspruchungen (Strombelastung) nicht auftreten sowie Versorgungs- und Einspeiseunterbrechungen und Störungsausweitungen ausgeschlossen sind“. (NEP (2025), S. 88)

Die Netzplanung folgt dem NOVA-Prinzip („Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau“), welches bewirkt, dass neue Leitungen oder Schaltanlagen erst als letzte Instanz gebaut werden.

3.1.3 Ergebnis NEP 2025

In den Netzanalysen wird für jedes Szenario bis zum Jahr 2025 ein Netzausbau ermittelt, der notwendig ist, um den zukünftigen Übertragungsbedarf zu bewältigen. Die Berechnungen setzen auf das Startnetz auf, welches neben dem existierenden Ist-Netz noch Ausbaumaßnahmen, die auf gesetzlichen Verpflichtungen (beispielsweise Anschlüsse von Infrastrukturprojekten, Industriekunden) beruhen, berücksichtigt. Die Ausbaumaßnahmen der bereits festgelegten Erweiterungen des Startnetzes belaufen sich auf 1.300 km Verstärkung bzw. den Ausbau von AC-Leitungen und den Neubau von 200 km DC-Seekabel. Die Kosten der Maßnahmen belaufen sich auf rund 5 Mrd. €.

In Tabelle 2 ist der Netzausbaubedarf für die vier Szenarien mit Betrachtungsjahr 2025 angegeben.

Tabelle 2: Netzausbaubedarf NEP 2025

	A 2025	B1 2025	B2 2025	C 2025
DC-Netz Neubau				
Länge [km]	2.600	3.200	3.200	2.600
...davon Interkonnektoren [km]	330	330	330	330
Übertragungskapazität [GW]	8	10	10	8
AC-Netz Neubau				
Länge [km]	1.100	1.100	1.100	1.100
DC/AC-Verstärkung [km]	5.200	5.300	5.800	5.400
Investitionsvolumen				
Freileitung [Mrd. €]	23	24	25	24
Vollverkabelung [Mrd. €]	30	33	34	30

Quelle: ÜNB (2016)

Die Gesamtkosten betragen 23 bis 25 Mrd. € bei Verwendung von Freileitungen bzw. 30 bis 34 Mrd. € bei einer vollständigen Ausführung der DC-Leitungen mit Erdkabeln. Diese Angaben beinhalten auch die Kosten für Transformatoren, für HGÜ-Konverter und zum Teil für Kompensationsanlagen. Bei den Kostenschätzungen wird davon ausgegangen, dass die AC-Leitungen vollständig als Freileitung errichtet werden.

Die Autoren des NEP 2025 kommen zu dem Schluss, dass die HGÜ-Verbindungen

- DC1 Emden/Ost – Osterath in Fortsetzung,
- DC2 Osterath – Philippsburg mit 2 GW,
- DC3 Brunsbüttel – Großgartach mit 2 GW,
- DC4 Wilster – Bergheinfeld/West mit 2 GW und
- DC5I Wolmirstedt – Isar mit 2 GW

notwendig sind. Die Szenarien B1/B2 2025 bei hohen Windeinspeisungen und geringem fossilen Kraftwerkspark enthalten die zusätzliche HGÜ-Verbindung

- DC6I Wolmirstedt – Isar mit 2 GW.

3.2 Analyse und Einschätzung des bisherigen NEP-Prozesses

Die Entwicklung des Szenariorahmens und der Netzausbauplanung sind wesentliche Bestandteile der Umsetzung der Energiewende. Im Rahmen des Szenariorahmens und des NEP werden viele Parameter und mögliche Entwicklungen des Energiesystems berücksichtigt. Da die Planung und der Bau von Stromnetzen (insbesondere auf Hoch- und Höchstspannungsebene) in Deutschland relativ lange dauert und die Netze teilweise mehr als 60 Jahre betrieben werden, ist es notwendig, möglichst robuste Szenarien zu erstellen.

Laut NEP-Analysen handelt es sich bei den bisher vorgelegten Netzentwicklungsplänen um robuste Szenarien, weil alle betrachteten Szenarien (mit unterschiedlichen EE-Mengen, mit und ohne CO₂-Vorgaben) einen ähnlichen Ausbaubedarf aufzeigen.

Nichtsdestotrotz halten sich in der breiten Öffentlichkeit weiterhin zahlreiche Argumente, welche die Notwendigkeit und/oder die Dimension des geplanten Netzausbaus in Zweifel ziehen.

Die im Folgenden genannten Aspekte werden dabei als relevante Einflussgrößen immer wieder angeführt und sollen einer ersten Einschätzung unterzogen werden.

3.2.1 Festlegung der Vorgabe der Spitzenkappung

Die ÜNB begründen im NEP die Spitzenkappung damit, dass dadurch das Stromübertragungsnetz in keinem der Szenarien für

„die letzte erzeugte Kilowattstunde aus erneuerbaren Energien“ dimensioniert wird.

Das Stromnetz wird im Rahmen des NEP-Prozesses so ausgelegt, dass die maximale Abregelung (Spitzenkappung) für die einzelnen EE-Anlagen maximal 3 % der jährlich möglichen Stromerzeugungsmenge entspricht. Dieser Wert wurde unserer Kenntnis nach nicht durch eine ökonomische Optimierung festgelegt. Im Rahmen einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung, bei der zwischen den Kosten des Netzausbaus und den Kosten der Spitzenkappung (Wert des abgeregelten Stroms bzw. Kosten für zusätzliche EE-Anlagen) abgewogen wird, könnten sich höhere oder eventuell niedrigere sinnvolle Werte für die Spitzenkappung von einzelnen Anlagen ergeben und damit den Netzausbaubedarf deutlich verändern. Zumindest könnte eine Sensitivitätsanalyse unterschiedlicher Prozentsätze für die Abregelung im Rahmen des NEP Aufschluss über die Zusammenhänge geben.

3.2.2 Nutzung von sonst abgeregeltem Strom durch Änderungen der Rahmenbedingungen

Im NEP-Prozess werden die aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in die Zukunft fortgeschrieben. In Bezug auf die in den letzten Jahren stark gestiegenen abgeregelten Strommengen von erneuerbaren Energien (insbesondere nach § 13.2 EnWG) wird derzeit intensiv diskutiert, die Rahmenbedingungen so zu verändern, dass auch ohne zusätzlichen Netzausbau sonst abgeregelter Strom genutzt werden kann. Im Rahmen der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Jahr 2016 sind Überlegungen aufgekommen kurzfristig die Rahmenbedingungen für den Einsatz von bis zu 2.000 MW an zuschaltbaren Lasten über die Einbeziehung dieser Anlagen in das Redispatchregime der ÜNB zu schaffen. Um diese Regelungen konkret zu gestalten, hat der Gesetzgeber im § 13i EnWG 2016 eine Verordnungsermächtigung erlassen. Die Abregelung von EE-Strom könnte damit signifikant gesenkt werden, zum einen durch die direkte Nutzung des abgeregelten Stroms und zum anderen zusätzlich durch die zu erwartende Reduktion der KWK-Stromerzeugung in bestimmten Situationen mit einer hohen erneuerbaren Stromerzeugung. Die Wärmenachfrage soll dabei dann verstärkt durch P2H-Anlagen gedeckt werden.

Eine Einbeziehung dieser Nutzungsmöglichkeit von Strom und der zusätzlichen Flexibilisierung des Gesamtsystems bei den Betrachtungen im NEP-Prozess hätte voraussichtlich einen relevanten Einfluss auf die überregionale Transportaufgabe.

3.2.3 Annahmen zur Entwicklung des europäischen Auslands

Im NEP-Prozess wird nicht nur die Entwicklung in Deutschland betrachtet, sondern auch im europäischen Umfeld. Der Stromaus-tausch mit den Nachbarländern nimmt großen Einfluss auf die Lastflüsse im deutschen Stromnetz und damit auch auf den Ausbaubedarf der Stromnetze. Für alle betrachteten Szenarien im NEP wurde die gleiche Entwicklung für die Nachbarländer unterstellt. Um den Netzausbaubedarf in Deutschland robust abschätzen zu können, wäre es sicher sinnvoll zu untersuchen, inwieweit eine andere Entwicklung relevanter Einflussgrößen auch im europäischen Umfeld (z. B. mehr Energieeffizienz, schnellere Marktdurchdringung von erneuerbaren Energien usw.) einen Einfluss auf die Netzsituation in Deutschland hat.

Tabelle 3: Außenhandelsbilanz Strom in 2015 und in den Szenarien des NEP

Angaben in TWh	2015	Szenario 2025 A	Szenario 2025 B1	Szenario 2025 B2	Szenario 2035 B1	Szenario 2035 B2
Export	83,1	135,7	124,2	64,4	143,7	104,0
Import	33,0	42,3	53,0	96,4	66,3	96,1
Exportsaldo	50,1	93,4	71,2	-32,0	77,4	7,9

Quelle: ÜNB (2016)

Ein großer Teil der Stromflüsse sind Stromtransite durch Deutschland hindurch, je nach Szenario zwischen 34 und 48 TWh. Die Transite ergeben sich hauptsächlich von Skandinavien nach Süd- und Westeuropa und bedingen ebenfalls einen Teil des Netzausbaus.

Eine wesentliche Einflussgröße stellen in diesem Zusammenhang die Handelskapazitäten zwischen den einzelnen Ländern dar. Hierzu wurden die geplanten Kapazitäten aus dem Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) der europäischen Netzbetreiber übernommen. Der darin angenommene Ausbau der Kuppelkapazität (NTC) zwischen den Ländern ist sehr hoch. Es wird von einer Ausweitung der NTC des Marktgebietes Deutschland/Österreich in benachbarte Marktgebiete von heute effektiv knapp 20 GW auf etwa 40 GW im Jahr 2030 ausgegangen.

Der Ausbau der Kuppelkapazitäten entspricht den Bestrebungen, einen einheitlichen europäischen Binnenmarkt für Strom zu schaffen und ist auch vor dem Hintergrund der weiträumigen Integration erneuerbarer Energien sinnvoll. In der Praxis kommt er jedoch in den einzelnen Staaten unterschiedlich schnell voran. Die Annahme hoher Handelskapazitäten ermöglicht wiederum hohe Handelsflüsse, begünstigt somit auch Transitflüsse und führt dadurch zu einem hohen Netzausbaubedarf in Deutschland. Eine geringere Kuppelkapazität mit dem Ausland (als im NEP angenommen) führt voraussichtlich zu einer insgesamt geringeren Auslastung der

Stromnetze in Deutschland und zu einem geringeren Ausbaubedarf. In dieser Studie wird die Rolle des europäischen Auslands in seiner heutigen Konfiguration betrachtet (siehe Kapitel 4.2.). Die Verifikation der Rolle der Transitflüsse ist nicht Gegenstand dieser Studie. Aus Sicht der Autoren wäre es wünschenswert, die Zusammenhänge zwischen veränderten Handelskapazitäten und dem notwendigen Netzausbau in einer Sensitivität im Rahmen des NEP zu analysieren.

3.2.4 Beschleunigte Dekarbonisierung

Im NEP wurden mit den Szenarien B2 und C explizit Szenarien mit einer CO₂-Begrenzung für die Strom- und Fernwärmeerzeugung in Deutschland vorgegeben. Für das Jahr 2025 wurde der CO₂-Ausstoß in den Szenarien auf 187 Millionen Tonnen begrenzt, für das Jahr 2035 auf 134 Millionen Tonnen. In den anderen betrachteten Szenarien liegt der CO₂-Ausstoß des modellierten Kraftwerksparcs wesentlich höher.

Um die in Paris beschlossenen Klimaschutzziele zu erreichen, ist eine sehr schnelle Senkung der weltweiten Treibhausgasemissionen notwendig. Laut IPCC (vgl. IPCC (2014)) darf zur Erreichung des Zwei-Grad-Ziels² ab dem Jahr 2015 weltweit maximal noch eine Menge von 843 Milliarden Tonnen CO₂ ausgestoßen werden. Zur Begrenzung des Temperaturanstiegs auf 1,5°C³ dürfte der entsprechende Ausstoß nur noch 243 Milliarden Tonnen betragen.

Ausgehend von den weltweiten Klimaschutzzielen ist auch in Deutschland eine schnelle Dekarbonisierung der gesamten Volkswirtschaft und damit auch des Energiesystems notwendig.

Da in bestimmten Bereichen wie der Landwirtschaft, dem Flugverkehr und einigen industriellen Prozessen eine sehr starke Senkung der THG-Emissionen schwer zu erreichen ist, wird erwartet, dass die Energiewirtschaft eine überproportional hohe CO₂-Minderung erzielen soll (vgl. Öko-Institut, ISI (2015), S. 35 ff).

Aus heutiger Sicht ist zur Erreichung des angepeilten 2°C-Ziels eine Senkung der Treibhausgasemissionen Deutschlands bis zum Jahr 2040 um mindestens 95 % notwendig. Zur Erreichung einer 1,5°C-Welt muss die notwendige Emissionsminderung noch wesentlich früher erfolgen.

² Bei dem angegebenen Werten für das Ziel zur Begrenzung der Erderwärmung auf 2 Grad kann der Schwellenwert mit einer Wahrscheinlichkeit von 66 % erreicht werden. (IPCC (2014))

³ Bei dem angegebenen Werten für das Ziel zur Begrenzung der Erderwärmung auf 1,5 Grad kann der Schwellenwert in 66 % der durchgeführten Klimamodellläufe erreicht werden. (IPCC (2014))

Wenn die Treibhausgasemissionen in Deutschland um 95 % bis 2050 gesenkt werden sollen, müsste die Energiewirtschaft voraussichtlich spätestens im Jahr 2040 nahezu CO₂-frei sein und wiederum wesentlich früher zur Erreichung des 1,5°C-Szenarios.

Damit gehen die Klimaschutzszenarien im NEP, gemessen an den Beschlüssen von Paris, von einer zu langsamen Dekarbonisierung der Strom- und Fernwärmeerzeugung aus.

Eine schnellere Dekarbonisierung lässt sich ohne eine maßgebliche Veränderung der Lebensgewohnheiten am ehesten durch einen Umbau des Energiesystems in Deutschland erreichen. Die Veränderungen werden alle Bereiche des Energiesystems (Stromerzeugung, Speicherung, Energieeffizienz, Elektrifizierung von Verkehr und Wärmemarkt, Bereitstellung von Systemdienstleistungen usw.) betreffen.

Wenn das Energiesystem in den nächsten Jahren sehr schnell umgebaut werden muss, bestehen hinsichtlich der Ausgestaltung der verwendeten Technologien, ihrer Betriebsweise und auch der räumlichen Verteilung dieser Optionen prinzipiell noch beträchtliche Spielräume. Insbesondere eine vorzeitige Stilllegung der vor allem im Nordosten und Nordwesten konzentrierten Stromerzeugung aus Kohle würde hier wahrscheinlich eine deutliche Veränderung der Lastflüsse nach sich ziehen.

Hinsichtlich eines optimierten Gesamtsystems sollten alle geeigneten Optimierungsmöglichkeiten einbezogen werden, insbesondere auch die mögliche Wechselwirkung zwischen der sich schnell ändernden Stromerzeugung, dem Verbrauch und dem resultierenden Transportbedarf.

3.2.5 Optionen zur Reduktion des Netzausbaubedarfs

Neben den dargestellten Aspekten, die im aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmen im NEP heute bereits anders betrachtet werden könnten, gibt es aus Systemsicht noch weitere Möglichkeiten zur Ausgestaltung der notwendigen Optimierung des Gesamtsystems aus Erzeugung, Nachfrage und Netz. Hierfür wäre eine Gesamtoptimierung der drei genannten Teilkomponenten anzustreben.

Die in der Bedarfsplanung verankerten Annahmen zur regionalen Verteilung der Last, die nicht die nachgelagerten Netzkosten in Betracht ziehen, sollten hinsichtlich der Effizienzgewinne einer **Gesamtoptimierung** untersucht werden. Des Weiteren müssen in der Bedarfsplanung technologische Fortschritte zur **Flexibilisierung** der Versorgungssituation berücksichtigt werden.

Beide Möglichkeiten werden im Folgenden diskutiert und Beispiele zur Erweiterung der Systemoptimierung gegeben.

Gesamtoptimierung

Im NEP-Prozess wird das Prinzip „**Netz folgt Last**“ angewendet, Erzeugungskapazitäten sowie Last werden demnach als gegeben angesehen und die notwendige Netzinfrastruktur so ausgelegt, dass sie der Versorgungssituation gerecht wird. Die Möglichkeit, den Erzeugungspark oder den Stromverbrauch regional zu beeinflussen, wird nicht betrachtet.

So wird beispielsweise der **regionale EE-Zubau** im Szenariorahmen nach dem Anlagenbestand und den Ausbauzielen der jeweiligen Bundesländer sowie dem historischen Zubau regionalisiert. Der bisherige Zubau an EE-Anlagen hat vorrangig an den ertragsreichsten Standorten stattgefunden. Die Investitionsentscheidung hängt dabei oft an einem privatwirtschaftlichen Nutzenkalkül, welches nachgelagerte Kosten (wie den Netzausbau) auf die Allgemeinheit überwälzt.

Des Weiteren ist die Gesetzgebung so angelegt, dass kein Anreiz für Kraftwerksbetreiber (erneuerbar und konventionell) besteht, bei Neuinvestitionen die Netzkosten zu berücksichtigen. Laut § 8 Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) trägt der Anschlussnehmer bei konventionellen Erzeugungsanlagen die Kosten zwischen dem nächstgelegenen Netzknotenpunkt und dem Kraftwerk. Bei erneuerbaren Energien ist nach § 8 EEG 2014, Abs. 1 die kürzeste, technisch oder wirtschaftlich beste Netzan Anschlussmöglichkeit zu wählen. In beiden Fällen werden jedoch nicht die nachgelagerten Kosten, die durch Verstärkungsmaßnahmen des Netzes nötig werden können, umfassend berücksichtigt. In einer einheitlichen Preiszone sind der systemoptimale Standort einer neuen Erzeugungsanlage und der optimale Standort aus Sicht des Kraftwerksbetreibers oft unterschiedlich.

Das gleiche Prinzip des abweichenden individuellen und gesellschaftlichen Nutzenkalküls ist auch auf der Lastseite zu finden. So hat ein industrieller Großkunde durch die einheitliche Preiszone keinen Anreiz, seinen Standort in eine Region zu verlagern, die einen Netzausbau hinfällig macht und somit gesellschaftliche Kosten vermeidet.

Flexibilitätsoptionen

Die Rolle einer weiteren Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch als maßgebliche Hilfe zur Beschleunigung der Energiewende ist bisher ebenfalls unzureichend in der Netzplanung vertreten.

So findet bisher keine Berücksichtigung der Effekte einer **Strukturveränderung der Last** statt. In fünf von sechs Szenarien (vgl. Szenariorahmen 2015) wird der Stromverbrauch als konstant angesehen. Neben der absoluten Höhe des Stromverbrauchs nimmt auch die zeitliche Struktur des Stromverbrauchs Einfluss auf die zu bewältigende Transportaufgabe. Eine differenzierte Betrachtung der Entwicklung des Stromverbrauchs wäre hier zukünftig sinnvoll. So führt beispielsweise der in den nächsten Jahren erfolgende Austausch von Glühlampen durch effizientere Leuchtmittel zu einer starken Senkung der abendlichen Bedarfsspitze. Die Auswirkung solcher strukturellen Effekte auf die Einsparung im Netzausbau werden in der bisherigen Bedarfsplanung nicht betrachtet.

Weitere strukturverändernde Maßnahmen, wie beispielsweise eine intensive **Nutzung von Speichermöglichkeiten** – zur Nutzung von PV-Strom in der Eigenversorgung wie auch größere Batterielösungen in der netzgestützten Versorgung – finden bisher im NEP noch wenig Beachtung. Der Trend fallender Batterie- und Speicherkosten macht diese Flexibilisierungsoption allerdings unabdingbar für ein zukünftiges Energiesystem und sollte in einer bedarfsgerechten Netzanalyse berücksichtigt werden.

Ebenfalls unbeachtet bleibt die Rolle der Vernetzung und der Optimierung auf der 110 kV-Ebene und dem nachgelagerten Verteilnetz. Bisher unbeachtet bleiben Möglichkeiten, beispielsweise durch die Verbindung einzelner 110 kV-Netzgebiete, eine Vergrößerung des Bilanzraums ohne die Nutzung des Übertragungsnetzes herzustellen. Zudem kommen gerade dezentrale Optionen, wie z. B. die Nutzung von Kleinspeichern, die Einbindung von PV-Strom in Heizungsanlagen und in die Mobilität eher im nachgelagerten Netz zum Einsatz, haben aber trotzdem unmittelbare Rückwirkung auf die Transportaufgabe im Übertragungsnetz. In dieser Studie werden die Effekte dieser Flexibilitätsoptionen systematisch analysiert. Dabei werden auch Unterschiede in den Auswirkungen mit und ohne regionale Preissignale aufgezeigt.

4 Eine modellbasierte Analyse

Den Kern des vorliegenden Gutachtens bildet eine modellbasierte Analyse verschiedener Ansätze, mithilfe von Flexibilitätsoptionen und dezentralen Lösungen die Notwendigkeit des Netzausbaus zu verringern. Die Analysen basieren auf der Modellierung von Grimm et al. (2016a), die in Grimm et al. (2015a) auf Deutschland angepasst wird.⁴ Im Folgenden werden zunächst die Modellierung im Detail beschrieben (Kapitel 4.1), die verwendete Datengrundlage begründet und diskutiert (Kapitel 4.2), die untersuchten Szenarien beschrieben (Kapitel 4.3) und abschließend die Ergebnisse zusammengefasst (Kapitel 4.4).

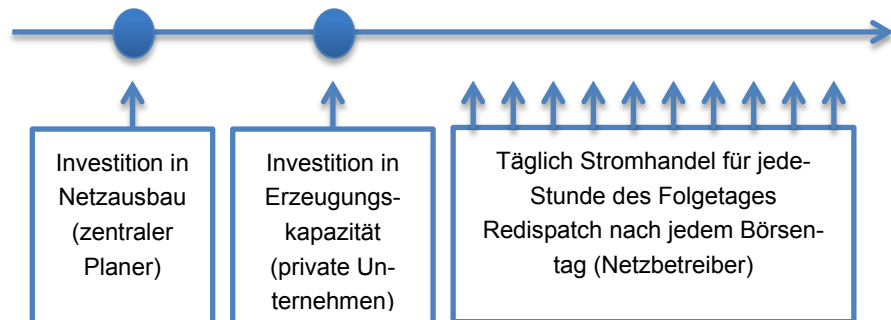
4.1 Modellierung

Der notwendige Netzausbau hängt wesentlich von der Ausgestaltung des Erzeugungssystems ab, und zwar sowohl vom Technologiemark, als auch von der regionalen Ansiedlung der Erzeugungsanlagen. Aus diesem Grund ist es für eine Analyse der Auswirkungen von Flexibilitätsoptionen und dezentralen Lösungen unabdingbar, sowohl die Investitions- als auch die Produktionsanreize in einem Strommarktmodell abzubilden.

Der Ansatz von Grimm et al. (2016a) verwendet ein dreistufiges Gleichgewichtsmodell, in dem ein zentraler Planer (bzw. die regulierten Netzbetreiber) in Antizipation der privatwirtschaftlichen Standort- und Produktionsentscheidungen von Erzeugungsunternehmen über die Netzauslegung entscheidet (Investition in Netzkapazität). Der Stromhandel erfolgt über eine zentrale Strombörse unter Vernachlässigung möglicher Netzrestriktionen (Energy-only-Markt) nach dem Merit-Order-Prinzip. Netzengpässe werden durch die Netzbetreiber nach Abschluss des Handels durch kostenbasiertes Redispatch aufgelöst. Der stilisierte zeitliche Ablauf der modellierten Zusammenhänge ist in Abbildung 2 dargestellt, eine schematische Darstellung der entsprechenden numerischen Modelle findet sich in Abbildung 3.

⁴ In der Literatur gibt es bereits eine Reihe an Beiträgen, welche die prinzipielle Bedeutung der Netzregulierung und -bewirtschaftung auf Kraftwerks- und Netzinvestitionen diskutieren, vergleiche z. B. Höffler und Wambach (2013), Ruderer und Zöttl (2012) oder Inderst und Wambach (2007). Das in Grimm et al. (2015a) verwendete berechenbare Gleichgewichtsmodell ist jedoch das erste, das es erlaubt, diese Zusammenhänge im Marktumfeld explizit zu quantifizieren.

Abbildung 2: Zeitlicher Ablauf des Modells in Grimm et al. (2015a)



Quelle: Grimm et al. (2015a)

Im Folgenden werden zunächst die Stufen im Detail beschrieben und dann die numerische Umsetzung verdeutlicht.

Stufe 1: Netzausbau

In der ersten Stufe entscheidet ein zentraler Planer über den die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt maximierenden Netzausbau unter der Nebenbedingung, dass die Netzgebühren die Finanzierung der Netzinfrastruktur sicherstellen. Die Zielfunktion des Planers, die soziale Wohlfahrt, setzt sich dabei aus der Summe der entstehenden Konsumenten- und Produzentenrenten zusammen. Somit hängt die Zielfunktion des Planers von den installierten Erzeugungskapazitäten und der realisierten Produktion der Kraftwerke ab. Der soziale Planer entscheidet also über den Netzausbau mit dem Ziel der Wohlfahrtsmaximierung und unter Antizipation der durch den regulatorischen Rahmen induzierten Investitionen in Erzeugungskapazität und der daraus resultierenden Produktion. Zur Verfügung stehen dem Planer Leitungen, die den Leitungen des Netzentwicklungsplans entsprechen (siehe Kapitel 4.2).

Stufe 2: Investition und Produktion

In der zweiten Stufe werden die Entscheidungen der privaten Unternehmen zusammengefasst. Da in der Investitionsentscheidung die Ergebnisse des Börsenhandels antizipiert werden müssen, erläutern wir zunächst die Produktionsentscheidung. Im Börsenhandel wird für jede Stunde des exemplarisch betrachteten Jahres der Börsenpreis und die gehandelte Menge nach dem Merit-Order-Prinzip ermittelt. Aus den Ergebnissen resultiert dann die Auslastung einzelner Kraftwerkseinheiten. Beschränkungen durch die bestehende Netzkapazität werden an der Börse nur dann berücksichtigt, wenn sie sich in Preissignalen widerspiegeln können.⁵

⁵ In den hier betrachteten Szenarien werden keine regional unterschiedlichen Börsenpreise betrachtet. Zur Betrachtung von Preiszonen vgl. Grimm et al. (2015a, 2016b).

Die Investitionsentscheidung in Erzeugungskapazität determiniert, wie viel Kapazität an welchen Standorten im Netz installiert wird in Antizipation der Erlössituation der entsprechenden Einheiten (d. h. der Einsatzhäufigkeit und der in den entsprechenden Stunden erzielten Deckungsbeiträge). Die Standortentscheidung kann durch eine standortbedingt unterschiedliche Erlössituation beeinflusst werden (z. B. bei Preiszonen, die dazu führen, dass Netzengpässe in gewissem Umfang berücksichtigt werden) oder auch durch standortbezogene Unterschiede in den Investitionskosten (z. B. durch eine regional differenzierte G-Komponente⁶ oder durch natürlich unterschiedliche Standortfaktoren aufgrund von Transportkosten der entsprechenden Rohstoffe).

Stufe 3: Redispatch

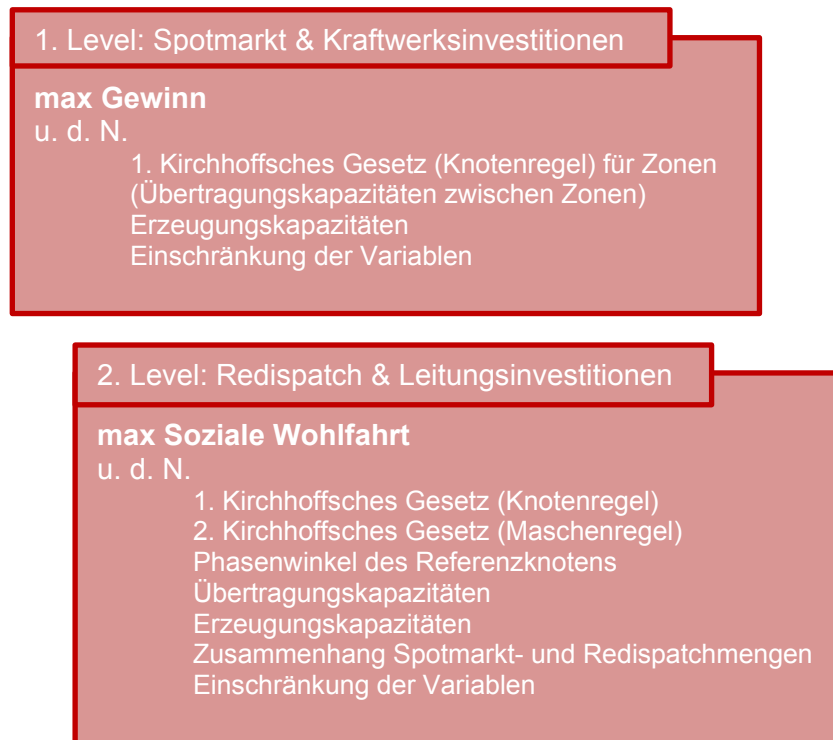
In der dritten Modellstufe entscheidet der Netzbetreiber über Redispatch-Maßnahmen für alle 8.760 (24 Stunden mal 365 Tage) Spotmarkt-Ergebnisse. Diese Berechnungen werden signifikant erleichtert, da intertemporale Nebenbedingungen der Produktionsentscheidungen von Kraftwerken in der Modellierung vernachlässigt werden und keine zeitliche Interdependenz zwischen den einzelnen Spotmärkten vorliegt. Die Redispatch-Operationen werden so gewählt, dass bei den gegebenen Vergütungsregeln (kostenbasiertes Redispatch) die Redispatch-Kosten minimiert werden. Dabei berücksichtigt der Netzbetreiber die physikalischen Eigenschaften des Netzes (lineares Flussmodell unter Berücksichtigung von Maschenregeln) sowie die Beschränkungen durch den Kraftwerkspark.

Redispatch kann in der Realität einerseits durch die Zu- und Abschaltung von Kraftwerken erfolgen, andererseits aber auch durch das Zu- und Abschalten regelbarer Verbraucher oder eine Drosselung der Wind- oder PV-Einspeisung. Während die letzten beiden Optionen heute noch als Ausnahme zu sehen sind, ist es durchaus denkbar, dass sie – je nach regulatorischen Rahmenbedingungen – zum Regelfall werden, da Netzprobleme ohne diese Maßnahmen nicht lösbar sind. Wir erlauben daher in verschiedenen Modellvarianten auch unkonventionelle Redispatch-Maßnahmen. Im Rahmen des Redispatches werden beim Auftreten von Netzengpässen Kraftwerke vor dem Engpass ab- und Kraftwerke hinter dem Engpass zugeschaltet. Die Betreiber der abgeschalteten Kraftwerke müssen dem Netzbetreiber ihre vermiedenen variablen Kosten erstatten, so dass sie genau indifferent zwischen Produktion und Abschaltung sind. Die zugeschalteten Kraftwerke bekommen eine Vergütung in Höhe der anfallenden variablen Kosten. Kostenminimales Redispatch impliziert, dass die teuersten Kraft-

⁶ Eine G-Komponente (G = Generation) für Stromerzeugungsanlagen bewirkt eine optimierte Verteilung der Anlagen im Stromnetz. Die potenzielle Entgelthöhe ist abhängig vom Netzanschlusspunkt (Ort und Spannungsebene sowie die ggf. damit verbundenen Ausbaukosten für das Stromnetz) und der Einspeisecharakteristik.

werke vor dem Engpass abgeschaltet und die günstigsten Kraftwerke hinter dem Engpass zugeschaltet werden. Die Spezifikation der Zahlungen impliziert, dass kein Kraftwerksbetreiber durch Redispatch-Einsätze zusätzliche Gewinne oder Verluste realisieren kann, so dass für die Unternehmen im Modell der Redispatch-Einsatz nicht in das Optimierungskalkül eingeht. Abbildung 3 illustriert die numerische Umsetzung des beschriebenen mehrstufigen Modells. Dazu werden in einem ersten Schritt die privatwirtschaftlichen Entscheidungen der Erzeuger hergeleitet, die (in den hier vorliegenden Analysen) innerhalb des deutschen Marktgebietes keine Preisunterschiede sehen. In einem zweiten Schritt werden dann die korrespondierenden wohlfahrtsmaximierenden Entscheidungen zu Netzausbau und Redispatch bestimmt.

Abbildung 3: *Modellskizze: Berechnung des Marktgleichgewichts (MG)*



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 4 zeigt das Maximierungsproblem eines hypothetischen sozialen Planers, der das Gesamtsystem optimiert. Wir werden die entsprechende Lösung als Benchmark verwenden, um die resultierenden Wohlfahrtsgewinne und Effekte einzuordnen.

Abbildung 4: *Modellskizze: Berechnung des Wohlfahrtsoptimums (FB)*

max Soziale Wohlfahrt

u. d. N.

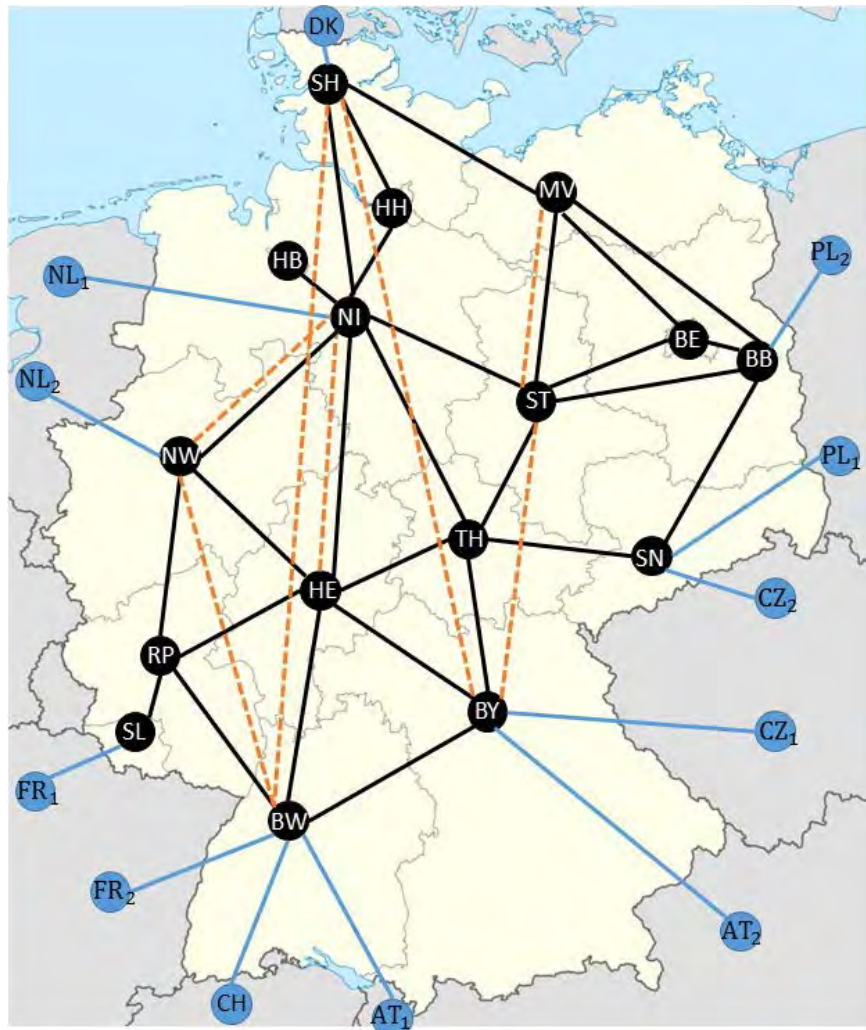
1. Kirchhoffsches Gesetz (Knotenregel)
 2. Kirchhoffsches Gesetz (Maschenregel)
- Phasenwinkel des Referenzknotens
Übertragungskapazitäten
Erzeugungskapazitäten
Einschränkung der Variablen

Quelle: *Eigene Darstellung*

Weitere Details zu den Modellkomponenten

Die Grundlage der Modellierung von Grimm et al. (2015a) bildet eine Netzstruktur mit Knoten und Kanten (Leitungen), wobei an den Knoten Verbraucher und/oder Erzeuger angesiedelt sind und Erzeugung zugebaut werden kann. Hierbei werden sowohl Deutschland als auch die zentralen Verbindungen ins Ausland abgebildet. Das deutsche Übertragungsnetz (inkl. Konnektoren ins Ausland) wird zu diesem Zweck auf 28 Knoten reduziert (je ein Knoten pro Bundesland sowie 12 Auslandsknoten, siehe Abbildung 5). Windparks in Nord- und Ostsee werden dabei den Bundesländern zugeordnet, an die sie angebunden sind.

Abbildung 5: Netzknoten Deutschland und Nachbarstaaten



Quelle: Eigene Darstellung

Leitungen werden im Modell durch die Kanten zwischen den Knoten abgebildet. Der Modellierungsansatz verwendet die allgemein übliche verlustfreie lineare Gleichstrom-Fluss-Approximation (linear lossless DC approximation). Hierfür werden jeder Leitung eine thermische Kapazität und ein Widerstandswert zugeordnet. Dies erlaubt eine Berücksichtigung des ersten und des zweiten Kirchhoffschen Gesetzes. Der Zubau von Leitungen wird an ausgewählten Stellen zugelassen, die aus dem Netzentwicklungsplan abgeleitet werden. Für die entsprechenden Leitungskandidaten werden Investitionskosten (Annuitäten pro km) sowie der Widerstand spezifiziert (siehe Kapitel 4.2).

Bei der Modellierung der Netzstruktur ist zu beachten, dass die betrachteten Auslandsknoten untereinander nicht verbunden sind. Ziel der langfristigen Investitionsanalyse des vorliegenden Gutachtens ist es (analog zum Netzentwicklungsplan), innerhalb Deutschlands auftretende regionale Ungleichgewichte von Produktion und Verbrauch durch das deutsche Übertragungsnetz zu adressieren –

ohne Berücksichtigung möglicherweise zusätzlich vorhandener Übertragungswege über ausländische Netze.

Berücksichtigung des Auslands: Bei der Bestimmung des Marktgleichgewichts im Rahmen der durchgeführten Modellberechnungen wird jedem der Nachbarländer (außer Österreich⁷) eine eigene Preiszone zugewiesen. Im Fall von knapper Übertragungskapazität stellen sich damit bereits am Spotmarkt unterschiedliche Preise ein. Dies erlaubt die exakte Modellierung der aktuellen internationalen Engpassbewirtschaftung durch explizite bzw. implizite Auktionierung der Grenzübergangskapazitäten. Entsprechend der aktuell geltenden Regeln erfolgt die Bestimmung der Engpasskapazitäten gemäß der Net-Transfer-Capacities (NTC-Methode). Hierbei wird in der Realität im Vorfeld der Auktion eine jeweils zur Verfügung stehende Übertragungskapazität festgelegt. In der Modellierung legen wir jeweils einen Wert für die zur Verfügung stehenden Kapazitäten für den gesamten Zeitraum fest, der aus den beobachteten grenzüberschreitenden Handelsmengen bestimmt wird.

Nachfrage: Verbraucher sind an den Knoten im Netzwerk angesiedelt. Die Nachfrage wird modelliert, indem ausgehend von einem aus Strommarktdaten bekannten Verbrauchspunkt eine lineare Nachfragefunktion mit einer für den Strommarkt typischen Elastizität generiert wird. Durch die Fluktuation des stündlichen Verbrauchs fluktuieren auch die so generierten Nachfragefunktionen über die Zeit. Die Modellierung der stündlichen Strommärkte umfasst somit 8.760 (24 Stunden mal 365 Tage) stündliche Nachfragekurven.⁸

Analog dazu wird eine Residualnachfrage jedes Auslandsknotens bestimmt. Hierbei ist zu beachten, dass nicht nur positive Nachfragemengen (Export aus Deutschland), sondern auch negative Mengen (Import nach Deutschland) auftreten können. Die Kalibrierung erfolgt über im Jahre 2014 beobachtete Import/Export-Handelsmengen an den jeweiligen Grenzübergangspunkten zusammen mit den jeweils beobachteten Marktpreisen.

In einer Modellvariante betrachten wir außerdem die Möglichkeit, in Power-to-Gas-Anlagen (P2G) zu investieren. Kommt diese Technologie zum Einsatz, so besteht die Möglichkeit, Strom in Gas umzuwandeln, was bei ausreichend niedrigen Strompreisen attrak-

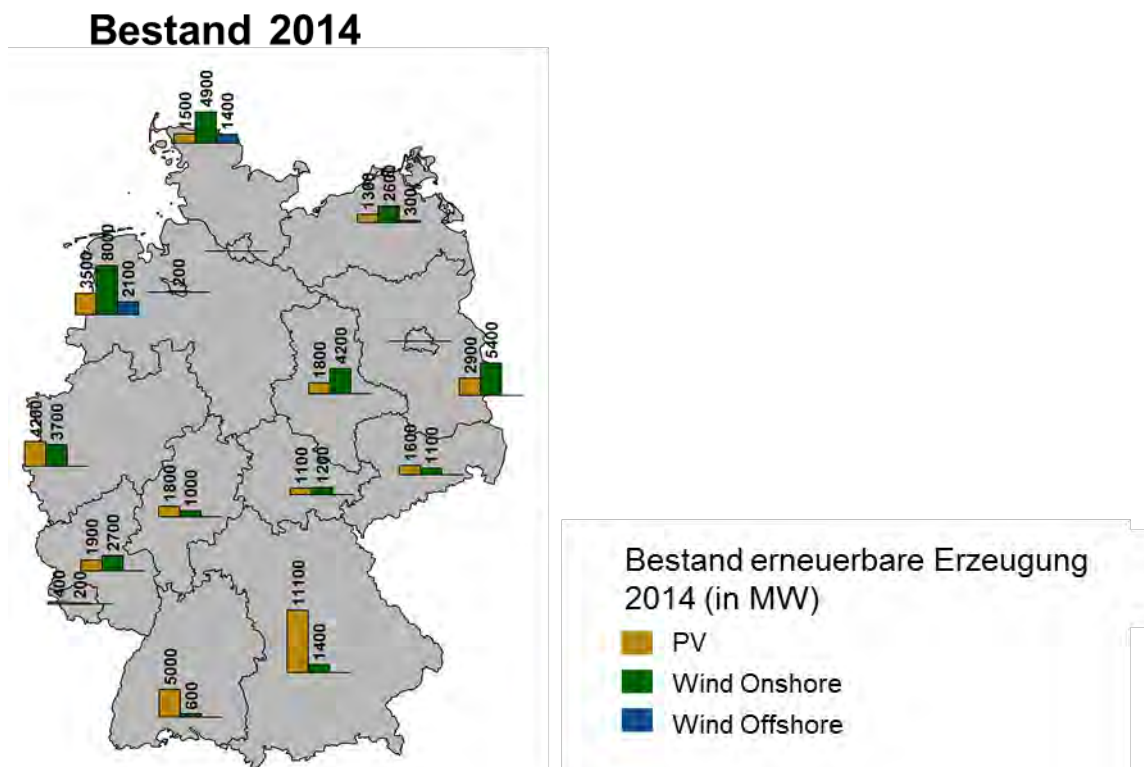
⁷ Bei der Auslegung des Modells für Deutschland wird berücksichtigt, dass Deutschland und Österreich in einer Preiszone liegen, indem keine Preisunterschiede zwischen den Handelsgebieten zugelassen werden. An den restlichen Auslandsknoten werden Preisunterschiede zugelassen.

⁸ Um die Rechenzeit gering zu halten, verwenden wir in einem Großteil der Berechnungen lediglich die erste Woche jedes Monats wodurch sich $12 \cdot 7 \cdot 24 = 2.016$ Stunden ergeben. Die Ergebnisse weichen jedoch nur marginal von den Ergebnissen bei Zugrundelegen von 8.760 Stunden ab.

tiv ist. Bis auf die P2G-Anlagen wird die Nachfrage im Modell nicht endogen betrachtet.

Erneuerbare Erzeugung: Die im Modell endogen betrachteten Optionen zur erneuerbaren Erzeugung umfassen Wind und PV. Ausgehend von den aktuellen Bestandsanlagen wird in verschiedenen Modellvarianten somit der Zubau von Wind- und PV-Anlagen analysiert. Der Bestand im Jahr 2014 ist in Abbildung 6 illustriert und kann in den Modellrechnungen nicht abgebaut werden. Bei der Analyse der Zubau-Entscheidungen wird beachtet, dass sowohl die Investitionskosten als auch die Erträge der Anlagen regional variieren. Die Investitionskosten berücksichtigen z. B. unterschiedliche landschaftliche Gegebenheiten. Für PV- und Windkraftanlagen wird eine Lebensdauer von 20 Jahren angesetzt. Der Abbildung der unterschiedlichen Ertragsraten liegen regional differenzierte Wind- und Sonnenprofile (bundeslandschaft) zugrunde. Außerdem werden für jedes Bundesland fünf verschiedene Ertragsklassen betrachtet, um der unterschiedlichen Attraktivität verschiedener Standorte Rechnung zu tragen. In allen Modellvarianten wird die jährliche Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Wind und PV) konstant gehalten, variiert werden die Standorte sowie der Technologiemix.

Abbildung 6: Bestand an PV, Wind Onshore und Wind Offshore im Jahr 2014 als Ausgangspunkt für die betrachteten Modellszenarien



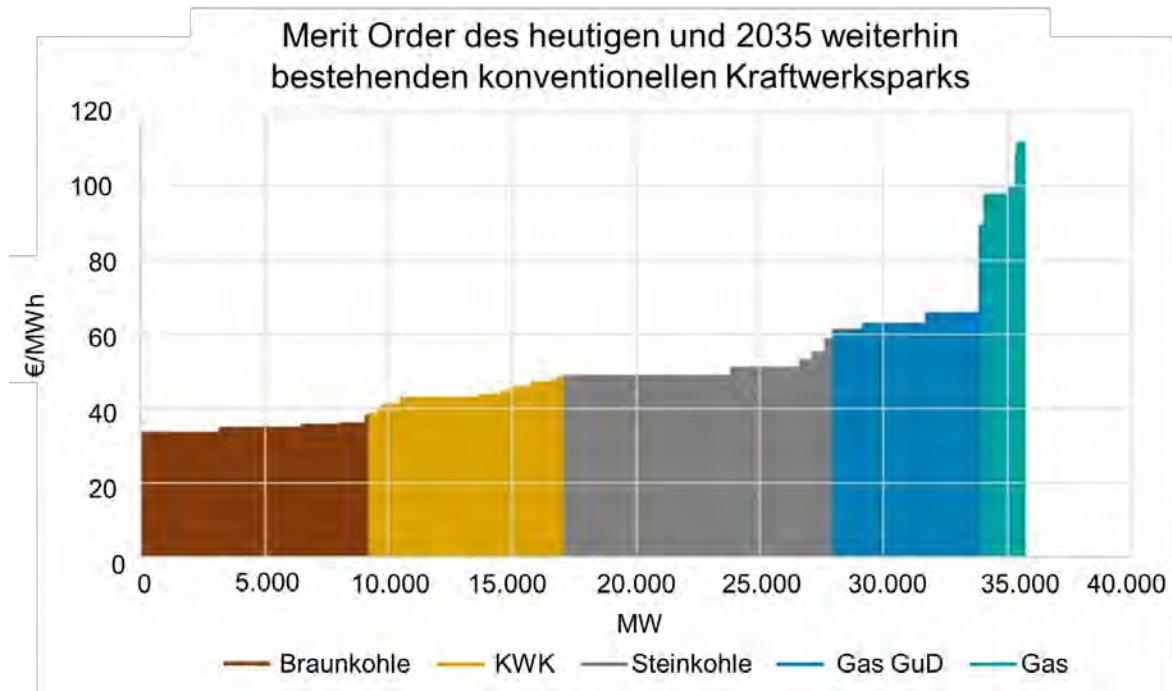
Die aufgrund der regionalen Wind- und Sonnenprofile resultierende Einspeisung der installierten Anlagen wird von der Nachfrage an den einzelnen Knoten abgezogen. Darüber hinaus wird Wasserkraft exogen als stündlicher Einspeisevektor in das Modell integriert und ebenfalls an den einzelnen Knoten berücksichtigt. Die verbleibende Nachfrage wird von konventionellen Kraftwerken gedeckt (siehe unten).

Konventionelle Erzeugung: Konventionelle Kraftwerke sind ebenfalls an den Knoten des Netzwerks angesiedelt. Die hier betrachteten Erzeugungsoptionen umfassen Stein- und Braunkohlekraftwerke sowie Gaskraftwerke. Ein Teil der Anlagen kann als Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage (KWK-Anlage) betrieben werden. Für alle Technologien wird, ausgehend von einem aktuellen Bestand, der Zubau endogen im Modell hergeleitet. Der installierte Kraftwerkspark sowie die Zubau-Optionen folgen den Szenarien, die für die Netzentwicklungsplanung verwendet wurden (vgl. ÜNB (2014a)). Die Merit Order, die aus dem Bestand resultiert, ist in Abbildung 7 dargestellt. Nicht an jedem Knoten kann notwendigerweise jede Technologie zur Stromerzeugung eingesetzt werden.⁹ Dies kann im Modell durch eine Einschränkung der Investitionsmöglichkeiten an den einzelnen Knoten oder durch eine Differenzierung der Investitions- oder Betriebskosten abgebildet werden.¹⁰

⁹ So finden sich z. B. Braunkohlekraftwerke nur nahe der Abbaugebiete, Steinkohlekraftwerke setzen Infrastruktur zur Belieferung mit Brennstoff voraus (Wasserwege, Bahnanbindung), Gaskraftwerke können hingegen in weiten Teilen Deutschlands mit ähnlichem Kostenaufwand betrieben werden.

¹⁰ Rückbau von Anlagen wird ausführlich in der Datengrundlage (Kapitel 4.2) beschrieben.

Abbildung 7: Merit Order des bestehenden konventionellen und nicht fluktuierenden erneuerbaren Kraftwerksbestandes (ohne Zubau), Grundlage für betrachtete Modellszenarien



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von ÜNB (2014a)

Im Modell wird konkret ermittelt, welche der möglichen Erzeugungsanlagen (Art der Erzeugung und Größe der Anlage) unter verschiedenen regulatorischen Rahmenbedingungen zugebaut werden. Es ist außerdem möglich, den Abbau von Kapazität zu ermitteln, der erfolgen würde, wenn die jährlichen Betriebskosten einer Erzeugungseinheit durch deren Erlöse nicht gedeckt wären.

Investitionsentscheidungen der privaten Erzeugungsunternehmen basieren in der Modellanalyse auf Kosten-Nutzen-Abwägungen. Im Folgenden geben wir einen detaillierten Überblick über die modellierten Kostenkomponenten sowie über die Determinanten der Erlöse der Erzeugungseinheiten.

Produktionskosten und Angebotsentscheidung: Eine Arbeitseinheit (MWh) wird im Modell angeboten, wenn der Erlös, der mit ihr erzielt wird, höher ist als die variablen Kosten, die bei ihrer Produktion entstehen. Da in der Modellierung Marktmacht nicht berücksichtigt wird¹¹, bieten die Erzeuger ihre Kapazität für jede der

¹¹ Die Berücksichtigung von strategischem Verhalten von Firmen ist nach aktuellem Forschungsstand im analysierten Marktmodell mit Redispatch, Kraftwerksinvestitionen und Netzerweiterung nicht durchführbar. Das zentrale Hindernis besteht darin, dass unter plausiblen Annahmen kein eindeutiges Gleichgewicht des Marktspiels zwischen den Firmen

24 Stunden eines Tages zu Grenzkostenpreisen an der Strombörse an. In Abhängigkeit der Nachfragesituation kommt es jedoch in vielen Stunden zu Preisen, die deutlich über den variablen Kosten der Erzeugung liegen und die somit zur Amortisation der Investitionskosten für die Erzeugungseinheit beitragen können. Die variablen Kosten der Erzeugung (Grenzkosten) setzen sich für die konventionellen Kraftwerke aus den Brennstoffkosten und den Kosten für notwendige CO₂-Zertifikate zusammen. Hierbei wird von einem auslastungsunabhängigen, aber baujahr- und technologiespezifischen Wirkungsgrad jedes Kraftwerks ausgegangen. Bei KWK-Anlagen sinken die der Angebotsentscheidung zugrundeliegenden Produktionskosten um den Erlös aus dem Wärmeangebot. Dynamische Komponenten, wie z. B. Anfahrkosten, Minimalauslastung von Kraftwerken oder Beschränkungen der Einsenkgeschwindigkeit der Kraftwerke, finden keine Berücksichtigung.¹²

Betriebskosten: Die Betriebskosten sind Kosten, die aus der Betriebsbereitschaft einer Anlage entstehen. Sie sind kurzfristig nicht vermeidbar und werden daher bei der Angebotsentscheidung nicht berücksichtigt. Langfristig können sie durch eine Stilllegung der Anlage vermieden werden. Ein Vergleich der Betriebskosten mit den erwarteten Erlösen eines Kraftwerks (z. B. für das kommende Quartal oder Halbjahr) erlaubt somit eine Entscheidung über Stilllegung oder Weiterbetrieb der Einheit.

Investitionskosten: Investitionen in Erzeugungskapazität stellen extrem langfristige Entscheidungen dar, da Erzeugungsanlagen eine Lebensdauer von mehreren Jahrzehnten haben. Die Investitionsentscheidung sollte erfolgen, wenn die erwarteten Erlöse aus dem Betrieb der Anlage über ihre Lebensdauer die Investitionskosten übersteigen. Für Kraftwerke wird eine Abschreibungsdauer¹³ von 35 Jahren für Kohlekraftwerke und 25 Jahre für Gaskraftwerke angelegt. Hieraus lässt sich eine „Annuität“ (in €/MW) für die Investitionskosten errechnen, d. h. der Betrag, den das Kraftwerk innerhalb eines Jahres mit einer installierten Kapazität von einem MW verdienen muss, damit die Investition lohnenswert ist. In der Modellanalyse wird ein „typisches“ Jahr betrachtet, in dem die Unternehmen dann Kapazität zubauen, wenn der Betrieb der zusätzlichen Kapazität rentabel ist, d. h. die Erlöse die Investitionskosten

existiert. Dadurch ergibt sich eine sehr große Beliebigkeit der daraus resultierenden Gesamtlösung, die dann keinerlei belastbare Aussagen für die im Gutachten behandelten Fragestellungen zulässt.

¹² Diese führen zu intertemporalen Nebenbedingungen des Gleichgewichtsproblems. Zur exakten Bestimmung des kurzfristigen Kraftwerkseinsatzes sind diese Nebenbedingungen in der Tat von großer Bedeutung. Allerdings fokussiert die im vorliegenden Gutachten durchgeführte Analyse auf den langfristigen Kraftwerks- und Netzausbau. Hier führt eine detaillierte Berücksichtigung dieser intertemporalen Nebenbedingungen zu signifikanten Laufzeitverlängerungen des verwendeten Lösungsalgorithmus und macht somit sinnvolle Laufzeiten unmöglich. Es ist darüber hinaus davon auszugehen, dass diese intertemporalen Nebenbedingungen, die den kurzfristigen Kraftwerkseinsatz betreffen, keinen signifikanten Einfluss auf die langfristigen Entscheidungen haben. Einschlägige Studien der Fachliteratur, die langfristige Investitionsentscheidungen betrachten, wählen in der Regel einen analogen Ansatz.

¹³ Vgl. Konstantin (2013), S. 311

übersteigen. Der Umfang des Zubaus, d. h. die Größe der entsprechenden Kraftwerke, wird über eine Grenzbetrachtung ermittelt: Für jedes zusätzliche MW installierte Leistung wird überprüft, ob der Grenzerlös, d. h. die Summe der erwarteten zusätzlichen Erlöse durch die zusätzlich installierte Leistung, höher ist als die Grenzkosten (Annuität pro MW). Der Grenzerlös einer zusätzlichen Kapazitätseinheit wird dabei entscheidend von den im Modell abgebildeten Marktregeln bestimmt. Daher lassen sich im Modell die Auswirkungen des regulatorischen Rahmens auf die Investitionsentscheidungen explizit untersuchen.

Netzgebühren: Netzgebühren werden mit dem Ziel erhoben, die Netzinvestitionen zu finanzieren und auf die Verbraucher umzulegen. Im Modell werden Gebühren zur Abzahlung bestehender Infrastruktur berücksichtigt¹⁴ sowie die Erhöhung des Netzentgelts, das sich aus dem Zubau von Leitungen, Einnahmen an den Grenzkuppelstellen und aus dem finanziellen Aufwand für Redispatch ergibt.

Mithilfe der hier vorgestellten Herangehensweise ist es möglich, endogen die Auswirkung verschiedener regulatorischer Rahmenbedingungen auf (i) die Produktions- und Investitionsanreize der privatwirtschaftlichen (ihren Gewinn maximierenden) Erzeuger und (ii) den in dem entsprechenden Rahmen optimalen Netzausbau zu ermitteln. Dies erfolgt in anderen einschlägigen Studien nicht. So stellt die Netzausbauplanung beispielsweise auf eine prognostizierte Entwicklung des Kraftwerksparks und des EE-Zubaus ab. Es wird aber nicht untersucht, ob veränderte Investitionsanreize in (konventionelle und erneuerbare) Erzeugungskapazitäten zu einer anderen optimalen Netzauslegung führen würden – und wie sich die Gesamtkosten der Stromerzeugung in verschiedenen Szenarien unterscheiden würden. Einen solchen Vergleich leistet das hier vorgestellte Verfahren.

4.2 Datengrundlage für die Modellrechnungen

Vor dem Einsatz des Modells für die Abschätzung der Auswirkungen regulatorischer Rahmenbedingungen auf das Energiesystem der Zukunft ist eine umfassende Kalibrierung erforderlich. Dabei ist es von entscheidender Bedeutung, für die exogenen Parameter Daten zu verwenden, die auf belastbaren Zukunftsprognosen basieren und/oder eine Grundlage von alternativen Modellen bilden,

¹⁴ Für die Finanzierung des Bestandsnetzes werden 2 Mrd. € veranschlagt und auf die Verbraucher (pro MWh) umgelegt.

welche Aussagen über die zukünftige Konfiguration des Strommarktes treffen.¹⁵

Da der Fokus dieser Analyse auf dem deutschen Strommarkt unter Berücksichtigung der Interkonnektoren zu den Nachbarländern liegt, werden – wo dies möglich ist – Eingangsparameter aus dem Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 der Übertragungsnetzbetreiber verwendet (siehe ÜNB (2014)). Der Szenariorahmen ist die Grundlage für die Erstellung des NEP und stellt sechs Szenarien vor. Dabei werden drei unterschiedliche Entwicklungspfade unterstellt und der Erzeugungsmix im Jahr 2025 prognostiziert. Eines dieser Szenarien (B 2035) schreibt einen dieser Entwicklungspfade fort, um einen möglichen Verlauf für die kommenden 20 Jahre abzubilden. Dieses Szenario wird für die Kalibrierung der exogenen Parameter des Modells verwendet.

Für modellendogene Variablen – die konventionelle sowie in einigen Szenarien die erneuerbare Kraftwerkskapazität und die Netzinfrastruktur – werden lediglich Informationen über den zu erwartenden Rückbau genutzt, während sich alle Zubau-Entscheidungen aus der Modellanalyse ergeben. Alle anderen Größen werden als Inputparameter verwendet, wie es im Detail weiter unten beschrieben ist.

Die Begründung, das in der fernen Zukunft liegende Szenario zu wählen, ist naheliegend. Ein Investor, der heute eine Investition in Erzeugungskapazität erwägt, muss inklusive Genehmigungsverfahren und Bauphase fünf bis sieben Jahre einplanen, bis das geplante Kraftwerk einsatzfähig ist. Der Zeitraum um 2025 läge somit in etwa zu Beginn der Betriebsphase des Kraftwerks. Für die Investitionsentscheidung sind jedoch die Bedingungen im Laufe der gesamten Lebensdauer des Kraftwerks relevant. Diese werden deutlich besser durch die Bedingungen zu einem späteren Zeitpunkt (hier: 2035) abgebildet. Ein weiteres Argument für die Verwendung des Szenarios B 2035 ist der bis dahin erfolgte stärkere Rückbau konventioneller Kraftwerkskapazität. Der dadurch notwendige umfangreichere Zubau erlaubt deutlichere Rückschlüsse auf die Anreizwirkungen verschiedener regulatorischer Rahmenbedingungen und die Größenordnungen der Effekte.

Da in einem berechenbaren Gleichgewichtsmodell simultan die (langfristigen) Investitionsanreize und die (kurzfristigen) Produktionsanreize zusammen mit dem damit einhergehenden Netzausbau berechnet werden, ist eine signifikante Vereinfachung der zugrundeliegenden Netzknotenstruktur notwendig. Für die sinnvolle ökonomische Kalibrierung des Modells erfolgt eine Aufteilung des gesamten Markt- und Netzgebiets anhand der einzelnen Bundes-

¹⁵ Im ersten Fall ist das Ziel eine möglichst akkurate Abschätzung von quantitativen Effekten, im zweiten Fall ermöglichen die Ergebnisse eine Überprüfung bestehender Prognosen mit alternativen Ansätzen.

länder. Das deutsche Übertragungsnetz wird aggregiert, so dass jedes Bundesland einen Netzknoten zugeordnet bekommt, der das entsprechende Versorgungsgebiet bedient.

Bestandsnetz: Da es für die Kalibrierung des Netzes aktuell keine öffentlich zugängliche Quelle mit allen für die Modellierung relevanten Daten gibt, wurde die Netzinfrastruktur unter Einbeziehung mehrerer Quellen kalibriert. Auf der Grundlage der Karte des Deutschen Höchstspannungsnetzes von VDE (2014) und unter Zuhilfenahme von 50Hertz (2015), Amprion (2015), Tennet (2015) sowie dem detaillierten Netzplan in Joost (2015) wurden die zwischen den Bundesländern bestehenden Leitungen sowie ihre Länge ermittelt. Die relevanten physischen Werte der Reaktanz und der thermischen Kapazität der unterschiedlichen Leitungstypen sind in Kießling et al. (2001) und Egerer et al. (2014) aufgeführt.

Abbildung 8: Haupttrassen des NEP 2014, Szenario B 2034



Quelle: ÜNB (2014b)

Netzausbau: Der im Modell berücksichtigte Leitungsausbau erfolgt entlang der vier im NEP 2014 vorgegebenen Korridore für den DC-Netzausbau (vgl. DC-Neubau in Abbildung 8 und ÜNB (2014b)). Entlang jedes Korridors können einzelne HGÜ-Verbindungen als Teilprojekte des Netzentwicklungsplans 2014 realisiert werden. Insgesamt werden somit alle 15 diskutierten

HGÜ-Verbindungen als Leitungskandidaten für den Netzausbau im Modell berücksichtigt. Um die Berechenbarkeit der Kalibrierung zu gewährleisten, können die restlichen Wechselstromleitungen für den Ausbau im Übertragungsnetz des NEP 2014 nicht weiter berücksichtigt werden, da es sich bei den Entscheidungsvariablen für den Netzausbau um ganzzahlige Variablen handelt, welche zu einer stark verlängerten Laufzeit führen. Da die Investitionskosten der vernachlässigten Leitungen weit unter den Kosten der viel längeren HGÜ-Leitungen liegen und da viele dieser kürzeren Leitungen auch nur innerhalb eines einzelnen Bundeslandes verlaufen, haben die unterschiedlichen hier diskutierten Anreizsysteme eine geringere Auswirkung auf Unterschiede beim Ausbau der Wechselstromverbindungen als bei der Ausbauentcheidung der HGÜ-Leitungen. Zusätzlich führen die momentanen Akzeptanzprobleme in der Gesellschaft beim Bau der HGÜ-Leitungen zu einem weiteren Anstieg der Netzausbaukosten und zu einem gesteigerten Interesse an Alternativen zum Leitungsausbau.

Die verwendeten Kosten für den Netzausbau basieren auf den Kostenschätzungen aus dem Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB (2012)). Für den Neubau von DC-Freileitungen werden 1,4 Mio. € pro km veranschlagt und DC-Konverterstationen, die pro Leitung jeweils zweimal benötigt werden, kosten 0,13 Mio. € pro MW. Für jede Leitung werden die Kosten pro km mit der jeweiligen Leitungslänge multipliziert, wobei jeweils die DC-Konverterstationen berücksichtigt werden. Als Eingabe in das Optimierungsmodell wird die Annuität berechnet, dabei werden ein Zinssatz von 6 % und eine Abschreibungsdauer von 25 Jahren angenommen¹⁶. Für alle Leitungen mit gleichen Start- und Endknoten werden durchschnittliche Kosten ermittelt. Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die im Modell verwendeten Kosten der Netzausbaumaßnahmen.

¹⁶ Alle aufgeführten Werte sind entnommen aus dem NEP 2012 (vgl. ÜNB, (2012)).

Tabelle 4: Kosten der Netzausbaumaßnahmen als Annuitäten

Leitungsverlauf	Maßnahmen nach NEP 2014	Investitionskosten als Annuität [Mio. €]
NI – NW	(A01, A11, A15)	81,2
NW – BW	(A02)	77,9
NI – HE	(B03, B04)	89,4
SH – BW	(C05, C05a, C06WDL)	127,6
SH – BY	(C06mod, C08)	119,0
ST – BY	(D18, D19a)	106,4
MV – ST	(D19b, D20)	67,0

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von ÜNB (2012)

Nachfrage: Für den Szenariorahmen 2025 werden verschiedene Entwicklungspfade des Nettostromverbrauchs berücksichtigt.¹⁷ In dem für die Kalibrierung verwendeten Szenario B 2035 wird eine konstante Entwicklung des Nettostromverbrauchs unterstellt. In dieser Analyse werden stündliche Nachfragedaten für Deutschland aus dem Jahr 2014 verwendet, die über www.entsoe.eu verfügbar sind. Die Aufteilung der Nachfragemengen auf die Bundesländer orientiert sich an den statistischen Daten des Länderarbeitskreises Energiebilanzen.¹⁸ Tabelle 5 gibt einen Überblick über den Stromverbrauch nach Bundesländern in Deutschland.

¹⁷ Vgl. BNetzA (2014b), S. 76

¹⁸ Vgl. ÜNB (2014a), S. 60, Tabelle 32

Tabelle 5: Stromverbrauch nach Bundesländern gemäß NEP-Annahmen

Bundesland	Verbrauch [TWh]	Anteil [%]
Baden-Württemberg	73,2	13,4 %
Bayern	80,3	14,7 %
Berlin	13,4	2,4 %
Brandenburg	15,0	2,7 %
Bremen	5,0	0,9 %
Hamburg	12,7	2,3 %
Hessen	38,1	7,0 %
Mecklenburg-Vorpommern	6,4	1,2 %
Niedersachsen	53,4	9,8 %
Nordrhein-Westfalen	151,6	27,7 %
Rheinland-Pfalz	28,4	5,2 %
Saarland	9,2	1,7 %
Sachsen	20,2	3,7 %
Sachsen-Anhalt	15,7	2,9 %
Schleswig-Holstein	12,2	2,2 %
Thüringen	12,6	2,3 %
Deutschland	547,4	100,0 %

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von ÜNB (2014a)

Berücksichtigung der erneuerbaren Erzeugung: In den Berechnungen werden Investitionsanreize für erneuerbare Erzeugung sowohl endogen als auch exogen betrachtet.

Für eine endogene Betrachtung der Investitionsanreize für erneuerbare Erzeugungseinheiten müssen in der Modellierung die bestehenden Anlagen erfasst werden. Diese können für Wind Onshore und PV dem Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 (ÜNB (2014a)) entnommen werden und werden für Wind Offshore gemäß der EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2013 (ÜNB (2015)) für die relevanten Bundesländer bestimmt. Da für das Jahr 2013 nur die Offshore-Windanlagen gelistet sind, die auch an das Netz angeschlossen sind, und da angenommen wird, dass auch alle im Szenario B 2035 gelisteten Offshore-Windanlagen an das deutsche Netz angeschlossen sind, werden die Offshore- und Onshore-Anlagen im Weiteren als Technologie Wind zusammengefasst. Tabelle 7 gibt einen Überblick über die verwendeten Werte.

Für die exogene Betrachtung der Investitionsanreize für erneuerbare Erzeugung muss der prognostizierte Ausbau an erneuerbarer Erzeugung in die Eingabedaten aufgenommen werden.

Dieser ist in zahlreichen Zukunftsszenarien betrachtet worden, die ebenfalls im Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 (ÜNB (2014a)) zusammengefasst sind. Für die Kalibrierung des Modells werden die Ausbauprognosen des Szenarios B 2035 verwendet,¹⁹ die entsprechenden Daten für Wind, PV, Biomasseanlagen und Wasserkraft pro Bundesland bereitstellen. Tabelle 6 fasst die hier verwendeten Daten zusammen.

Laufwasser wird als exogen gegebener stündlicher Einspeisevektor in die Modellierung integriert. Hierbei wurden in einem ersten Schritt die monatlichen Erzeugungsmengen für das Bundesgebiet (Destatis (2016)) stündlich interpoliert. In einem zweiten Schritt wurde die stündliche Erzeugung anhand des Verhältnisses der installierten Leistung auf die Bundesländer aufgeteilt (BDEW (2014)).

Tabelle 6: Nettonennleistungen und prognostizierte Nettonennleistungen aller Erzeugungseinheiten, 2013 und Szenario B 2035

Erzeugungstyp	Referenz 2013 [GW]	Szenario B 2035 [GW]
Kernenergie	12,1	0,0
Braunkohle	21,2	13,9
Steinkohle	26,2	14,9
Erdgas	26,5	37,5
Mineralölprodukte	4,1	1,1
Speicher (inkl. Pumpspeicher)	6,4	12,6
Sonstige konventionelle	3,2	1,7
Abfall	1,6	1,6
Summe	101,2	83,3
Wind Onshore	33,2	82,2
Wind Offshore	0,5	18,5
Photovoltaik	35,1	60,7
Biomasse	6,4	8,2
Wasserkraft	4,6	4,9
Sonstige erneuerbare	0,4	1,2
Summe	80,2	175,7

Quelle: Eigene Darstellung auf der Grundlage von ÜNB (2014a), S. 15, Tab. 1

Das im Szenariorahmen prognostizierte Wachstum der EE-Produktion für jedes Bundesland kann für das Szenario B 2035 dem Szenariorahmen 2015 (siehe ÜNB (2014), S. 72-74) entnommen werden.

¹⁹ Vgl. ÜNB (2014a), S. 44 ff.

Tabelle 7: Installierte Leistung, Wind Onshore, Wind Offshore und Photovoltaik nach Bundesländern, Bestand 2014 und Prognosewerte Szenario B 2035

Angaben in GW Bundesland	Wind Onshore		Wind Offshore		Photovoltaik	
	2014	B 2035	2014	B 2035	2014	B 2035
Baden-Württemberg	0,6	5,9	0	0	5,0	8,5
Bayern	1,4	5	0	0	11,1	15
Berlin	0	0,1	0	0	0	0,2
Brandenburg	5,4	9,1	0	0	2,9	3,8
Bremen	0,2	0,4	0	0	0	0,2
Hamburg	0	0,1	0	0	0	0,1
Hessen	1,0	4,1	0	0	1,8	3,2
Mecklenburg-Vorpommern	2,6	9	0,3	1,9	1,3	1,9
Niedersachsen	8,0	14,8	2,1	13,6	3,5	6,2
Nordrhein-Westfalen	3,7	11,6	0	0	4,2	8
Rheinland-Pfalz	2,7	6,4	0	0	1,9	3,1
Saarland	0,2	0,8	0	0	0,4	0,7
Sachsen	1,1	2,1	0	0	1,6	2,6
Sachsen-Anhalt	4,2	5,5	0	0	1,8	2,5
Schleswig-Holstein	4,9	10,7	1,4	3	1,5	2,5
Thüringen	1,2	3,2	0	0	1,1	1,6
Summe	37,2	88,8	1,4	18,5	38,1	59,9

Quelle: Eigene Darstellung auf der Grundlage von ÜNB (2016) und BNetzA (2015)

Die Fluktuation der Produktion von EE-Anlagen wird aus dem Referenzjahr 2014 übernommen (vgl. Webseiten der Übertragungsnetzbetreiber²⁰ als Grundlage zur Berechnung stündlicher Produktionsmengen) und mit dem für jedes Bundesland berechneten Ausbaufaktor skaliert.

Die Fluktuation liegt dabei empirisch nur als stündlicher Einspeisevektor für Strom aus Windkraft- und PV-Anlagen für die einzelnen Regelzonen vor. Mittels der Verwendung der installierten Leistung von Windkraft- und PV-Anlagen in Regelzonen und Bundesländern sowie des Zuschnitts gerasterter Wetterdaten auf Regelzonen bzw. Bundesländer werden die Einspeisevektoren von der Regelzonenebene auf Bundesländerebene übertragen (vgl. BNetzA (2015)) für die installierte Kapazität, die Webseiten der ÜNB für die Einspeisezeitreihen auf Regelzonenebene sowie NASA (2016) für gerasterte Wind- und Solarstrahlungsdaten). Um auch innerhalb der Bundesländer regional unterschiedlich guten Voraussetzungen

²⁰ Siehe www.50hertz.com/de/Kennzahlen, www.amprion.net/netzkennzahlen, www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen und www.transnetbw.de/de/kennzahlen

für EE-Anlagen Rechnung zu tragen und somit die Investitionsentscheidungen für EE-Anlagen differenziert zu betrachten, wurden für jedes Bundesland fünf Klassen gebildet. Das technische Potenzial eines Bundeslandes wurde anschließend über die fünf Qualitätsklassen gleichverteilt, so dass schlechtere Klassen eines prinzipiell ertragreichen Bundeslandes erst nach ertragreichen Klassen eines prinzipiell ertragsarmen Bundeslandes endogen zu gebaut werden²¹.

Auch die maximale Kapazität pro Bundesland für jede Technologie wird gleichmäßig auf alle fünf Klassen aufgeteilt. Die bestehenden Kapazitäten werden dann sowohl für 2014 als auch für 2035 auf die Klassen aufgeteilt. Dann werden die Klassen in absteigender Reihenfolge beginnend bei der besten Klasse bis zu ihrer maximalen Kapazität sowohl mit dem Bestand für 2014 als auch mit den bestehenden Kapazitäten für 2035 befüllt.

Die sich so ergebenden stündlichen Produktionsmengen der EE-Anlagen pro Bundesland gehen dann als Inputparameter in das Modell zur Analyse der Investitionsanreize mit Grenzkosten von null ein und müssen am Spotmarkt vorrangig und vollständig abgenommen werden.

Konventionelle Bestandskraftwerke: Die vorliegende Studie untersucht ausgehend von den im Szenariorahmen skizzierten Rahmenbedingungen die Investitionsanreize für konventionelle Erzeugungseinheiten und Netzinfrastruktur. Dazu muss in der Modellierung der Kraftwerksbestand erfasst werden. Es wird hier wiederum auf die Daten des Szenariorahmens und die dazugehörige Kraftwerksliste²² zurückgegriffen. Aufgelistet sind dort alle Kraftwerke der Technologieklassen Abfall, Braunkohle, Erdgas, Kernenergie, Mineralölprodukte, Pumpspeicher, Steinkohle und Sonstige mit Informationen zu PLZ, Bundesland und Jahr der Inbetriebnahme. In der Modellierung beschränken wir uns auf die Technologieklassen Braunkohle, Erdgas und Steinkohle, wobei die Erdgasanlagen in GUD und GT aufgeteilt sind. Zusätzlich werden in der Modellierung marktgeführte KWK-Anlagen berücksichtigt, die an Gas-GuD-Anlagen gekoppelt sind. Berücksichtigt werden nur bestehende Kraftwerke, die in Szenario B 2035 noch in Betrieb sind (d. h. Leistung > 0) und deren Status aktuell nicht „In Planung“ ist, sondern „In Bau“, „In Betrieb“, „Reserve“ oder „vorläufig stillgelegt“ (sofern der Szenariorahmen für 2035 eine Kapazität vorsieht). Kraftwerksinvestitionen in konventionelle Technologien werden in dem Modell immer endogen bestimmt. Als Kandidaten für die Analyse der Investitionsentscheidung kann in jedem Bundesland ohne obere Be-

²¹ Als Quellen für die bundeslandspezifischen technischen Potenziale wurden folgende Daten verwendet: Wind Off shore: IWES (2012); Wind Onshore: BWE (2012); PV-Dachfläche: BMVI (2014); PV-Freifläche: Eigene Berechnung nach Destatis (2014).

²² Vgl. ÜNB (2014a)

schränkung in die Technologie Gas-GuD investiert werden. Steinkohlekraftwerke können nur in den Bundesländern ausgebaut werden, in denen im Szenario B 2035 Steinkohlekraftwerke produzieren²³.

In Deutschland gibt es Braunkohlevorkommen in Nordrhein-Westfalen, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Brandenburg. Die noch vorhandenen Reserven im Jahr 2040 werden gemeinsam mit der jährlich maximal abbaubaren Menge dargestellt (vgl. Tabelle 8).

Tabelle 8: Braunkohlevorräte und maximal abbaubare Mengen nach Bundesländern

Bundesland	Verbleibende Vorräte 2040 [Mio. t]	Jährlich max. abbaubare Menge [Mio. t]
Nordrhein-Westfalen	2.332	110
Sachsen & Sachsen-Anhalt	73	21
Brandenburg	314	69
Summe	2.719	200

Quelle: DIW (2012)

Aufgrund der noch verbleibenden Vorräte in Nordrhein-Westfalen erscheint hier der Bau zusätzlicher Braunkohlekraftwerke ohne Kapazitätsgrenze möglich. In Sachsen und Sachsen-Anhalt wird in den bereits erschlossenen Abbaugebieten laut Gerbaulet et al. (2012) im Jahr 2040 nur noch eine geringe Restmenge der einst vorhandenen Braunkohlevorkommen verfügbar sein. Deshalb erscheint ein Kraftwerksbau, der eine Neuerschließung von Abbaupkapazitäten voraussetzen würde, an dieser Stelle nicht sinnvoll. Auch in Brandenburg sind die 2040 noch vorhandenen Kapazitäten limitiert. Hier ist lediglich die Nachrüstung bzw. Modernisierung bestehender Kraftwerke als Ersatz der bis 2040 voraussichtlich stillgelegten Kraftwerke ein sinnvolles Szenario. Für das Modell werden die Nachrüstung bzw. die Modernisierung als Neubau definiert mit der Kapazität der bis 2040 stillgelegten Braunkohlekraftwerke (2.790 MW) als Kapazitätsgrenze.

Berücksichtigung von KWK-Anlagen: Bei der Modellierung von KWK-Anlagen wird hier stark vereinfacht zwischen wärme- und strommarktgeführten KWK-Anlagen unterschieden. Wärmegeführte Anlagen werden exogen in das Modell integriert. Dazu werden die bestehenden Kapazitäten an wärmegeführten KWK-Anlagen aus dem aktuellen Kraftwerkspark herausgenommen und als exo-

²³ Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Hamburg, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Hessen, Baden-Württemberg und Bayern

gen gegebener Einspeisevektor in das Modell integriert. Hierbei wird nach Einschätzung von Prognos vereinfacht eine Banderzeugung unterstellt. Ein endogener Zubau ist nicht möglich.

Strommarktgeführte KWK-Anlagen werden daher im Modell endogen betrachtet. Dazu werden die bestehenden KWK-Anlagen mit niedrigeren Grenzkosten im bestehenden Kraftwerkspark berücksichtigt, die durch die zusätzlichen Einnahmen aus dem Verkauf von Wärme entstehen. Der Grenzkostenvorteil für erdgasbetriebene KWK-Kraftwerke im KWK-Betrieb wird im Jahresmittel mit 20 €/MWh angenommen. Dieser Wert berücksichtigt überschlägig den Wert der ausgekoppelten Wärme als Mittel von verschiedenen in der Praxis auftretenden KWK-Systemen und Betriebsweisen. In den abgebildeten Szenarien wird für Erdgas-KWK-Anlagen von einer maximal installierten Leistung von 20 GW ausgegangen.

In Tabelle 9 sind die bestehenden KWK-Anlagen sowie Obergrenzen pro Bundesland aufgeführt. Die jeweils angenommenen Grenzen für die einzelnen Bundesländer können nicht in Summe ausgenutzt werden, da sonst das maximal angenommene Potenzial für Deutschland überschritten wird. Dieses Potenzial wird zum einen von der Wärmeseite begrenzt und zum anderen von der langfristigen Perspektive für fossile Erzeugungsanlagen.

Tabelle 9: Bestand Erdgas-KWK-Anlagen 2035 abzüglich in Planung befindlicher Anlagen und maximaler Zubau nach Bundesländern

Bundesland	Bestand KWK wärmegeführt [MW]	Bestand KWK marktgeführt [MW]	Max. Zubau marktgeführt [MW]
Baden-Württemberg	224	382	3.000
Bayern	585	684	1.000
Berlin	0	752	1.000
Brandenburg	122	118	500
Bremen	0	445	1.000
Hamburg	16	127	1.000
Hessen	554	169	1.000
Mecklenburg-Vorpommern	53	272	500
Niedersachsen	410	334	1.000
Nordrhein-Westfalen	1.487	3.152	4.000
Rheinland-Pfalz	1.017	422	1.000
Saarland	0	164	500
Sachsen	73	472	1.000
Sachsen-Anhalt	593	97	500
Schleswig-Holstein	0	493	1.000
Thüringen	0	371	500
Summe	5.133	8.453	auf 7 GW begrenzt

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage der Kraftwerkslisten von BNetzA (2014) (Bestand) und eigene Annahmen (max. Zubau)

Da in der Modellierung ein „repräsentatives Jahr“ betrachtet wird, werden in der Analyse der Investitionsentscheidungen Annuitäten der Investitionskosten angesetzt. Die verwendeten Zahlen für konventionelle Energieerzeugung basieren auf Konstantin (2013)²⁴ und finden sich in Tabelle 10.

Tabelle 10: Investitions-, Betriebs- und Produktionskosten der konventionellen Erzeugung

Technologie	Investitionskosten (€/MW)	Fixe Betriebskosten (€/MW)	Brennstoffpreise (€/MWh _{therm})	Variable Produktionskosten (€/MWh)
Braunkohle ²⁵	235.730	101.500	1,50	31,32–35,95
Steinkohle	202.330	46.286	9,58	45,15–58,77
Gas GuD	80.100	16.500	27,00	55,95–68,24
Gas GT	56.330	9.333	27,00	89,90–111,90
Gas GuD mit KWK	103.832	16.500	27,00	35,95–48,24

Quelle: Eigene Darstellung nach Konstantin (2013) und Einschätzung Prognos

Da im Modell ein endogener Zubau im Jahr 2035 ermittelt wird, werden die für 2035 prognostizierten Investitionskosten für die einzelnen Technologien verwendet.

Die Investitionskosten für erneuerbare Energien orientieren sich an der Prognos-Studie aus dem Jahr 2013 (vgl. Prognos, 2013a).

Für **Wind Onshore** werden räumlich differenzierte Investitionskosten angenommen, um den unterschiedlichen Rahmenbedingungen in den einzelnen Bundesländern Rechnung zu tragen. Um eine bestimmte Strommenge pro installierter Einheit Wind zu erzielen, müssen in Bundesländern mit weniger Wind vergleichsweise höhere Anlagen mit größeren Rotordurchmessern und damit teurere Anlagen gebaut werden als in Bundesländern mit starkem Wind. Bei der vorliegenden Analyse wird vom Vorgehen des NEP und der Nutzung einer 3-MW-Referenzanlage leicht abgewichen. Beibehalten wird aus Konsistenzgründen die Berechnung der Auslastung der Anlagen für 80 m Nabenhöhe, wenngleich diese Anlagenhöhe für das Jahr 2035 eher zu klein gewählt ist. Eine deutlich höhere Nabenhöhe würde zu deutlich höheren Volllaststunden im Vergleich zum NEP führen und damit die Vergleichbarkeit der Ergebnisse zwischen dem NEP und dieser Studie reduzieren. Die hier getroffenen Annahmen zu den Anlagenkonfigurationen sind zusammen mit den Investitionskosten in Tabelle 11 angegeben.

²⁴ Vgl. Konstantin (2013), S. 306, 310-311

²⁵ Die Angaben zu den Betriebskosten beinhalten neben den fixen Betriebskosten der Braunkohlekraftwerke (52.000 €/MW) auch die Fixkosten der Tagebaue. Braunkohlekraftwerke müssen durch den Betrieb auch Deckungsbeiträge auf die Fixkosten der Tagebaue erwirtschaften, die mit 49.500 €/MW angenommen werden. In Summe ergeben sich somit Gesamtkosten von 101.500 €/MW.

Tabelle 11: Investitionskosten erneuerbare Energien

Technologie	Investitions- kosten 2035 [€/kW]	Anlagenkonfiguration
Photovoltaik Dachanlagen	850	Siliziumbasiert, DC-AC-Verhältnis von 1,2
Photovoltaik Freifläche	600	Siliziumbasiert, DC-AC-Verhältnis von 1,6
Wind Onshore 1 (HB, HH, MV, SH)	1.000	Nabenhöhe 80 m, 3 MW, 100 m Rotordurchmesser
Wind Onshore 2 (BB, BE, NI, NW, ST)	1.025	Nabenhöhe 80 m, 3 MW, 120 m Rotordurchmesser
Wind Onshore 3 (BW)	1.100	Nabenhöhe 80 m, 2,5 MW, 140 m Rotordurchmesser
Wind Onshore 4 (BY, HE, RP, SL, SN, TH)	1.075	Nabenhöhe 80 m, 2,5 MW, 130 m Rotordurchmesser
Wind Offshore	2.700	Nabenhöhe 100 m, 8 MW, 130 m Rotordurchmesser

Quelle: Annahmen Prognos

Für **Wind Offshore** werden vereinfacht identische Investitionskosten für Anlagen in der Nord- und Ostsee unterstellt. Geringere Wassertiefen und Küstenentfernungen werden durch aufwendigere Gründungsstrukturen aufgrund schlechterer Bodenverhältnisse ausgeglichen. Die Entwicklung der Investitionskosten ist eine Weiterführung der Arbeiten von Prognos für die Offshore-Windindustrie (vgl. Prognos, Fichtner (2013b)).

Für **PV** werden sowohl für die Freifläche als auch für die Dachanlagen siliziumbasierte Anlagen unterstellt. Die Annahmen zu den Kosten wurden aus der Studie der Agora-Energiewende abgeleitet (vgl. Agora, 2015). Für die endogene Bestimmung der räumlichen Allokation der EEG-Anlagen werden vorrangig die Freiflächenanlagen herangezogen.

Betriebskosten: Um auch Entscheidungen zur Abschaltung von Erzeugungsanlagen berücksichtigen zu können, werden für jede Technologie die jährlichen Betriebskosten berücksichtigt, welche sich aus den Instandhaltungskosten, den Personalkosten sowie den Kosten für Versicherungen und Overhead zusammensetzen. Sie basieren wie die Investitionskosten auf Konstantin (2013).

Produktionskosten: Die Produktionskosten konventioneller Kraftwerke setzen sich zusammen aus Brennstoffkosten²⁶, Trans-

²⁶ Vgl. ÜNB (2014a), S. 61, Tabelle 33

portkosten der Energieträger²⁷ und Zertifikatspreisen. Zu beachten sind für die Kalibrierung insbesondere der Wirkungsgrad der entsprechenden Kraftwerke in Abhängigkeit von Technologie und Alter sowie die Emissionsfaktoren²⁸ der jeweiligen Brennstoffe. Ein weiterer Bestandteil der Produktionskosten sind die Preise der Emissionszertifikate nach dem europäischen Emissionshandelsystem (EU ETS). Diese werden ebenfalls dem Szenariorahmen 2015 (ÜNB (2015)) entnommen und werden für das Jahr 2035 mit 31 €/t CO₂ angenommen.

Unter Verwendung der Wirkungsgradwerte je Technologie und Jahrzehnt der Inbetriebnahme aus Egerer et al. (2014), S. 23, Tabelle 8, kann jedem Kraftwerk der Kraftwerksliste des Szenariorahmens in Abhängigkeit von der Inbetriebnahme ein Wirkungsgrad zugeordnet werden, so dass sich die Produktionskosten der Kraftwerke einer Technologie sehr stark unterscheiden können. Um anschließend alle Kraftwerke einer Technologie innerhalb eines Bundeslandes zusammenzufassen, werden die jeweiligen Nettoenergieleistungen addiert und als Produktionskosten der leistungsgewichtete Durchschnitt der einzelnen Produktionskosten gewählt.

Berücksichtigung von P2G-Anlagen: Für P2G-Anlagen wird der Neubau im Modell endogen berücksichtigt. Dabei werden für Anlagen zur Synthese von Wasserstoff Investitionskosten in Höhe von 500 €/kW angenommen. Der Wert des erzeugten Wasserstoffs wird approximiert mit dem Großhandelspreis für Erdgas (unter Berücksichtigung der CO₂-Zertifikatekosten) und mit 40 Euro/MWh thermisch angesetzt. Der Wirkungsgrad der Wasserstoffelektrolyse wird mit 80 % angenommen.

Lastabwurf, regelbare Lasten, EE-Abregelung: Falls im Spotmarkt bereits gehandelte Mengen auch nach Redispatch physikalisch nicht bedient werden können, erfolgt ein partieller Lastabwurf. Dieser wird mit Kosten von 5.000 €/MWh bewertet und entspricht dem VOLL (value of lost load) in der englischsprachigen Literatur (vgl. z. B. Kunz und Zerrahn (2013)).

In verschiedenen Modellvarianten werden außerdem regelbare Lasten im Rahmen des Redispatches eingesetzt bzw. die Erzeugung aus erneuerbaren Quellen abgeregelt. Im Modell werden hier Kosten von 200 €/MWh für den Netzbetreiber angesetzt. Dieser Wert liegt in dem Rahmen, den die Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 28. Dezember 2012 vorgibt.²⁹

²⁷ Diese spielen nur für Steinkohle eine Rolle und wurden gemäß der Abbildung 13 in Egerer et al. (2014) für jedes Bundesland bestimmt.

²⁸ Vgl. ÜNB (2014a), S. 62, Tabelle 34

²⁹ Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 28. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2998), § 4 (3) besagt: „Der Arbeitspreis im Sinne von Absatz 1 muss mindestens 100 und darf höchstens 400 Euro pro Megawattstunde betragen.“

Ausland: Die Nachfrage bzw. das Angebot nach zu exportierendem/importierendem Strom bestimmt sich aus den für den Referenzzeitraum beobachteten über die Grenze insgesamt gehandelten Mengen zum jeweiligen Preis im betreffenden Ausland.³⁰ Für die gehandelten Mengen werden die grenzüberschreitenden Handelsmengen aus ENTSO-E (2015) verwendet.³¹

Die Daten zu Übertragungskapazitäten ins Ausland sind nicht vollständig aus einer Quelle verfügbar und teils widersprüchlich. Die Modellierung stützt sich im Wesentlichen auf die Karte des Deutschen Höchstspannungsnetzes von VDE (2014) und eine Auflistung existierender Interkonnektoren in Egerer et al. (2014), S. 37, Tabelle 11. Aktuell noch nicht fertiggestellte Leitungen bzw. Leitungen in Planung werden in der Modellierung nicht berücksichtigt, da der Fokus dieses Gutachtens auf Ausbauentscheidungen innerhalb Deutschlands gelegt werden soll. Die angenommenen Leitungskapazitäten sind in Tabelle 12 angegeben. Dabei ist zu bedenken, dass aufgrund der Netzmodellierung die nominale Kapazität der Leitungen typischerweise nicht ausgenutzt werden kann.

³⁰ Die Preise werden den jeweiligen Marktinformationen entnommen. Für DE, AT, CH und FR: <http://www.epexspot.com/de/marktdaten/auktionshandel>, für CZ: <http://www.ote-cr.cz/statistics/yearly-market-report>, für PL: <http://wyniki.tge.pl/en/> und für DK: <http://www.nordpoolspot.com/historical-market-data>. Da die Preise für die Niederlande nicht zugänglich sind, werden hierfür als Schätzung die französischen Preise verwendet, da beide Preisverläufe durch das enge Market Coupling sehr ähnlich sind.

³¹ Alternativ könnten die physikalisch geflossenen Mengen verwendet werden. Die Handelsmengen zeichnen jedoch ein präziseres Bild des Geschehens an den Spotmärkten, wohingegen die physikalisch geflossenen Mengen schon den grenzüberschreitenden Redispatch, Loop-Flows von Windenergie aus Norddeutschland über die Nachbarländer und Flüsse aus dem Handel benachbarter Länder, wie z. B. zwischen Frankreich und der Schweiz, enthalten.

Tabelle 12: Kapazitäten der im Modell berücksichtigten internationalen Interkonnektoren

Von Bundesland	Nach Nachbarland	Thermische Kapazität [MW]	Anzahl Leitungen	NTC Export [MW]	NTC Import [MW]
Baden-Württemberg	Frankreich	3.112	2	3.025	1.800
Baden-Württemberg	Österreich	3.504	4	0	0
Baden-Württemberg	Schweiz	13.416	7	1.375	3.989
Bayern	Österreich	4.888	8	0	0
Bayern	Tschechische Republik	2.720	2	1.400	2.798
Brandenburg	Polen	784	1	145	711
Niedersachsen	Niederlande	2720	1	2.561	1.700
Nordrhein-Westfalen	Niederlande	5.440	3	2.561	1.700 ³²
Sachsen	Tschechische Republik	2.720	1	1.400	2.798
Sachsen	Polen	2.720	1	145	711
Schleswig-Holstein	Dänemark West ³³	3.504	3	1.500	1.600
Schleswig-Holstein	Frankreich	3.112	2	3.025	1.800

Quelle: Egerer et al. (2014), VDE (2014), ENTSO-E (2015)

Der internationale Handel im Modell erfolgt mit Ausnahme von Österreich über explizite bzw. implizite Auktionen, hierbei stellt sich also für jedes Land bei knapper Übertragungskapazität (ATC, available transfer capacity)³⁴ ein separater Marktpreis im Ausland ein. Im Ausland findet weder Redispatch noch Lastabwurf statt, d. h. alle aufgrund von physikalischen Netzkapazitäten entstehenden Leitungseingänge müssen durch entsprechende Maßnahmen innerhalb Deutschlands gelöst werden.

4.3 Analyisierte Szenarien

Um den Effekt verschiedener politischer Rahmenbedingungen auf das Marktergebnis und die soziale Wohlfahrt zu quantifizieren, werden verschiedene Szenarien analysiert. Die Szenarien unterscheiden sich entweder hinsichtlich der Flexibilitätsoptionen, die zum Einsatz kommen und/oder hinsichtlich der regulatorischen Rahmenbedingungen. Alle Szenarien unterstellen die aktuell geltenden Rahmenbedingungen am deutschen Strommarkt, d. h. Stromhandel an einer Börse mit einheitlichem Preis für das Markt-

³² Gibt es zwei Verbindungen ins Ausland, werden in der Tabelle bei beiden dieselben NTC-Werte angegeben. Am Spotmarkt ist allerdings die Summe der Flüsse über alle Verbindungen in dasselbe Land durch nur einen der beiden angegebenen Werte beschränkt.

³³ Dänemark West bezeichnet eine Zone innerhalb der Preiszonen von Nord Pool. Die Zone Dänemark Ost ist in diesem Modell noch nicht an Deutschland angeschlossen.

³⁴ Die ATCs werden für beide Richtungen aus den maximalen grenzüberschreitenden Handelsmengen bestimmt.

gebiet und kostenbasiertem Redispatch. Diese Szenarien werden mit dem Kürzel MG (für Marktgleichgewicht) gekennzeichnet. Um den Spielraum für Effizienzgewinne aufzuzeigen, werden als obere Benchmark-Szenarien außerdem die Wohlfahrtsoptima berechnet. Diese Szenarien sind mit dem Kürzel FB (für First Best) gekennzeichnet.

Marktgleichgewicht versus First Best

(MG) Die Modellvariante MG bildet die aktuellen Rahmenbedingungen am deutschen Strommarkt ab. Investitionen in Erzeugungskapazität (Kohle, Gas, marktgeführte KWK) erfolgen in Antizipation eines Strommarkts mit deutschlandweit einheitlichem Preis und kostenbasiertem Redispatch. Die stündliche Produktion der Kraftwerke wird an der Strombörse bestimmt. Die Standorte von PV- und Windanlagen entsprechen den im Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung antizipierten Szenarien. Die Einspeisung der EE-Anlagen wird nicht abgeregelt. Zusätzlich zu den EE-Einspeisungen werden die Einspeisungen wärmegeführter KWK-Anlagen berücksichtigt. Eine Investition in Power-to-Gas-Anlagen (P2G) oder die Installation zusätzlicher Wärmepumpen ist in diesem Szenario nicht vorgesehen. Netzinvestitionen erfolgen in Antizipation der Erzeugungsinvestitionen, berücksichtigen jedoch nicht, dass am Spotmarkt Netzengpässe typischerweise durch Redispatch gelöst werden können.

(FB) Als oberer Benchmark wird das Wohlfahrtsoptimum berechnet. Die Modellergebnisse ergeben sich aus der globalen Optimierung des hier analysierten Strommarktes. In dem hier betrachteten Modellrahmen ist die wohlfahrtsoptimale Lösung durch ein Nodalpreissystem implementierbar. In einem solchen System werden knotenscharfe Preise ermittelt, welche die Übertragungsengpässe abbilden. Dadurch werden Netzengpässe bereits beim Stromhandel berücksichtigt, wodurch in diesem Fall kein Redispatch nötig ist. In der Grundausprägung werden im Benchmark-Szenario FB dieselben technischen Optionen zugelassen wie im Szenario MG.

Ausprägungen

Sowohl die Modellvariante MG als auch die Modellvariante FB werden in verschiedenen Ausprägungen analysiert. Im Folgenden werden zunächst die einzelnen Ausprägungen beschrieben und dann in einer abschließenden Tabelle zusammengefasst, aus welche Kombinationen der Ausprägungen die Szenarien bestehen.

(EM&RD) Eine erste Modellvariante analysiert ausgehend von dem Status quo die Auswirkungen einer einfachen Anpassung der Rahmenbedingungen am Strommarkt auf die Wohlfahrt und den Netzausbau. Betrachtet wird die Kombination zweier Maßnahmen: Zum einen wird bei der Netzausbauplanung berücksichtigt, dass Engpässe alternativ (zum Netzausbau) ex post durch Redispatch

gelöst werden können. Hier wird die Lösung gewählt, die mit geringeren zu erwartenden Kosten verbunden ist. Zum anderen wird davon ausgegangen, dass am Strommarkt ein optimales Einspeisemanagement der erneuerbaren Erzeugung stattfindet. Dies impliziert eine Abregelung erneuerbarer Erzeugung bei negativen Preisen und auch im Rahmen des Redispatches, wenn dies die günstigste Lösung darstellt. Eine Antizipation dieses Vorgehens hat wiederum Potenzial, den notwendigen Netzausbau zu senken.

(EE) In dieser Modellvariante wird die Standortwahl für Wind- und PV-Anlagen optimal getroffen. Dies bedeutet insbesondere, dass in optimaler Weise abgewogen wird zwischen der Notwendigkeit eines umfangreichen Netzausbaus bei Konzentration der Anlagen an den ertragreichsten Standorten und dem geringeren Ertrag der Anlagen bei einer Standortwahl, die weniger Netzausbau erforderlich macht. Außerdem geben die Szenarien mit endogenem Ausbau der erneuerbaren Energien Aufschluss über den systemoptimalen Technologiemix von PV sowie Wind On- und Offshore. Um eine Vergleichbarkeit mit dem Szenariorahmen des NEP (ÜNB, 2014a) zu gewährleisten, wird in allen Szenarien die erneuerbare Erzeugung (vor evtl. Abregelung) konstant gehalten und jeweils der (üblicherweise geringe) Umfang der Abregelung ausgewiesen. In einer Variante, EEh, wird ein weniger starker Verfall der Kosten für PV-Anlagen unterstellt.

(KWK) Die Nutzung von KWK-Anlagen in zahlreichen Anwendungsbereichen (Industrie, Objektversorgung und im Bereich der allgemeinen Versorgung) birgt weiteres Potenzial zur Verringerung des Netzausbaus. Während im Szenario MG der Zubau von KWK-Anlagen zunächst die sich aus den Märkten ergebenden Investitionsanreize berücksichtigt, soll in dieser Modellvariante ermittelt werden, ob eine alternative Ansiedlung von KWK-Anlagen zu Verbesserungen hinsichtlich Wohlfahrt und Netzausbau führen kann. Die Modellvariante betrachtet daher eine Konzentration von KWK-Anlagen vorwiegend in den südlichen Bundesländern, wo ihre Produktion potenziell die Notwendigkeit reduziert, Strom aus anderen Regionen zuzuführen.

(P2G) Eine weitere Option zur Reduktion des notwendigen Netzausbaus besteht darin, in Regionen mit hoher Stromproduktion Anlagen zu installieren, die Strom gezielt zu Zeiten eines hohen Angebots verbrauchen. Eine solche Alternative, die leicht in die Modellierung integrierbar ist, sind Power-to-Gas-Anlagen (P2G). Diese Anlagen begründen eine zusätzliche Nachfrage, sofern der Strompreis einen kritischen Wert unterschreitet. Angesetzt wird hier der Wert des pro MWh Strom produzierten Gases. Zusätzlich wird die Szenariovariante P2Gnord analysiert, bei der die Ansiedlung der P2G-Anlagen ausschließlich in den nördlichen Bundesländern stattfindet.

(WP) Eine ähnliche Wirkung kann ein gezielter Einsatz von Wärmepumpen (WP) entfalten, insbesondere in produktionsstarken Regionen. Wärmepumpen erhöhen die Stromnachfrage und sind über die Wärmenachfrage von Haushalten gesteuert. Sie reagieren daher nicht auf den Preis und sind insofern weniger flexibel als P2G-Anlagen. Daher geht die zusätzliche Stromnachfrage als Parameter in die Modellierung ein und wird nicht endogen bestimmt. Prinzipiell sind je nach Ausbau des Bestands zahlreiche regionale Verteilungen der zusätzlichen Nachfrage denkbar. Im Modell wird exemplarisch eine Variante gerechnet, bei der überproportional viele Wärmepumpen im Norden installiert wurden.

(EV) In einer weiteren Modellvariante wird eine beschleunigte Marktdurchdringung von PV-Batterie-Systemen bei Ein- und Zweifamilienhäusern im Süden Deutschlands (BW, BY, RP, SL) durch Eigenverbrauch (EV) untersucht. Durch die Kombination der PV-Anlagen mit Batteriespeichern ist mit stärker geglätteten Einspeiseprofilen zu rechnen. Dies wird in der Modellierung durch veränderte Einspeisevektoren der entsprechenden Erzeuger berücksichtigt. Investitionskosten für die Speicher werden zunächst nicht berücksichtigt. Aus der Wohlfahrtsdifferenz gegenüber des Szenarios ohne Kleinspeicher lässt sich daher ableiten, wie teuer die Speicherlösungen höchstens werden dürfen, um gesamtwirtschaftlich rentabel zu sein.

Die folgende Tabelle fasst zusammen, welche Kombinationen der Ausprägungen die im Gutachten analysierten Szenarien bilden.

Tabelle 13: Konfiguration der im Gutachten betrachteten Szenarien

Szenarien	Ausprägungen						
	EM	RD	EE	KWK	P2G	WP	EV
MG							
MG _{RD} ³⁵		X					
MG _{EM&RD}	X	X					
MG _{EE}			X				
MG _{EE&EM&RD}	X	X	X				
MG _{KWK}				X			
MG _{P2G}					X		
MG _{WP}						X	
MG _{EV}							X
MG _{ALL}	X	X	X	X	X		
FB							
FB _{EM}	X						
FB _{EE}			X				
FB _{EE&EM}	X	X	X				
FB _{P2G}					X		
FB _{ALL}	X	X	X	X	X		

Quelle: Eigene Darstellung

4.4 Ergebnisse der Modellrechnungen

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Modellberechnungen vorgestellt. Der Vergleich von insgesamt 18 Szenarien erfolgt in drei Schritten: Zunächst werden die Szenarien diskutiert, die aus der Modellierung leicht modifizierter Rahmenbedingungen am Strommarkt bzw. bei der Netzentwicklungsplanung hervorgehen (Kapitel 4.4.1). In einem zweiten Schritt (Kapitel 4.4.2.) wird die Nutzung verschiedener Flexibilitätsoptionen betrachtet, ohne jedoch konkret auf den Markt bzw. die Marktmechanismen einzugehen, die zu einem entsprechenden Zubau führen könnten. Die Analysen in Kapitel 4.4.1 zeigen vielmehr auf, wie hoch der Wohlfahrtsgewinn aus der Nutzung entsprechender Optionen approximativ wäre – und somit, wie viel Geld in die Hand genommen werden könnte, um entsprechenden Ausbau zu fördern. Abschließend werden in Kapitel 4.4.3 die Auswirkungen betrachtet, die aus einer

³⁵ Eine isolierte Anwendung der Maßnahme RD führt lediglich zu moderaten Wohlfahrtsgewinnen (+118,1 Mio. € im Vergleich zu MG). Es zeigt sich, dass die Antizipation von Redispatch alleine nicht geeignet ist, um Leitungsausbau zu vermeiden (13 statt 14 in MG). Daher wird im Folgenden eine separate Analyse der Maßnahme RD vernachlässigt.

Kombination der vielversprechenden Maßnahmen zu erwarten sind.

Um die Ergebnisse ins Verhältnis zu den Gesamtausgaben setzen zu können, werden in Tabelle 14 zunächst die Gesamtkosten, die sich im Modell für Zubau (von Netzkapazität und Erzeugung) und Betrieb des Systems (Produktion) unter aktuellen Rahmenbedingungen ergeben, berechnet.

Tabelle 14: Kosten von Zubau und Betrieb des Systems unter aktuellen Rahmenbedingungen (Szenario MG), Modellberechnungen

	Kosten [Mio. €]
Netzausbau	1.400,7
Investitionskosten EE	16.806,4
Investitionskosten konventionell	660,7
Betriebskosten konventionell	1.613,3
Produktionskosten konventionell	6.450,8
Systemkosten	26.931,9

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Unter aktuellen Rahmenbedingungen müssen nach der vorliegenden Berechnung 14 der 15 im NEP avisierten Leitungen gebaut werden. Der Netzausbau in den verschiedenen Szenarien wird im Folgenden immer mit diesen 14 im Modell berechneten Leitungen ins Verhältnis gesetzt.

4.4.1 Moderate Anpassungen der Rahmenbedingungen

Tabelle 15 und Tabelle 16 stellen die Ergebnisse der Berechnungen im Überblick dar. Die Tabelle 15 vermittelt einen Eindruck von den Dimensionen verschiedener relevanter Größen.

Tabelle 15: Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien – Wohlfahrtseffekte, Netzausbau und Preisunterschiede

	ΔW [Mio. €]	P_{AVG} [€/MWh]	Netzentgelt [€/MWh]	EE-Förderung [€/MWh]	P_{CORR} [€/MWh]	Leitungsaus- bau [Anzahl]
MG	0,0	32,83	6,39	26,80	66,02	14
MG _{EE}	172,5	32,78	6,18	26,77	65,73	13
MG _{EM&RD}	1.315,9	41,61	5,71	16,02	63,34	8
MG _{EE&EM&RD}	1.523,9	41,62	5,58	15,68	62,88	8
MG _{EEh&EM&RD}	1.532,1	41,61	5,68	15,59	62,88	8
FB	612,3	32,25	2,48	28,65	63,39	8
FB _{EM}	1.566,8	41,39	2,56	17,33	61,27	5
FB _{EE}	1.466,6	31,31	2,83	28,88	63,01	1
FB _{EE&EM}	2.839,3	41,27	3,38	15,43	60,07	1

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Wohlfahrtsunterschiede (ΔW) sind in Mio. € pro Jahr angegeben, wobei MG das Referenzszenario ist. Der **Durchschnittspreis** P_{AVG} ist der durchschnittliche Handelspreis an der Strombörse. Das ausgewiesene **Netzentgelt** deckt in seiner Summe die Kosten des Netzzubaus und (wo relevant) der Redispatch-Maßnahmen.³⁶ Die ausgewiesene **EE-Förderung** in €/MWh spezifiziert, welcher Betrag den EE über den Börsenpreis hinaus gezahlt werden müsste, wenn die nicht durch den Stromverkauf gedeckten Investitionskosten auf alle Verbraucher umgelegt würden. Sowohl der durchschnittliche Börsenpreis als auch das Netzentgelt und die EE-Förderung sind zwischen den MG- und FB-Szenarien nicht direkt vergleichbar, da in den FB-Szenarien ein Teil des Netzentgelts (nämlich die Bepreisung der Engpässe) in den Börsenpreisen enthalten ist und auch die EE-Investitionskosten unterschiedlich sind (siehe weiter unten). Aus diesem Grund ermitteln wir einen **korrigierten Durchschnittspreis** P_{CORR} , der sowohl die Vergütung der Produktion als auch der Netzinfrastruktur und der EE-Förderung anteilig enthält und eine Vergleichbarkeit der MG- und FB-Szenarien herstellt. Der resultierende **Trassenzubau** ist durch An-

³⁶ Die Kosten und Einnahmen der Netzbetreiber, die als Komponenten für die Berechnung des Netzentgeltes berücksichtigt werden, sind im Anhang in Tabelle 27 und Tabelle 28 aufgeführt.

gabe der Anzahl der im jeweiligen Szenario zugebauten Leitungen ausgewiesen.³⁷

Der **Zubau oder Abbau von Kraftwerken** ist separat für Kohle-, Gas- und KWK-Anlagen ausgewiesen. Der KWK-Zubau ist auf 7 GW beschränkt. Diese Grenze ist in allen Fällen bindend. Abschließend weisen wir den **CO₂-Ausstoß** in den verschiedenen Szenarien aus.

Tabelle 16: Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien – Zubau und Abbau von Kraftwerken und CO₂-Emissionen

	Δ Kohle [MW]	Δ Gas [MW]	Δ Gas KWK [MW]	CO ₂ Ausstoß [Mio. t]
MG	-1.062,2	-1.563,2	7.000,0	102,67
MG _{EE}	-1.064,3	-1.562,5	7.000,0	102,69
MG _{EM&RD}	-1.062,1	-1.563,3	7.000,0	102,48
MG _{EE&EM&RD}	-1.265,7	-1.585,2	7.000,0	102,22
MG _{EEh&EM&RD}	-1.254,6	-1.585,1	7.000,0	102,45
FB	-1.108,7	-1.585,2	7.000,0	101,91
FB _{EM}	-1.150,2	-1.585,2	7.000,0	100,96
FB _{EE}	-841,0	-1.089,9	7.000,0	103,18
FB _{EE&EM}	-333,0	-1.220,1	7.000,0	105,57

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

In den hier zunächst diskutierten Modellvarianten werden drei Maßnahmen jeweils einzeln und auch in ihrer Kombination analysiert. Es handelt sich dabei um eine optimale regionale Verteilung des Zubaus von Wind- und PV-Anlagen (**EE**), ein effizientes Ein-
speisemanagement (**EM**), die Antizipation dieser beiden Maßnahmen bei der Netzausbauplanung sowie eine optimale Abwägung zwischen Ausbau ex ante oder Redispatch ex post zur Bewirtschaftung von Netzengpässen (**RD**). Die zuletzt genannte Ausprägung ist lediglich für die MG-Szenarien interessant, da in den FB-Szenarien aufgrund der regionalen Preisdifferenzierung kein Redispatch zur Engpassbewirtschaftung notwendig ist.

Ein Blick auf den möglichen Wohlfahrtsgewinn und die Reduktion des Netzausbaus im Szenario FB_{EE&EM} im Vergleich zum Status quo (Szenario MG) zeigt, dass die betrachteten Maßnahmen ein hohes Potenzial zur Verbesserung des Gesamtsystems aufweisen. Der mögliche Wohlfahrtsgewinn bei Ausschöpfung der oben beschriebenen Maßnahmen und der Einführung einer optimalen Netzbewirtschaftung beträgt über 2,8 Mrd. € pro Jahr, dies sind über 10 % der entstehenden Gesamtkosten. Stellt man den Wohl-

³⁷ Eine detaillierte Aufschlüsselung des Leitungszubaus in allen Szenarien findet sich in Anhang 7.2

fahrtsvergleich innerhalb des aktuell in Deutschland bestehenden Systems an (Szenario MG vs. $MG_{EE\&EM\&RD}$), so beträgt der mögliche Wohlfahrtsgewinn immerhin noch mehr als 1,5 Mrd. € pro Jahr (über 5 % der entstehenden Gesamtkosten). Insgesamt kann durch die hier genannten Maßnahmen der notwendige Leitungsausbau von 14 auf 8 Leitungen reduziert werden.

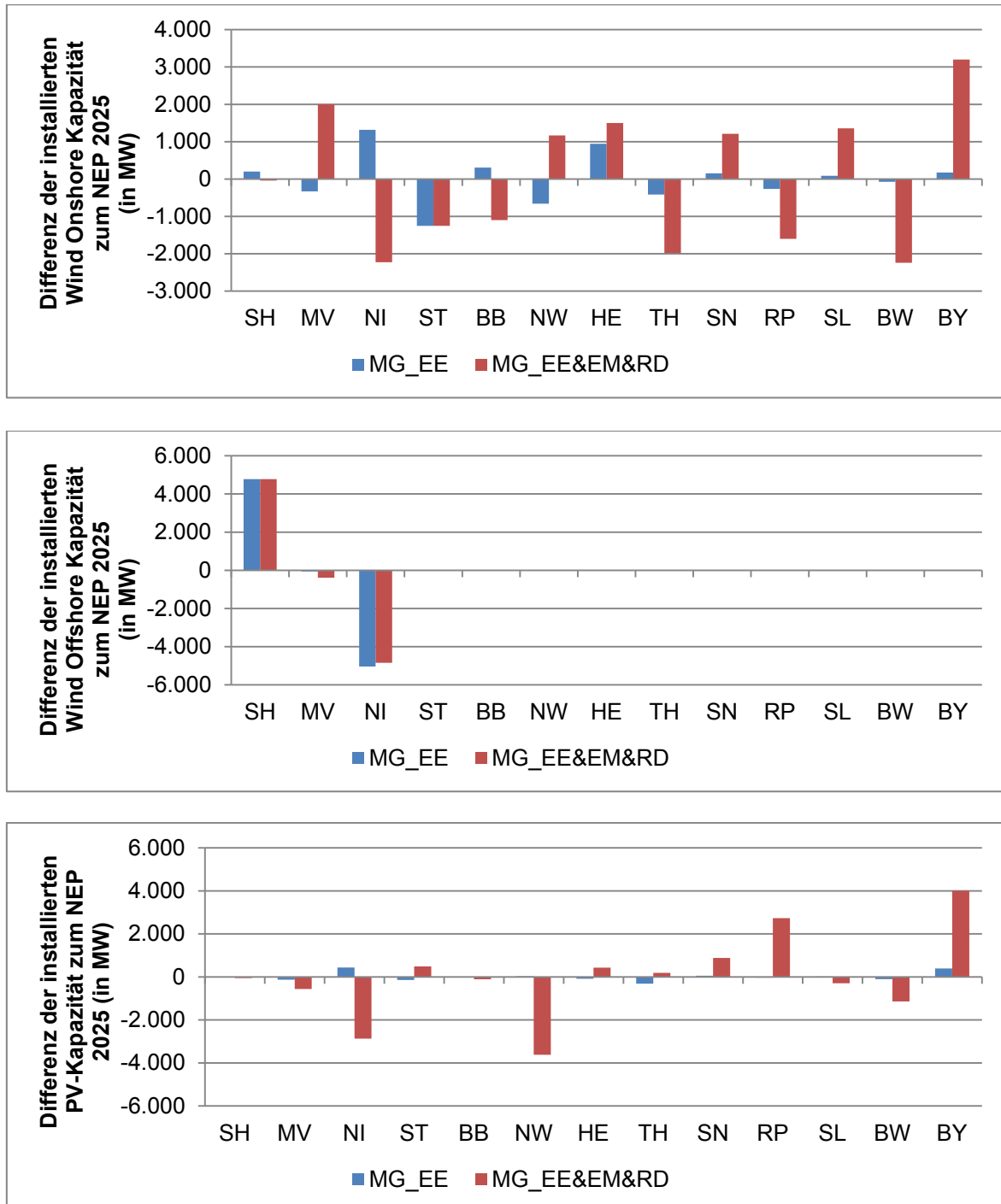
Eine Betrachtung der Szenarien MG_{EE} und $MG_{EM\&RD}$ zeigt, dass insbesondere die Kombination der Maßnahmen EM&RD den eindrucksvollen Effekt auf die Wohlfahrt erzielen. Dabei generiert die optimale Ansiedlung der EE-Anlagen ohne die Möglichkeit der Abregelung lediglich einen moderaten Wohlfahrtseffekt (172 Mio. € pro Jahr) und führt nicht zu einer umfangreichen Reduktion des Leitungsaubaus. Die vergleichende Betrachtung des Szenarios $MG_{EM\&RD}$ zeigt, dass in den hier betrachteten Maßnahmen der wesentliche Grund für die Reduktion des Netzaubaus liegt. In diesem Szenario sind nur 8 statt 14 Leitungen notwendig. Das ist unmittelbar plausibel, da sowohl Abregelung als auch Redispatch dem Ausbau des Netzes vorgezogen werden, wenn dies die günstigere Maßnahme zur Auflösung des Engpasses darstellt. Beachtenswert ist zudem, dass schon allein durch diese beiden Maßnahmen ein sehr hoher Wohlfahrtsgewinn von 1,3 Mrd. € pro Jahr realisiert werden kann.

Der Effizienzgewinn ist nochmals höher im Szenario $MG_{EE\&EM\&RD}$, in dem zusätzlich zu den Maßnahmen EM&RD die optimale regionale Verteilung des EE-Zubaus umgesetzt wird. Der zusätzliche Wohlfahrtsgewinn ist jedoch moderat und auch beim Leitungsbau kann nicht weiter eingespart werden. Beachtenswert ist hier aber, dass die optimale Ansiedlung der EE-Kapazitäten einen Rückbau der Steinkohlekapazitäten zulässt – in $MG_{EE\&EM\&RD}$ werden 200 MW Steinkohlekapazität mehr abgebaut als in den anderen Szenarien und diese werden nicht durch konventionelle Kraftwerke, sondern durch erneuerbare Erzeugung ersetzt.

Bei einer detaillierten Betrachtung der Veränderungen aus der endogenen Ausgestaltung des EE-Erzeugungsparks ist generell festzustellen, dass es nur dann zu einer veränderten Ansiedlung der Anlagen kommt, wenn die Maßnahmen EE&RD zugelassen werden. Abbildung 9 illustriert die Abweichungen des Zubaus von den im NEP angegebenen Mengen für alle Bundesländer separat für PV, Wind Onshore und Wind Offshore. Es zeigt sich, dass mit endogenem Ausbau tendenziell mehr Windkapazität im Süden und weniger im Norden zugebaut wird, wodurch das Ungleichgewicht zwischen Produktion und Verbrauch im Süden Deutschlands leicht entschärft wird. Auch bei PV ergeben sich Verschiebungen, die ebenfalls eine Nord-Süd-Systematik aufweisen (Abbau in NI und NW und Zubau in RP und BY). Die genannten Resultate werden offensichtlich nur durch die Möglichkeit der Abregelung im Fall von übermäßiger EE-Produktion erreichbar. Das wird dadurch suggeriert, dass in den Fällen, in denen keine Abregelung erlaubt ist, von

den Möglichkeiten einer alternativen Allokation fast kein Gebrauch gemacht wird (vgl. die blauen Balken in den oberen beiden Grafiken der Abbildung 9).

Abbildung 9: Abweichungen der installierten Leistung bei endogenem EE-Ausbau von den Prognosen des NEP 2025 für Szenario B1 2035 (ÜNB, 2016), Wind On shore (oben), Wind Offshore (mitte), PV (unten)³⁸



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

³⁸ Zur übersichtlicheren Darstellung der Nord-Süd-Systematik werden die Bundesländer hier von Nord nach Süd angeordnet.

Neben der veränderten (systemdienlicheren) regionalen Ansiedlung der Anlagen kommt es in einigen Szenarien zu einer Veränderung des EE-Technologiemixes und des Umfangs des Zubaus. Tabelle 17 und Tabelle 18 weisen den Zubau der verschiedenen EE-Technologien sowie die damit verbundenen Investitionskosten für die verschiedenen Szenarien aus.

Tabelle 17: Installierte Leistung von PV-Anlagen, Wind Onshore und Wind Offshore im Jahr 2035, Modellprognose

Angaben in [GW]	Szenario B1 2035 ³⁹	MG _{EE}	MG _{EE&EM&RD}	MG _{EEh&EM&RD}	FB _{EE}	FB _{EE&EM}
Photovoltaik	60,1	60,2	60,2	57,0	70,2	52,7
Wind Onshore	88,8	89,0	88,8	91,0	107,9	119,3
Wind Offshore	18,5	18,2	18,0	17,9	5,9	3,9
Gesamt	167,4	167,4	167,0	165,9	183,9	175,8

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Tabelle 18: Investitionskosten, Annuitäten für den Zubau von PV-Anlagen, Wind Onshore und Wind Offshore

in Mrd. €	Szenario B1 2035	MG _{EE}	MG _{EE&EM&RD}	MG _{EEh&EM&RD}	FB _{EE}	FB _{EE&EM}
Photovoltaik	4,3	4,4	4,4	4,1	5,1	3,8
Wind Onshore	8,7	8,7	8,7	8,9	10,7	11,8
Wind Offshore	4,7	4,6	4,6	4,6	1,5	1,0
Gesamt	17,8	17,7	17,6	17,6	17,2	16,6

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Die möglichen Effekte zeigen sich am deutlichsten in dem Vergleich des Systemoptimums (FB) mit und ohne endogenen Zubau der EE-Anlagen (FB vs. FB_{EE}). Sowohl die PV- als auch Wind Onshore Kapazität übersteigt im Szenario FB_{EE} die installierten Leistungen des Szenarios FB signifikant (um ca. 17 GW), was teilweise durch einen geringeren Ausbau der Offshore-Kapazitäten kompensiert wird. Insgesamt steigt die installierte Leistung im FB_{EE} gegenüber FB um fast 17 GW, bei identischer Erzeugungsmenge. Gleichzeitig geht der Leitungsausbau von acht Leitungen auf eine Leitung zurück. Die Ergebnisse suggerieren, dass es sich bei den zukünftigen EE-Investitionskosten lohnen könnte, durch eine systemdienliche Wahl von Standorten und Technologiemix zusätzlichen Netzausbau einzusparen. Diese Indikatoren für die Attraktivität von stärker dezentral orientierten Lösungen spiegeln sich auch in dem Szenario MG_{EEh&EM&RD} wider. In diesem Szenario wurde angenommen, dass der Verfall der PV-Investitionskosten (relativ

³⁹ Die Prognosewerte der EE-Kapazitäten aus dem NEP 2025 für das Jahr 2035 (ÜNB, 2016) bestimmen die Kapazitäten in allen Szenarien ohne endogenen Zubau der EE-Anlagen, z. B. MG oder FB.

zu Wind) weniger stark ist. Auch in diesem Szenario zeigt sich, dass ein optimaler Ausbau des EE-Erzeugungsparks nicht nur eine regionale Verschiebung von Kapazitäten impliziert, sondern evtl. auch eine Änderung des Technologiemies.

In Tabelle 19 werden der Umfang und die Ursache der Abregelung erneuerbarer Erzeugung näher untersucht. Es zeigt sich, dass der Großteil der Abschaltung negative Preise an der Strombörse zur Ursache hat. In den MG-Szenarien beträgt der Anteil der Abschaltung ca. 5 % der EE-Erzeugung, was etwas höher als der aktuell im NEP avisierte Umfang ist. Im FB-Szenario ist der Umfang der Abregelung etwas höher. Insbesondere bei optimaler regionaler Verteilung der EE-Anlagen käme es zu einer höheren Abregelung. In den Szenarien MG_{ALL} und FB_{ALL} (Näheres zu diesen Szenarien in Kapitel 4.4.3), in denen weitere Flexibilitätsoptionen berücksichtigt werden, sinkt der Umfang der Abregelung auf ca. 4 %.

Tabelle 19: Einspeisung und Abschaltung erneuerbarer Energien am Spotmarkt und tatsächlich realisiert

Mengen in [TWh]	Mögliche Einspeisung	Einsp. Spot	Absch. Spot	Anteil Absch.	Einsp. tatsächl.	Absch. tatsächl.	Anteil Absch.
MG _{EM&RD}	327,6	310,9	16,7	5,1 %	310,4	17,2	5,2 %
MG _{EE&EM&RD}	327,6	311,3	16,3	5,0 %	311,0	16,6	5,1 %
MG _{EEh&EM&RD}	327,6	310,8	16,7	5,1 %	310,6	17,0	5,2 %
MG _{ALL}	327,6	315,8	11,8	3,6 %	315,1	12,5	3,8 %
FB _{EM}	327,6	307,2	20,3	6,2 %	307,2	20,3	6,2 %
FB _{EE&EM}	327,6	303,2	24,3	7,4 %	303,2	24,3	7,4 %
FB _{ALL}	327,6	314,1	13,5	4,1 %	314,1	13,5	4,1 %

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Abbildung 10 illustriert im Detail die Kappung, die sich im Laufe von 2.016 Stunden⁴⁰ gleichverteilt über alle Monate des Jahres 2035 ergibt.⁴¹ Es wird deutlich, dass zwar nur in wenigen Stunden gekappt wird, in diesen Stunden aber durchaus substantielle Mengen.

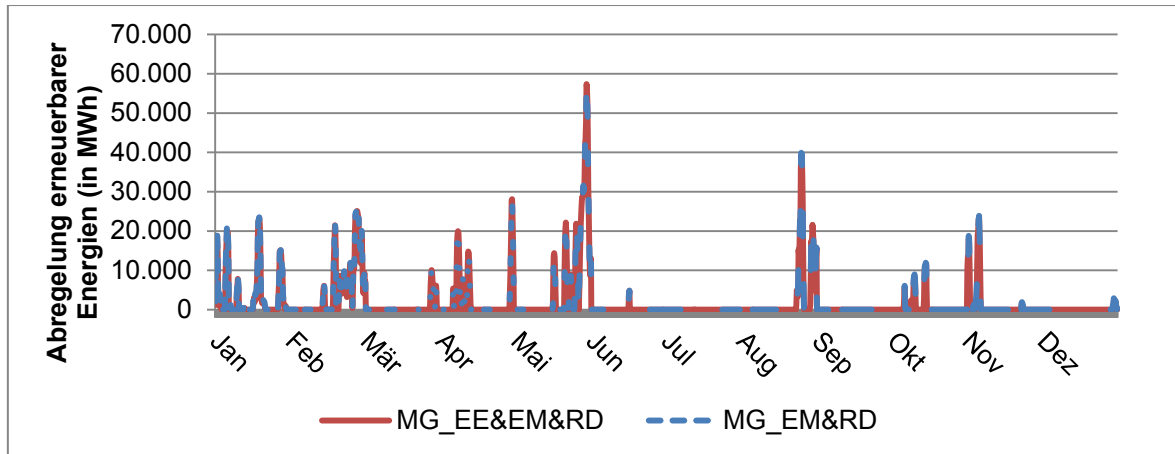
Zu beachten ist bei der Bewertung dieser Ergebnisse, dass in den berechneten Szenarien die Einspeisevergütung auch für gekappte (aber zu erwartende) Einspeisung gezahlt wird. Die Wohlfahrtsgevinne ergeben sich somit nicht aus Einsparungen durch eine geringere Vergütung für die EE, sondern klar durch Kostenreduktion

⁴⁰ Die Berechnung der 2.016 Typstunden ist in Fußnote 8 aufgeführt.

⁴¹ Da es sich bei dem verwendeten Marktmodell um ein gemischt-ganzzahliges Programm handelt, wird aus lauffzeittechnischen Gründen aus jedem Monat des Jahres 2035 die erste ganze Woche von Montag bis Sonntag betrachtet. Dies impliziert, dass in der Zeitreihe für jeden Monat repräsentativ sieben Wochentage (Mo - So) betrachtet werden, deren stündlicher Einspeiseverlauf hier abgetragen ist.

im Gesamtsystem – insbesondere durch den reduzierten Netzausbau. Tabelle 25 und Tabelle 26 in Anhang 7.2 vergleichen den Leitungsausbau aus dem NEP 2014, dem NEP 2025 und aus unseren berechneten Szenarien im Detail.

Abbildung 10: EEG-Mengen: Modellierter Abregelung der erneuerbaren Energien im Jahr 2035



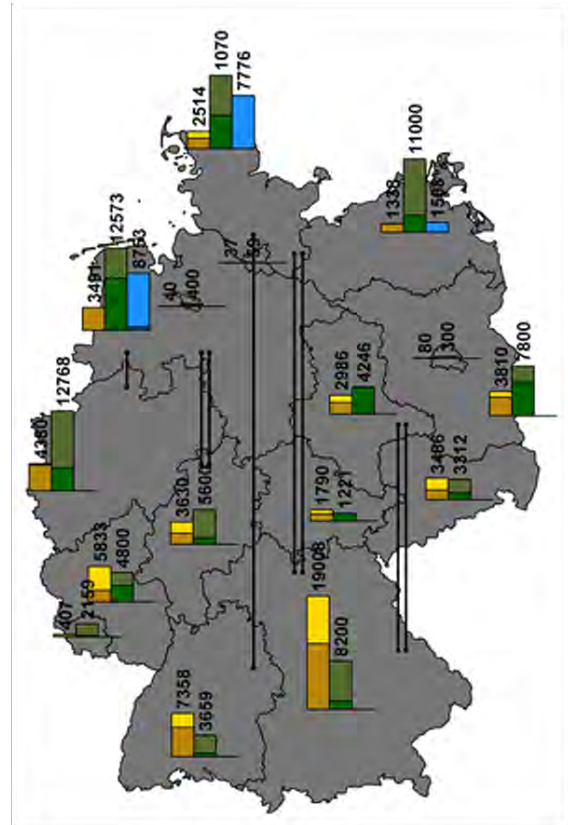
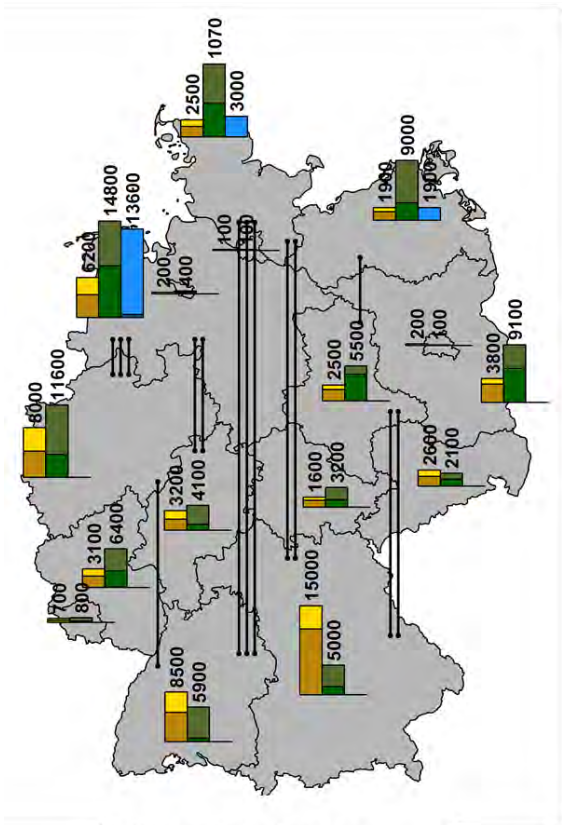
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Die Ergebnisse werden in Abbildung 11 und Abbildung 12 in vier Grafiken illustriert, die die entscheidenden Effekte der Ausprägungen EE, EM und RD visualisieren.

Abbildung 11: Installierte Leistung Photovoltaik, Wind Onshore, Wind Offshore in den Bundesländern und prognostizierter Leitungsausbau im Jahr 2035, Szenarien MG und MG_{EE&EM&RD}

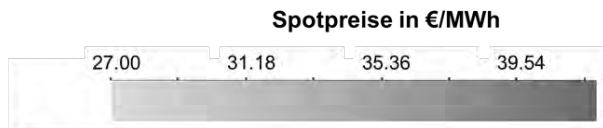
Modellergebnisse MG

Modellergebnisse MG_{EE&EM&RD}



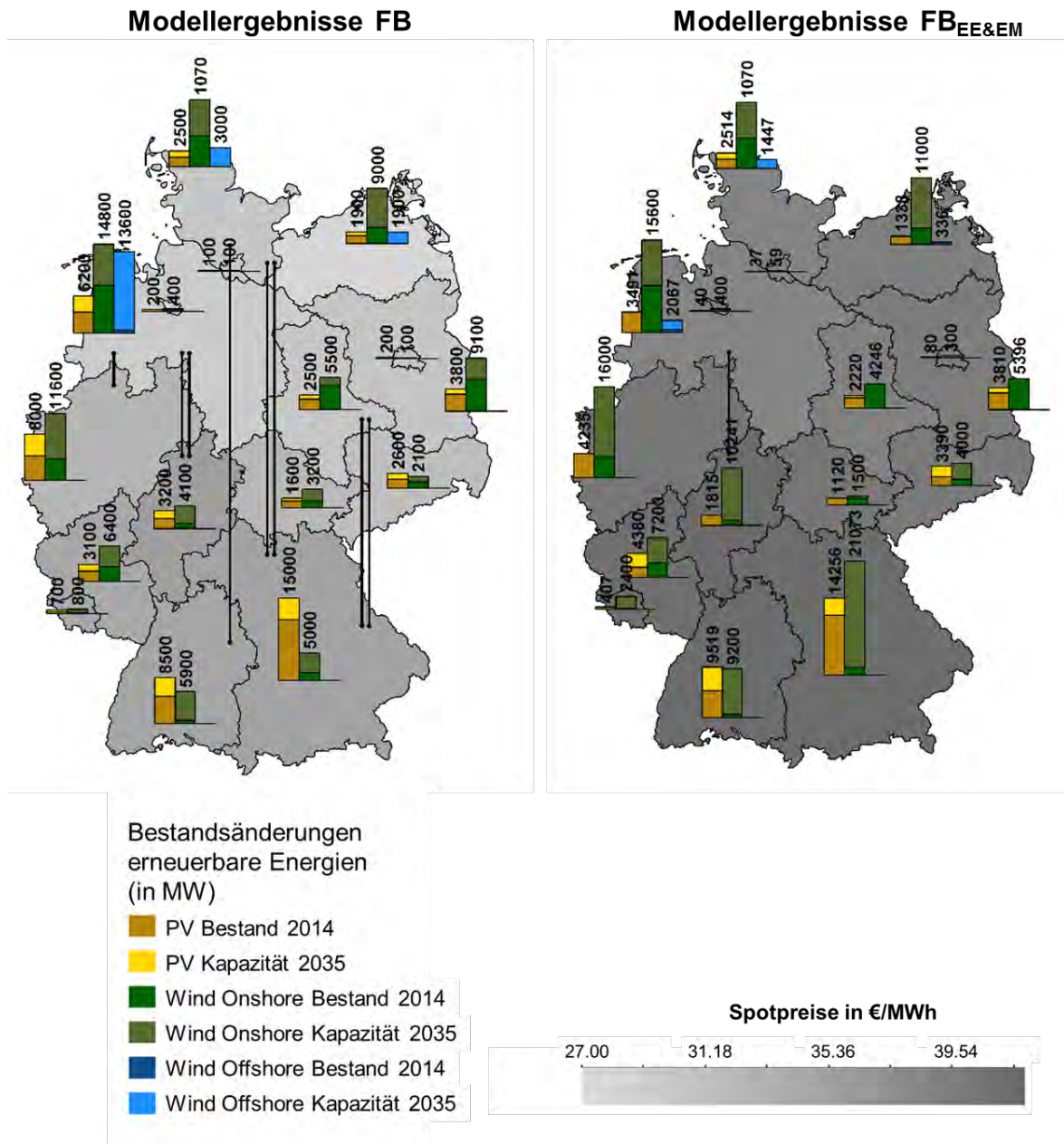
Bestandsänderungen
erneuerbare Energien
(in MW)

- PV Bestand 2014
- PV Kapazität 2035
- Wind Onshore Bestand 2014
- Wind Onshore Kapazität 2035
- Wind Offshore Bestand 2014
- Wind Offshore Kapazität 2035



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Abbildung 12: Installierte Leistung Photovoltaik, Wind Onshore, Wind Offshore in den Bundesländern und prognostizierter Leitungsausbau im Jahr 2035, Szenarien FB und FB_{EE&EM}



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Abschließend erfolgt eine detailliertere Betrachtung der EE-Förderung. Die im Modell berechneten Fördersätze beruhen auf den für das Jahr 2035 angenommenen Investitionskosten. Da für den Bereich der erneuerbaren Energien bis 2035 eine starke Kos-

tendegression zu erwarten ist, zeigen wir in Tabelle 20 korrigierte Werte für die EE-Förderung, bei denen mittlere Investitionskosten für den Zeitraum zwischen 2013 und 2035 zugrunde gelegt werden. Die Fördersätze geben (analog zur EEG-Umlage, aber nur für den PV- und Windanteil) den Betrag an, der zusätzlich zum Strompreis gezahlt werden muss, um die Investitionskosten der EE zu decken.

Um eine korrigierte EEG-Umlage für das Jahr 2014 zu berechnen, die mit den EE-Fördersätzen der Szenarien vergleichbar ist, muss die tatsächliche EEG-Umlage so angepasst werden, dass sie auf alle Endverbraucher gleichermaßen verteilt wird und nur der Anteil der Förderung von PV- und Winderzeugung berücksichtigt wird. Laut „EEG in Zahlen 2014“ der BNetzA entspricht der Anteil des Stromkonsums privilegierter Letztverbraucher 23 % der gesamten Letztverbrauchsmenge und deren EEG-Zahlungen nur 0,8 % der Soll-Einnahmen aus der EEG-Umlage.⁴² Werden die gesamten Soll-Einnahmen von 22,3 Mrd. € wie im Modell über alle Konsumenten mit einem Gesamtverbrauch von 509,8 TWh gleichermaßen verteilt, erhält man eine EEG-Umlage von 43,74 €/MWh.⁴³ Nach dem Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE (2013)) beträgt der Anteil der Förderung von PV- und Windanlagen 68,1 % der reinen Finanzierungskosten aller subventionierten EE-Anlagen. Hieraus resultiert eine korrigierte EEG-Umlage für 2014 von 29,79 €/MWh.

Für die Berechnung der EE-Förderung in den einzelnen Szenarien werden zunächst die Kosten des gesamten EE-Ausbaus des jeweiligen Szenarios berechnet. Dabei werden die Kosten aller Anlagen berücksichtigt, da diese entweder komplett neu gebaut werden oder, bei Bestandsanlagen, ein Repowering bis 2035 angenommen wird. Hierbei werden zwei unterschiedliche Berechnungsverfahren verwendet. Zum einen wird mit den Investitionskosten des Jahres 2035 gerechnet, da diese die Kosten der letzten zugebauten Technologie darstellen und im Modell verwendet werden. Zum anderen werden die Gesamtkosten auch mit einem Durchschnittspreis der prognostizierten Kosten zwischen 2013 und 2035 berechnet, um in der ausgewiesenen korrigierten EEG-Umlage die Tatsache zu berücksichtigen, dass deutlich vor 2035 gebaute Anlagen teurer waren. Außerdem werden die Gesamteinnahmen der Erzeugung durch erneuerbare Anlagen berechnet, wobei angenommen wird, dass nur tatsächlich eingespeiste Mengen zum Börsenpreis vergütet werden. In den Szenarien mit Einspeisemanagement führen abgeregelte Mengen demnach nicht zu einer negativen Vergütung der erneuerbaren Erzeugung, da es in

⁴² Siehe http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html.

⁴³ Für die Berechnung des Gesamtverbrauchs in 2014 werden die Verbrauchswerte von <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/Pages/default.aspx> verwendet.

diesen Szenarien durch die Abregelung nicht mehr zu negativen Börsenpreisen kommt. Dies führt zu einem Anstieg der Einnahmen der EE-Anlagen aus dem Börsenhandel (siehe erste Spalte in Tabelle 20). Die Differenz aus Kosten und Einnahmen wird abschließend durch die Gesamtnachfrage dividiert und bestimmt die EE-Förderung in Tabelle 20.

Tabelle 20: EE-Förderung für Investitionskosten von 2035 und korrigierte Werte für Investitionskosten von 2013 bis 2035; Fördersätze für die verschiedenen Modellszenarien und zum Vergleich für PV und Wind 2014

	Einnahmen aus dem Börsenhandel [Mio. €]	EE-Förderung (Kosten 2035) [€/MWh]	EE-Förderung (Kostenentwicklung 2013-2035) [€/MWh]
EEG 2014 (korrigiert)	-	29,79	29,79
MG	3.909,4	26,80	34,77
MG _{EE}	3.871,8	26,77	34,71
MG _{EM&RD}	9.689,1	16,02	24,21
MG _{EE&EM&RD}	9.748,1	15,68	23,79
MG _{EEh&EM&RD}	9.724,6	15,59	23,53
FB	2.981,4	28,65	36,64
FB _{EE}	2.289,2	28,88	35,92
FB _{EM}	9.052,6	17,33	25,53
FB _{EE&EM}	8.808,8	15,43	21,59
MG _{KWK}	3.909,4	26,80	34,77
MG _{P2G}	9.818,8	15,81	24,01
MG _{P2Gnord}	9.818,7	15,81	24,01
MG _{WP}	3.909,4	26,80	34,77
MG _{EV}	4.117,3	26,42	34,40
FB _{P2G}	9.928,1	15,68	23,93
MG _{ALL}	10.199,5	14,82	22,96
FB _{ALL}	9.810,5	13,33	19,39

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Es zeigt sich, dass die EE-Fördersätze zwischen den Szenarien stark variieren und teils über, teils unter dem heutigen Niveau liegen. Die Schwankungen erklären sich durch das Strompreisniveau an der Börse. Bei höherem Strompreisniveau an der Börse kann die Zuzahlung geringer sein. Dies ist vor allem in den Szenarien mit Einspeisemanagement und/oder P2G-Anlagen der Fall, da hier ein Großteil der negativen Preise verhindert wird und die EE-Einnahmen somit um mehr als das Zweifache steigen.

4.4.2 Nutzung von Flexibilitätsoptionen

Über die Betrachtungen im vorherigen Kapitel hinaus beschäftigt sich die Studie mit dem Potenzial verschiedener Flexibilitätsoptionen für die Reduktion des Netzausbaus. Dabei handelt es sich um

- eine verstärkte Nutzung von KWK-Anlagen in Süddeutschland,
- die Installation von P2G-Anlagen zur Nutzung von Strom in Niedrigpreis-Stunden,
- eine alternative regionale Verteilung der Stromnachfrage (z. B. Konzentration von Wärmepumpen im Norden und Osten) sowie
- eine beschleunigte Marktdurchdringung von PV-Batterie-Systemen bei Ein- und Zweifamilienhäusern (Eigenverbrauchsoptimierung).

Die Ergebnisse der einzelnen Szenarien finden sich in Tabelle 21 und Tabelle 22.

Tabelle 21: Zusammenfassung: Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien zur Nutzung von Flexibilitätsoptionen

	Δ Wohlfahrt [Mio. €]	Marktpreis [€/MWh]	Netzentgelt [€/MWh]	EE-Förderung [€/MWh]	P_{CORR} [€/MWh]	Leitungsausbau [Anzahl]
MG	0,0	32,83	6,39	26,80	66,02	14
MG _{KWK}	127,8	32,83	6,14	26,80	65,77	13
MG _{P2G}	630,1	42,47	6,49	15,81	64,77	13
MG _{P2Gnord}	627,1	42,47	6,50	15,81	64,77	13
MG _{WP}	11,7	32,83	6,38	26,80	66,01	14
MG _{EV}	15,8	33,20	6,41	26,42	66,04	14
FB	612,3	32,25	2,48	28,65	63,39	8
FB _{P2G}	1.524,7	43,34	2,74	15,68	61,76	3

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Tabelle 22: Zusammenfassung: Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien zur Nutzung von Flexibilitätsoptionen: Zubau und Abbau von Erzeugungskapazität und CO₂-Emissionen

	Δ Kohle [MW]	Δ Gas [MW]	Δ Gas KWK [MW]	P2G [MW]	CO ₂ [Mio. t]
MG	-1.062,2	-1.563,2	7.000,0	0,0	102,67
MG _{KWK}	-1.062,1	-1.563,4	7.000,0	0,0	102,59
MG _{P2G}	-1.062,2	-1.563,1	7.000,0	13.468,8	102,63
MG _{P2Gnord}	-1.062,1	-1.563,4	7.000,0	13.468,8	102,64
MG _{WP}	-1.062,2	-1.563,2	7.000,0	0,0	102,67
MG _{EV}	-941,2	-1.585,2	7.000,0	0,0	103,56
FB	-1.108,7	-1.585,2	7.000,0	0,0	101,91
FB _{P2G}	-1.107,2	-1.190,7	7.000,0	15.765,7	106,03

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

(KWK) Das Szenario MG_{KWK} betrachtet den Fall, dass der KWK-Zubau im Süden konzentriert wird. Eine Lenkung des Zubaus in den Grenzen des KWK-Ausbaupotenzials scheint einfach umsetzbar, solange die Produktionsanreize weiterhin über die Börse determiniert werden. In dem Szenario wurde das Zubaupotenzial von 7 GW installierter Leistung auf die Bundesländer Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz, Saarland und Thüringen aufgeteilt, um so die im Süden installierte konventionelle Kapazität zu erhöhen. Generell untersucht das Szenario, ob ein deutlicher Zubau von (Gas-)Kapazität im Süden zu einer Verbesserung des Gesamtsystems führen könnte.

Die Ergebnisse zeigen einen moderaten Wohlfahrtseffekt verbunden mit einer moderaten Reduktion des Netzausbaus. Die Ergebnisse suggerieren, dass nicht eine fehlende flexible Erzeugungskapazität im Süden treibend für den Netzausbau ist, sondern vielmehr die fehlende Möglichkeit, die fluktuierende Produktion aus dem Norden vor Ort flexibel zu verbrauchen, im Notfall abzuregeln oder abzutransportieren. Das folgende Szenario liefert Hinweise, ob diese Hypothese trägt.

(P2G) Einen flexiblen Verbrauch von fluktuierender Stromproduktion, insbesondere zu Zeiten hoher Produktion und niedrigen Verbrauchs (und damit niedriger Preise) stellt die Power-to-Gas-Technologie dar. Dabei wird mithilfe von Strom Gas produziert, das wiederum in Gaskraftwerken verstromt (dann wäre eine Speicherfunktion gegeben) oder anderweitig verwendet werden kann. Da das Gasnetz eine ausreichende Kapazität aufweist, muss an dieser Stelle nicht über die Kapazität des „Speichers“ nachgedacht werden.

Die Berechnungen enthalten drei Szenarien, in denen P2G-Anlagen gebaut werden können. MG_{P2G} bildet die Investitionsanreize unter aktuell herrschenden Rahmenbedingungen ab. FB_{P2G} zeigt, wo und in welchem Umfang P2G-Anlagen installiert würden, wenn optimale (regional differenzierte) Preissignale von den Märkten ausgingen. Es zeigt sich, dass in beiden Szenarien in großem Umfang P2G-Anlagen zugebaut werden, wobei der Zubau im Szenario FB_{P2G} höher ist (15,8 GW in FB_{P2G} vs. 13,5 GW in MG_{P2G}). Weiterhin fällt auf, dass der Zubau sich unter den aktuellen Marktbedingungen gleichmäßig auf die Bundesländer verteilen würde, während er im Nodalpreissystem (FB_{P2G}) in den Regionen mit Produktionsüberschuss (d. h. in den nördlichen Bundesländern) angesiedelt würde.

Dies hat unmittelbare Implikationen für den Netzausbau. Während im Szenario MG_{P2G} nur eine Leitung eingespart wird, reduziert sich der Leitungsbedarf bei optimalen Marktbedingungen von acht (Szenario FB) auf drei Leitungen (Szenario FB_{P2G}). Die massive Reduktion des Netzausbaus im Optimum lässt sich mit der systemdienlichen Ansiedlung der P2G-Anlagen begründen, in Verbindung mit der Tatsache, dass die regional differenzierten Preise ideale Anreize zum erzeugungsnahen Verbrauch von Strom im Norden in den entscheidenden Stunden implizieren.

Der Wohlfahrtseffekt ist sowohl in der Marktlösung als auch in der Optimallösung signifikant. Dies ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass die P2G-Anlagen die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen stark verringern.

Die Ergebnisse suggerieren, dass die Maßnahme, flexible Verbraucher in Regionen mit stark fluktuierendem Stromangebot zu installieren, durchaus geeignet sein kann, den notwendigen Netzausbau zu reduzieren. Es müssten jedoch Maßnahmen identifiziert werden, die in der Lage sind, die Ansiedlung der Anlagen so zu lenken, dass sie in Regionen mit hoher Produktion installiert werden.

Um den potenziellen Nutzen einer solchen Maßnahme besser einschätzen zu können, wurde zusätzlich zu den Szenarien MG_{P2G} und FB_{P2G} ein weiteres Szenario $MG_{P2Gnord}$ analysiert, bei dem die Ansiedlung der P2G-Anlagen ausschließlich in den Bundesländern stattfindet, in denen sie in der wohlfahrtsoptimalen Lösung FB_{P2G} gebaut werden und bei dem die proportionale Aufteilung der Gesamtkapazität auf diese Bundesländer analog zu FB_{P2G} erfolgt. Hieraus ergibt sich jedoch weder ein positiver Effekt auf die Wohlfahrt (im Vergleich mit dem Szenario ohne eine Ansiedlung im Norden), noch ein Einsparpotenzial beim Netzausbau. Die Ergebnisse legen nahe, dass der systemdienlichere Standort der Anlagen (erzeugungsnah, im Norden) keinerlei Effekt auf die Wohlfahrt oder auch den notwendigen Netzausbau hat, solange die Preissignale den Verbrauch nicht systemdienlich lenken.

Wärmepumpen (WP) Die Schaffung von zusätzlichem Verbrauch in Regionen mit hoher Produktion ist auch der Hintergrund, vor dem Wärmepumpen als eine Option zur Reduktion des notwendigen Netzausbaus diskutiert werden. Im Kontrast zu den P2G-Anlagen können Wärmepumpen jedoch nur eingeschränkt flexibel auf den jeweiligen Angebotsüberschuss reagieren. Vielmehr geben sie ein zusätzliches Verbrauchsprofil vor (geführt durch den Wärmebedarf der angeschlossenen Haushalte), das nur begrenzt mit dem systemdienlichen Profil übereinstimmt. Eine Möglichkeit der Netzbetreiber, die Wärmepumpen zeitweise vom Netz zu nehmen wird, im vorliegenden Modell nicht betrachtet.

Die Ergebnisse der Berechnungen zeigen klar, dass durch eine unflexible Erhöhung der Nachfrage in produktionsstarken Regionen keine Verbesserung der Wohlfahrt zu erwarten ist. Auch bei den sonstigen Systemeigenschaften, insbesondere dem Leitungszubau, lässt sich keine Veränderung ausmachen.

Marktdurchdringung von PV-Batterie-Systemen (Eigenverbrauch, EV) Alternativ zu der Ansiedlung von zusätzlichem (möglichst flexiblem) Verbrauch im Norden besteht eine Flexibilitätsoption darin, existierende Solaranlagen mit Batterien zu komplementieren, so dass deren Einspeiseprofil systemdienlich geglättet werden kann. Im Rahmen dieses Gutachtens wurde daher ein Szenario betrachtet, in dem das Einspeiseprofil eines Teils der PV-Produktion durch einen modifizierten Einspeisevektor ersetzt wurde. Dieser Vektor wurde unter der Annahme berechnet, dass die entsprechenden Haushalte mit Kleinspeichern ausgestattet sind, die es ermöglichen, einen Teil der Einspeisung in die Randstunden zu verschieben. Dabei wird jedoch nicht davon ausgegangen, dass die Lastverschiebung tatsächlich auf Preissignale reagiert.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass eine solche Maßnahme nicht geeignet ist, die Wohlfahrt zu erhöhen. Zudem fällt der Abbau von Kohlekraftwerken leicht niedriger aus, was den CO₂-Ausstoß gegenüber dem Referenzszenario leicht erhöht. Dies ist im Wesentlichen darin begründet, dass die Lastverschiebung nicht marktgesteuert ist, sondern einem exogenen Profil folgt. Generell ist jedoch anzumerken, dass eine Kombination von Speichern mit fluktuierenden Erzeugungsanlagen durchaus das Potenzial hat, den notwendigen Netzausbau zu reduzieren – allerdings auf den niedrigeren Netzebenen, die in diesem Gutachten nicht explizit betrachtet werden.

4.4.3 Kombination der Maßnahmen

Nachdem in den beiden vorangegangenen Abschnitten die Auswirkungen einzelner Maßnahmen im Detail beleuchtet wurden, werden abschließend die Auswirkungen dargestellt, die aus einer Kombination der vielversprechenden Maßnahmen zu erwarten sind. Zu diesem Zweck wird das Ausgangsszenario MG mit dem Szenario MG_{ALL} (Ausprägungen EE, EM&RD, P2G, KWK) und, als oberer Benchmark, mit dem Szenario FB_{ALL} (ebenfalls Ausprägungen EE, EM, P2G) verglichen.⁴⁴

Tabelle 1: Zusammenfassung, Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien zur Nutzung von Flexibilitätsoptionen: MG, MG_{ALL}, FB_{ALL}

	ΔW [Mio. €]	P _{AVG} [€/MWh]	Netzentgelt [€/MWh]	EE-Förderung [€/MWh]	P _{CORR} [€/MWh]	Leitungsaus- bau [Anzahl]
MG	0,0	32,83	6,39	26,80	66,02	14
MG _{ALL}	1.716,6	42,47	5,25	14,82	62,54	6
FB _{ALL}	2.981,1	43,35	3,21	13,33	59,88	0

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Tabelle 23: Zusammenfassung, Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien zur Nutzung von Flexibilitätsoptionen: MG, MG_{ALL}, FB_{ALL}

	Δ Kohle [MW]	Δ Gas [MW]	Δ Gas KWK [MW]	P2G [MW]	CO ₂ [Mio. t]
MG	-1.062,2	-1.563,2	7.000,0	0	102,67
MG _{ALL}	-1.279,0	-1.585,2	7.000,0	3.744,6	101,69
FB _{ALL}	-521,8	-548,4	7.000,0	8.748,8	107,15

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Die Kombination aller hier einbezogenen Maßnahmen im Marktgleichgewicht erlaubt einen Wohlfahrtsgewinn von über 1,7 Mrd. € pro Jahr unter Beibehaltung der aktuellen Rahmenbedingungen an der Strombörse (insbesondere der einheitlichen Preiszone für Deutschland). Der notwendige Leitungsausbaue kann mehr als halbiert werden, von 14 Leitungen im Referenzszenario MG auf 6 Leitungen im Szenario MG_{ALL}. Auffällig ist, dass einige Maßnahmen in ähnlicher Weise wirken und daher die Effekte auf Wohlfahrt und Netzausbau subadditiv sind. So ist z. B. der Zubau von P2G-Anlagen im Szenario MG_{ALL} geringer als in MG_{P2G}, vermutlich deshalb, weil die Spitzenkappung und der flexible Verbrauch auf unterschiedliche Art und Weise das Auseinanderfallen von Erzeu-

⁴⁴ Die Maßnahmen RD und KWK sind in den FB-Szenarien irrelevant, da das Engpassmanagement durch regional differenzierte Preise schon optimal gelöst ist und die Kraftwerke ohnehin systemoptimal zugebaut werden.

gung und Verbrauch adressieren. Während die P2G-Anlagen Erzeugungsspitzen nutzen, aber nicht regional günstig stehen, adressiert das Einspeisemanagement gezielt das räumliche Auseinanderfallen von Erzeugung und Verbrauch.

In der Optimallösung zeigt sich, dass die in diesem Gutachten betrachteten Flexibilisierungsmaßnahmen im Modell geeignet sind, den Netzausbau komplett zu vermeiden. Dies ist ein weiteres starkes Signal, dass Flexibilisierungsmaßnahmen ein Substitut für den Netzausbau darstellen können und über eine geeignete Kombination von Maßnahmen zur Bewältigung der aktuellen Herausforderungen nachgedacht werden sollte.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Im Rahmen der Energiewende wird das deutsche Energiesystem – und damit auch die Stromversorgung in Deutschland – in den kommenden Jahrzehnten neu aufgestellt. Anstelle der herkömmlichen konventionellen Stromproduktion wird die erneuerbare Erzeugung treten. Damit ändern sich die Standorte der Erzeugungsanlagen, ihre Betriebsweise und somit notwendigerweise auch die Netzin

frastruktur. Deren Planung wird erschwert durch die Tatsache, dass der Zubau von Erzeugung zunehmend von Märkten gesteuert wird und somit komplexe Interdependenzen zwischen den Marktmechanismen, den auf ihnen basierenden Entscheidungen der privatwirtschaftlichen Erzeuger und den Planungsvorhaben der regulierten Netzbetreiber entstehen. Diesen Interdependenzen wird in der Netzausbauplanung nur teilweise Rechnung getragen. Die Netzplanung beruht auf Szenarien, die eine überschaubare Anzahl wahrscheinlicher Ausbaupfade darstellen. Rückwirkungen verschiedener Ausbauoptionen des Netzes auf das Marktgeschehen werden dabei ebenso wenig betrachtet wie der optimale Ausbau des Netzes bei alternativer Entwicklung der Erzeugungsstruktur.

In diesem Gutachten steht die Interdependenz zwischen dem zukünftigen Marktgeschehen und der komplementären Netzausbauplanung im Fokus. Um diese Interdependenz im Modell erfassen zu können, wird die Komplexität der Zusammenhänge reduziert, ohne jedoch den Realitätsbezug zu verlieren. Modelliert werden Investitions- und Produktionsanreize für zahlreiche Technologien sowie Netzausbau und -betrieb unter der Annahme einer vereinfachten Netzstruktur, in der das deutsche Netz auf einen Knoten pro Bundesland aggregiert wird. Die Modellierung hat den Vorteil, dass Interdependenzen von Marktgeschehen und Netzausbau integriert im Rahmen von mehrstufigen Optimierungsmodellen analysiert werden können. Die Ergebnisse geben Hinweise auf Effekte und deren Größenordnung und können bei Bedarf mithilfe detaillierter elektrotechnischer Berechnungen überprüft und präzisiert werden. Anzumerken ist, dass sich die vorliegende Modellierung auf das deutsche Übertragungsnetz bezieht. Maßnahmen in darunterliegenden Netzebenen werden durch Inputvektoren abgebildet.

Als Referenzszenarien für die vorliegende Untersuchung werden zum einen die aktuellen Rahmenbedingungen am Strommarkt implementiert, zum anderen wird die optimale Systemkonfiguration bestimmt. Aus dem Vergleich der beiden Lösungen ergibt sich ein hohes Potenzial für Wohlfahrtssteigerungen und für eine Reduktion des notwendigen Netzausbaus. Die Wohlfahrt der Optimallösung unter Einsatz von Flexibilitätsoptionen (FB_{ALL}) übersteigt die Wohlfahrt unter aktuellen Rahmenbedingungen um mehr als 2,9 Mrd. € pro Jahr (über 10 % der entstehenden Gesamtkosten). Der

Netzausbau in der Optimallösung beträgt (je nach Ausgestaltung der Rahmenbedingungen und Flexibilitätsoptionen im Modell) zwischen null und acht Leitungen – versus 14 unter aktuellen Rahmenbedingungen. Es zeigt sich somit, dass ein erhebliches Potenzial für mehr Kosteneffizienz besteht. Eine Umsetzung eines Nodalpreissystems nach amerikanischem Vorbild, das Anreize entsprechend der hier berechneten Optimalkonfiguration implizieren würde, ist jedoch in Deutschland derzeit nicht denkbar.

Den Kern des Gutachtens bildet daher die Analyse verschiedener Szenarien, in denen das Potenzial analysiert wird, durch moderate Veränderung der Rahmenbedingungen oder Nutzung von Flexibilitätsoptionen die Kosteneffizienz zu erhöhen und den notwendigen Netzausbau zu senken.

Eine große Wirkung entfalten in den Analysen Maßnahmen, die aktuell bereits in der Diskussion sind. Wird (i) überschüssige erneuerbare Erzeugung in optimaler Weise abgeregelt (sowohl an den Märkten als auch im Rahmen des Redispatches) und (ii) eine kosteneffiziente Abwägung zwischen Redispatch und Netzausbau getroffen ($MG_{EM\&RD}$), so reduziert sich der notwendige Leitungsausbau (von 14 auf 8 Leitungen) und steigt die Wohlfahrt (um mehr als 1,3 Mrd. € pro Jahr, was ca. 5 % der im Referenzszenario entstehenden Systemkosten entspricht). Die Abregelung von Erzeugungsspitzen aus erneuerbaren Energien findet bereits Anwendung im aktuellen Netzentwicklungsplan. Anzumerken ist in diesem Zusammenhang jedoch, dass die im NEP vorgesehene Art der Kappung (der EE-Spitzen) lediglich eine Kappung der maximalen Einspeisespitzen durchführt, ohne Berücksichtigung der Last- und Netzsituation. Im vorliegenden Gutachten erfolgt eine systemoptimale Kappung der EE-Einspeisung unter Berücksichtigung dieser Aspekte. Die kosteneffiziente Abwägung zwischen Redispatch und Leitungsausbau findet bisher im Netzentwicklungsplan keine Anwendung, diese Möglichkeit wird jedoch in einigen jüngeren Studien bereits intensiv diskutiert (vgl. Agora Energiewende (2012), BET (2015), Grimm et al. (2016d)). Die Analysen in diesem Gutachten erlauben somit eine Reflexion und Weiterentwicklung der vorgesehenen Maßnahmen, so dass diese ihre Wirkung optimal entfalten können. Insbesondere zeigt das Ergebnis, dass der Ausbau der erneuerbaren Erzeugung durchaus nicht durch verzögerten Netzausbau verlangsamt werden muss. Vielmehr gibt es alternative Wege, das System an die Eigenschaften erneuerbarer Erzeugung anzupassen.

Während die Vorteilhaftigkeit der im vorherigen Absatz diskutierten Maßnahmen in Ansätzen gut verstanden ist, gibt es wenige Erkenntnisse darüber, ob und wie die Verteilung des EE-Zubaus von den Rahmenbedingungen der Zukunft abhängt. Diese Frage ist mit Blick auf die Kosteneffizienz und den notwendigen Netzausbau zentral. In einem weiteren Szenario wird daher betrachtet, wie stark sich die optimale regionale Verteilung von EE-Anlagen und

damit auch der Technologiemarkt ändern würden, wenn die verschiedenen (zuvor diskutierten) Optionen zur Auflösung von Engpässen kosteneffizient zum Einsatz kämen. Die Berechnungen ergeben eine regionale Verteilung der EE-Anlagen, die sich stark von den im NEP avisierten Mengen unterscheidet – allerdings nur dann, wenn Abregelung optimal praktiziert und Redispatch bei der Netzausbauplanung als Alternative akzeptiert wird.

Der EE-Ausbau verlagert sich dann tendenziell mehr in den Süden. Dieser Effekt ist deutlicher für Wind als für PV. In Abhängigkeit von den im Modell unterstellten Investitionskosten kann sich auch der Technologiemarkt ändern. Die Anpassungen bewirken, dass das im NEP avisierte Mengenziel bezüglich der Einspeisung günstiger erreicht werden kann. Die Ursachen können vielfältig sein:

- Netzausbau kann durch eine verbrauchsnahe Ansiedlung von erneuerbarer Erzeugung eingespart werden – daher sind unter Umständen auch Standorte vorteilhaft, an denen das Erzeugungspotenzial nicht voll ausgeschöpft wird.
- Durch eine Änderung des Technologiemarktes kann das Mengenziel mit einer wesentlich geringeren installierten Leistung erreicht werden – dadurch werden Investitionskosten gespart.
- Eine bessere Verteilung der Anlagen erlaubt den Betrieb des Gesamtsystems mit weniger Backup-Kraftwerken – so wird Braunkohlekapazität abgebaut.

In den vorliegenden Berechnungen ist der Wohlfahrtseffekt im Marktgleichgewicht (MG_{EE}) moderat und eine isolierte Betrachtung des endogenen Ausbaus der erneuerbaren Technologien führt zu keiner signifikanten Einsparung beim Netzausbau. Modellberechnungen mit alternativen Kostenparametern zeigen jedoch, dass der Effekt durchaus bedeutend sein kann. Dies wird eindrucksvoll durch den Vergleich der Systemoptima mit und ohne endogenen Ausbau der EE belegt (FB vs. FB_{EE}). Hier erhöht sich durch die systemdienliche Ansiedlung der Anlagen die Wohlfahrt um mehr als 1,0 Mrd. € pro Jahr und der Netzausbau wird durch die verbrauchsnahe Ansiedlung der Anlagen fast komplett obsolet (bis auf eine Leitung). Gleichzeitig steigt die installierte Leistung der EE-Anlagen beträchtlich, da die verbrauchsnahe Anlagen zwangsläufig an weniger ertragreichen Standorten platziert sind. Dies zeigt deutlich, dass der fehlende Netzausbau den Zubau an erneuerbarer Erzeugung nicht prinzipiell behindert.

Die Ergebnisse belegen somit, dass der aktuell avisierte Technologiemarkt und seine regionale Verteilung vor dem Hintergrund neuer Rahmenbedingungen zu hinterfragen ist. Auch zeigen die Ergebnisse, dass die Investitionskosten der EE-Anlagen in Zukunft

so niedrig sein werden, dass eine Abwägung zwischen dem verbrauchsnahe Standort der Anlage und dem Netzausbau getroffen werden muss. Es kann suboptimal sein, EE-Anlagen ohne Berücksichtigung des zugrundeliegenden Netzes und der Verbrauchszentren an den Standorten mit den höchsten Erträgen zu errichten. Dies wird aber zweifellos geschehen, wenn die Marktprämien auch künftig deutschlandweit identisch sind. Offensichtlich hat der Regulierer prinzipiell die Möglichkeit, den Ausbau in höherem Maße zu lenken – z. B. durch regional differenzierte Mengenziele. Dieses Gutachten kann aber nur den Ausgangspunkt entsprechender Überlegungen darstellen. Zu verifizieren wäre anhand von detaillierteren elektrotechnischen Berechnungen, wie robust die hier getroffenen Schlussfolgerungen im Detail sind. Das Design entsprechender Mechanismen zur Steuerung der Ansiedlung von EE-Anlagen ist darüber hinaus komplex und bedarf umfangreicher Planungen und Abwägungen.

Neben dem Einspeisemanagement, der Antizipation des Redispatches bei der Netzausbauplanung und dem optimalen EE-Ausbau wurden in diesem Gutachten weitere Flexibilisierungsmaßnahmen betrachtet und deren Potenzial zur Vermeidung von Netzausbau analysiert. Im Einzelnen handelt es sich dabei um folgende Maßnahmen:

- ein umfangreicher Zubau von KWK-Anlagen im Süden,
- die Installation von P2G-Anlagen, die überschüssige Stromproduktion zur Herstellung von Gas nutzen,
- eine Konzentration von Wärmepumpen im Norden und Osten Deutschlands zur Erhöhung der dortigen Stromnachfrage und
- eine beschleunigte Marktdurchdringung von PV-Batteriesystemen zur Steigerung des Eigenverbrauchs.

Ein Zubau von KWK-Kapazität im Süden führt nicht zu einer signifikanten Verringerung des notwendigen Netzausbaus und auch nicht zu eindeutigen Wohlfahrtseffekten. Dies gilt selbst dann, wenn man von Kapazitätsschranken für den Zubau (aufgrund technologischer Restriktionen) abstrahiert. Die Berechnungen legen daher nahe, dass der Netzausbau vorwiegend nötig ist, um die Spitzen der fluktuierenden Stromproduktion im Norden abzutransportieren, weniger um Versorgungslücken im Süden systematisch zu decken.

Vor diesem Hintergrund sind die Ergebnisse eines Szenarios zu bewerten, in dem der Zubau von P2G-Anlagen modelliert wird. In verschiedenen Szenarien zeigt sich, dass nicht nur die Allokation dieser Anlagen, sondern auch die Anreize zu systemdienlichem Verbrauch entscheidend für die Auswirkungen auf den Netzausbau sind. Zunächst wird ein Szenario analysiert, in dem – analog

zu den aktuellen Bedingungen am Strommarkt – die Investitionsanreize für P2G-Anlagen deutschlandweit identisch sind. Folgerichtig verteilt sich der Zubau der Anlagen über das gesamte deutsche Marktgebiet. Hier ergeben sich keine klaren Effekte auf den Netzausbau, aber dennoch nicht unerhebliche Wohlfahrtseffekte. Diese sind dadurch getrieben, dass der zusätzliche Verbrauch in großem Umfang negative Preise an der Börse eliminiert.

Betrachtet man im Vergleich den Zubau von P2G-Anlagen im Systemoptimum, so werden die P2G-Anlagen im Norden angesiedelt, wo sie überschüssigen Strom erzeugungsnah verbrauchen. Über die regional differenzierten Börsenpreise erhalten sie hier zusätzliche Anreize, auf die Fluktuation der Stromproduktion systemdienlich zu reagieren. Durch das räumlich und zeitlich am System ausgerichtete Verbrauchsmuster der P2G-Anlagen kann der notwendige Netzausbau von acht auf drei Leitungen reduziert werden. Entscheidend hierfür ist die Flexibilität der Anlagen sowie ihre systemdienliche Ansiedlung. Letzteres wird klar, wenn man eine Marktlösung betrachtet, in der die P2G-Anlagen zwar an den Standorten der systemoptimalen Lösung angesiedelt sind, aber dennoch lediglich die Preissignale einer Börse mit einheitlichem Strompreis erhalten. Es zeigt sich, dass der systemdienlichere Standort der Anlagen (erzeugungsnah, im Norden) keinerlei Effekt auf die Wohlfahrt oder auch den notwendigen Netzausbau hat, solange die Preissignale den Verbrauch nicht systemdienlich lenken.

Ebenfalls von der Idee der Absorption der überschüssigen Stromproduktion im Norden getrieben ist die Überlegung, vermehrt Wärmepumpen im Norden und Osten Deutschlands zu installieren. Anders als die P2G-Anlagen sind Wärmepumpen jedoch nicht in der Lage, flexibel auf die fluktuierende Stromproduktion zu reagieren. Vielmehr sind sie vom Wärmebedarf der angeschlossenen Haushalte abhängig und begründen nur eine weitere exogene Last. Dies scheint auch der Grund, warum in dem entsprechenden Modellszenario kein positiver Effekt eines vermehrten und gezielten Ausbaus von Wärmepumpen auf Netzausbau oder Wohlfahrt zu verzeichnen ist.

Abschließend wurde ein Szenario betrachtet, in dem eine hohe Marktdurchdringung mit PV-Batterie-Systemen zur Eigenverbrauchsmaximierung unterstellt wird. Dies wird im Modell durch einen veränderten Einspeisevektor der entsprechenden Solaranlagen berücksichtigt. Analog zur Logik erhöhter Ansiedlung von Wärmepumpen im Norden wird somit angenommen, dass die Speicher nicht auf die Marktpreise (also auf die aktuelle Angebots-Nachfragesituation) reagieren, sondern lediglich zu einer Verschiebung der Einspeiseprofile genutzt werden. Auch in diesem Szenario zeigt sich kein positiver Effekt. Die Ergebnisse legen die Schlussfolgerung nahe, dass nur Maßnahmen zu einer Verbesserung der Systemeffizienz geeignet sind, die gezielt auf die fluktuierende Angebotssituation reagieren können.

6 Fazit und Ableitung von Empfehlungen

Zusammenfassend zeigt die Studie,

- dass die Notwendigkeit des Netzausbaus im NEP 2014 größtenteils durch die Notwendigkeit getrieben wird, fluktuierende Produktion aus dem Norden unter bestimmten Annahmen zur möglichen Spitzenkappung abzutransportieren und
- dass Maßnahmen, die diese Anforderung abmildern, den notwendigen Netzausbau merklich reduzieren können. Dazu gehört
- ein optimales Einspeisemanagement (markt- und netzgetriebene Abregelung der EE),
- der Einsatz von vermehrtem Redispatch als Alternative zum Netzausbau, wo dies günstiger ist sowie
- die Installation flexibler Verbraucher an Standorten fluktuierender Erzeugung.

Es zeigt sich weiterhin, dass unter den geschilderten Rahmenbedingungen die optimale Allokation der erneuerbaren Erzeugung (insbesondere PV und Wind Onshore) signifikant von der im NEP avisierten Allokation abweicht.

Ein vermehrter KWK-Zubau im Süden führt nicht zu einer signifikanten Steigerung der Kosteneffizienz und reduziert auch den notwendigen Netzausbau nicht merklich. Die Preissignale bei einem einheitlichen Strompreis im gesamten deutschen Marktgebiet reichen nicht aus, um einen systemdienlichen Einsatz der Kraftwerke im Süden zu induzieren.

Maßnahmen, die zusätzlich Strom an produktionsintensiven Standorten verbrauchen, aber ihren Verbrauch nicht flexibel den aktuellen Gegebenheiten anpassen können, sind nicht geeignet, die Kosteneffizienz zu steigern und den notwendigen Netzausbau zu verringern. Dazu gehören die Installation von Wärmepumpen und Kleinspeichern, die nicht marktpreisgesteuert sind.

Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass fehlender oder verzögerter Netzausbau kein Grund für einen verzögerten Ausbau der erneuerbaren Erzeugung sein muss. Vielmehr kann der notwendige Netzausbau durch Einsatz von Flexibilitätsoptionen substantiell reduziert werden, was zudem in der langen Frist eine höhere Kosteneffizienz erlaubt.

Empfehlungen

- **Optimale EE-Abregelung.** Die Vorhaben zur markt- und systemgetriebenen Abregelung von EE-Erzeugung sollten konsequent weitergedacht werden. Anstelle einer Kappung der Erzeugungsspitzen sollte eine Abregelung bei negativen Strompreisen und im Rahmen des Redispatches treten, wo dies die günstigste Alternative darstellt. Durch die Koppelung des Abregelungsvorgangs an Preissignale ist gewährleistet, dass genau in den Momenten abgeregelt wird, in denen dies aufgrund der Angebots- und Nachfragekonstellation aus Gründen der Kosteneffizienz geboten erscheint. Signifikant steigende CO₂-Emissionen sind nicht zu erwarten. Über eine flexible Nutzung des abgeregelteten Stroms sollte nachgedacht werden.
- **Redispatch als Alternative zum Netzausbau.** Bei der Netzausbauplanung sollte die Beseitigung von Netzengpässen durch Redispatch als Alternative zum Netzausbau angesehen werden, wenn dadurch die erwarteten Kosten günstiger sind. Ein solches Vorgehen reduziert den notwendigen Netzausbau signifikant, insbesondere wenn im Rahmen des Redispatches auch die Abregelung erneuerbarer Erzeugung zulässig ist. Vereinzelt wird angeführt, dass ein solches Vorgehen die Versorgungssicherheit gefährdet. Versorgungssicherheit sollte jedoch gezielt durch Maßnahmen adressiert werden, die Schwachstellen in der Systemstruktur eliminieren, nicht durch prinzipiell übermäßigen Netzausbau.
- **Kosteneffizienz beim EE-Ausbau durch Effizienzsteigerungen bei regionaler Verteilung und geeignetem Technologiemix.** Sollten die beiden vorgenannten Empfehlungen umgesetzt werden, so ist der aktuell avisierte Ausbaupfad der EE zu hinterfragen. Die optimale Verteilung der EE-Kapazitäten auf die Bundesländer und auch der Technologiemix zwischen PV und Wind unterscheiden sich in den Berechnungen zu diesem Gutachten zum Teil signifikant von den im Szenariorahmen des NEP avisierten Mengen. Die Modellprognosen sollten allerdings vor einer Erwägung gezielter Maßnahmen zunächst in detaillierten elektrotechnischen Berechnungen überprüft werden. Fakt ist, dass die EE bei bundesweit einheitlicher, in Ausschreibungen ermittelter Marktprämie an den ertragreichsten Standorten ausgebaut werden, wobei der Nutzen im Gesamtsystem (z. B. vermiedener Netzausbau durch günstigere regionale Verteilung) keine Berücksichtigung findet. Eine Lenkung des Ausbaus, so wie von der Bundesregierung im aktuellen EEG-Entwurf angedacht, ist prinzipiell möglich, Empfehlungen zur exakten Umsetzung übersteigen jedoch den Rahmen dieses Gutachtens.
- **Ansiedlung flexibler Verbraucher bei fluktuierender Erzeugung.** Die Installation flexibler Verbraucher an Standorten

mit viel fluktuierender Erzeugung führt zu einer Entlastung der Netze, da Strom “erzeugungsnah vor Ort” verbraucht werden kann, sobald er sonst zu Netzengpässen führen würde. Eine Steuerung über Preissignale ist wünschenswert, allerdings ist zu erwarten, dass die Preissignale bei deutschlandweit einheitlichem Börsenpreis nicht stark genug sind. Eine schlichte regionale Ansiedlung von Verbrauchern ohne entsprechende räumlich aufgelöste Preissignale ist nahezu wirkungslos.

7 Anhang

7.1 Modelldarstellung

Im Folgenden werden die verwendeten Modelle im Detail dargestellt. Kapitel 7.1.1 stellt die Berechnung des Systemoptimums (bzw. der Nodalpreislösung) dar, Kapitel 7.1.2 die Berechnung des Marktgleichgewichts.

Aus der Modelldarstellung gehen Vorteile und Einschränkungen des Verfahrens hervor, die wir hier kurz zusammenfassen möchten. Der entscheidende Vorteil der Herangehensweise besteht darin, dass die stündliche Produktionsentscheidung und Preisbildung am Spotmarkt sowie die damit konsistenten Investitionsentscheidungen (Investition in Erzeugung durch private Investoren und Investition in Netz durch den Regulierer) im Modell endogen ermittelt werden. Dadurch besteht die Möglichkeit, die Auswirkungen des Energiemarktdesigns auf die Investitionsanreize (und somit auf die Systemkonfiguration) zu evaluieren.

Die integrierte Betrachtung von Netz- und Erzeugungsinvestitionen in einem Gleichgewichtsmodell beschränkt die mögliche Berücksichtigung der technischen Komplexität von Erzeugungsanlagen und Netz. Hinsichtlich der Marktmodellierung und des Einsatzes der Erzeugungsanlagen ergibt sich im Vergleich zu der im NEP zur Anwendung kommenden Methodik eine Vereinfachung hinsichtlich all jener Aspekte, die intertemporäre Restriktionen induzieren, die sich über längere Zeiträume hinziehen, z. B. Rampen der Kraftwerke, minimale Auslastungsgrade laufender Kraftwerke und Füllstandsobergrenzen bei Speichern. Das betrachtete Merit-Order-Modell vernachlässigt diese möglicherweise auftretenden intertemporären Nebenbedingungen. Hinsichtlich der Netzmodellierung wurde in der vorliegenden Studie eine linearisierte DC-Netzmodellierung gewählt und zudem das deutsche Netz auf einen Knoten pro Bundesland sowie zwölf Verbindungen ins Ausland reduziert. Bei den Netzausbauentscheidungen werden nur die im Rahmen der aktuellen Prozesse der Netzentwicklung in Deutschland diskutierten HGÜ-Leitungen berücksichtigt. Weiterer Netzausbau sowohl innerhalb als auch zwischen Bundesländern im Hochspannungsnetz wird nicht endogen in unserer Analyse betrachtet.

Aufgrund des gewählten integrierten Modellansatzes ergeben sich jedoch auch eine Reihe klar ersichtlicher Vorteile, die eine Analyse der von uns betrachteten Szenarien überhaupt erst ermöglichen. Der aktuell verwendete sequentielle Ansatz des NEP (vgl. Kapitel 3.1) schließt hingegen eine derartige integrierte Betrachtung aus. Konkret handelt es sich hierbei insbesondere um folgende Aspekte:

- Unser Ansatz erlaubt es, die Auswirkungen einer netzdienlichen Allokation und eines netzdienlichen Einspeisemanagements unter Berücksichtigung des konventionellen Kraftwerks-parks und der jeweiligen Nachfragesituation zu analysieren.
- Unser Ansatz erlaubt es zudem, die Auswirkungen der Berücksichtigung von Redispatch beim Netzausbau zu analysieren. Eine derartige Analyse ist beim derzeit verwendeten sequentiellen Ansatz des NEP (vgl. Kapitel 3.1) nicht möglich.
- Der betrachtete Netzausbau kann als mathematisches Optimierungsproblem gelöst werden, wodurch sich der optimale Netzausbau für das jeweils betrachtete Szenario bestimmen lässt.

Die zuvor beschriebenen Einschränkungen in der Detailliertheit unseres Modellansatzes sind der Tatsache geschuldet, dass nur so eine Berechenbarkeit der Gesamtlösung, die Markt- und Netzmodellierung einschließt, in sinnvoller Zeit sichergestellt werden kann. Eine Verifizierung, inwiefern die resultierenden Szenarien in der Tat zu physikalisch realisierbaren Lösungen führen, ist in jedem Fall notwendig. Insgesamt schränken diese Vereinfachungen die direkte und ungefilterte Interpretierbarkeit unserer Ergebnisse ein, es gibt jedoch keinerlei Grund zur Vermutung, dass die resultierenden Effekte bei einer technisch detaillierteren Analyse völlig veränderte Größenordnungen aufweisen würden. Gleichwohl werden im Rahmen dieser Studie nur starke Effekte interpretiert.

7.1.1 Modelldarstellung: Der integrierte Planer Ansatz als First Best Benchmark (FB)

$$\begin{aligned} \max \quad & \sum_{n \in N^{in} \cup N^{out}} \sum_{t \in T} \left(\int_0^{d_{t,n}} p_{t,n}(\xi) d\xi \right) - \sum_{l \in L^{new}} c_l^{inv} z_l \\ & - \sum_{n \in N^{in}} \left(\sum_{g \in G_n^{all}} \sum_{t \in T} c_g^{var} y_{t,g} + \sum_{g \in G_n^{new}} c_g^{inv} \bar{y}_g^{new} + \sum_{g \in G_n^{ex}} c_g^{op} (\bar{y}_g^{ex} - \bar{y}_g^{red}) \right) \\ & + \sum_{n \in N^{in}} \left(\sum_{u \in U_n} r^{P2G} y_{t,u}^{P2G} - \sum_{u \in U_n} c_u^{P2G} \bar{y}_u^{P2G} - \sum_{e \in EE_n} c_e^{re} \bar{y}_e^{re} \right) \end{aligned}$$

s. t. **1. Kirchhoffsches Gesetz (Knotenregel):**

$$\begin{aligned} d_{t,n} + \sum_{u \in U_n} y_{t,u}^{P2G} + d_{t,n}^{WP} &= \sum_{g \in G_n^{all}} y_{t,g} + \bar{y}_{t,n}^{re} + y_{t,n}^{KWK} + y_{t,n}^{BAT} + y_{t,n}^{H2O} \\ + \sum_{l \in \partial_n^{in}(L)} f_{t,l} - \sum_{l \in \partial_n^{out}(L)} f_{t,l} & \quad \text{für alle } n \in N^{in}, t \in T \\ d_{t,n} &= \sum_{l \in \partial_n^{in}(L)} f_{t,l} - \sum_{l \in \partial_n^{out}(L)} f_{t,l} \quad \text{für alle } n \in N^{out}, t \in T \end{aligned}$$

2. Kirchhoffsches Gesetz (Maschenregel):

$$\begin{aligned} f_{t,l} - B_l(\theta_{t,n} - \theta_{t,j}) &= 0 \quad \text{für alle } l = (n,j) \in L^{ex}, t \in T \\ -M_l(1 - z_l) \leq f_{t,l} - B_l(\theta_{t,n} - \theta_{t,j}) &\leq M_l(1 - z_l) \quad \text{für alle } l = (n,j) \in L^{new}, t \in T \end{aligned}$$

Phasenwinkel des Referenzknotens:

$$\theta_{t,n_1} = 0 \quad \text{für alle } t \in T$$

Übertragungskapazitäten:

$$\begin{aligned} -\bar{f}_l \leq f_{t,l} \leq \bar{f}_l & \quad \text{für alle } l \in L^{ex}, t \in T \\ -z_l \bar{f}_l \leq f_{t,l} \leq z_l \bar{f}_l & \quad \text{für alle } l \in L^{new}, t \in T \end{aligned}$$

Konventionelle Erzeugungskapazitäten:

$$\begin{aligned} y_{t,g} &\leq \alpha_g T (\bar{y}_g^{ex} - \bar{y}_g^{red}) \quad \text{für alle } n \in N^{in}, g \in G_n^{ex}, t \in T \\ y_{t,g} &\leq \alpha_g T \bar{y}_g^{new} \quad \text{für alle } n \in N^{in}, g \in G_n^{new}, t \in T \\ \bar{y}_g^{red} &\leq \bar{y}_g^{ex} \quad \text{für alle } n \in N^{in}, g \in G_n^{ex}, t \in T \\ \bar{y}_g^{new} &\leq \bar{y}_g^{ub} \quad \text{für alle } n \in N^{in}, g \in G_n^{new}, t \in T \end{aligned}$$

Erzeugungskapazitäten der erneuerbaren Energien:

$$\begin{aligned} (EE): \sum_{t \in T} \sum_{n \in N^{in}} \sum_{e \in EE_n} \bar{y}_e^{re} y_{t,e}^{re} &= \sum_{t \in T} \sum_{n \in N^{in}} \sum_{e \in EE_n} \bar{y}_e^{nep} y_{t,e}^{re} \\ (EE): \bar{y}_e^{re} &\leq \bar{y}_e^{ub} \quad \text{für alle } n \in N^{in}, e \in EE_n \end{aligned}$$

$$(EE): \bar{y}_e^{re} \geq \bar{y}_e^{lb}$$

für alle $n \in N^{in}$, $e \in EE_n$

$$(SQ): \tilde{y}_{t,n}^{re} = \sum_{e \in EE_n} \bar{y}_e^{re} y_{t,e}^{re}$$

für alle $n \in N^{in}$, $t \in T$

$$(EM): \tilde{y}_{t,n}^{re} \leq \sum_{e \in EE_n} \bar{y}_e^{re} y_{t,e}^{re}$$

für alle $n \in N^{in}$, $t \in T$

P2G-Restriktion:

$$y_{t,u}^{P2G} \leq \bar{y}_u^{P2G}$$

für alle $n \in N^{in}$, $u \in U_n$, $t \in T$

Variablenbeschränkung:

$$\bar{y}_g^{new} \geq 0$$

für alle $n \in N^{in}$, $g \in G_n^{new}$

$$\bar{y}_g^{red} \geq 0$$

für alle $n \in N^{in}$, $g \in G_n^{new}$

$$y_{t,g} \geq 0$$

für alle $n \in N^{in}$, $g \in G_n^{all}$, $t \in T$

$$\tilde{y}_{t,n}^{re} \geq 0$$

für alle $n \in N^{in}$, $t \in T$

$$(EE): \bar{y}_e^{re} \geq 0$$

für alle $n \in N^{in}$, $e \in EE_n$

$$y_{t,u}^{P2G} \geq 0$$

für alle $n \in N^{in}$, $u \in U_n$, $t \in T$

$$\bar{y}_{t,u}^{P2G} \geq 0$$

für alle $n \in N^{in}$, $u \in U_n$

$$d_{t,n} \geq 0$$

für alle $n \in N^{in}$, $t \in T$

$$z_l \in \{0,1\}$$

für alle $l \in L^{new}$

7.1.2 Modelldarstellung: Das reduzierte zweistufige Strommarktmodell (MG)

Spotmarktstufe: Optimale Investition in Erzeugungskapazitäten und optimales Spotmarktverhalten

$$\begin{aligned}
 \max \quad & \sum_{n \in N^{in} \cup N^{out}} \sum_{t \in T} \left(\int_0^{d_{t,n}^{spot}} p_{t,n}(\xi) d\xi \right) \\
 & - \sum_{n \in N^{in}} \left(\sum_{g \in G_n^{all}} \sum_{t \in T} c_g^{var} y_{t,g}^{spot} + \sum_{g \in G_n^{new}} c_g^{inv} \bar{y}_g^{new} + \sum_{g \in G_n^{ex}} c_g^{op} (\bar{y}_g^{ex} - \bar{y}_g^{red}) \right) \\
 & + \sum_{n \in N^{in}} \left(\sum_{u \in U_n} \sum_{t \in T} r^{P2G} y_{t,u}^{P2G,spot} - \sum_{u \in U_n} c_u^{P2G} \bar{y}_u^{P2G,spot} - \sum_{e \in EE_n} c_e^{re} \bar{y}_e^{re} \right)
 \end{aligned}$$

s. t. **1. Kirchhoffsches Gesetz (Knotenregel) für Zonen:**

$$\begin{aligned}
 \sum_{n \in (N^{in} \cup N^{out}) \cap Z_k} (d_{t,n}^{spot} + \sum_{u \in U_n} y_{t,u}^{P2G,spot} + d_{t,n}^{WP}) &= \sum_{n \in N^{in} \cap Z_k} \left(\sum_{g \in G_n^{all}} y_{t,g}^{spot} + y_{t,n}^{re} \right. \\
 & \left. + y_{t,n}^{KWK} + y_{t,n}^{BAT} + y_{t,n}^{H20} \right) + \sum_{l \in \partial_{Z_k}^{in}(L)} f_{t,l}^{spot} - \sum_{l \in \partial_{Z_k}^{out}(L)} f_{t,l}^{spot} \quad \text{für alle } Z_k \in Z, t \in T
 \end{aligned}$$

Übertragungskapazitäten zwischen Zonen:

$$\begin{aligned}
 -\bar{f}_l &\leq f_{t,l}^{spot} \leq \bar{f}_l && \text{für alle } l \in L^{inter} \cap L^{ex}, t \in T \\
 -z_l \bar{f}_l &\leq f_{t,l}^{spot} \leq z_l \bar{f}_l && \text{für alle } l \in L^{inter} \cap L^{new}, t \in T
 \end{aligned}$$

Konventionelle Erzeugungskapazitäten:

$$\begin{aligned}
 y_{t,g}^{spot} &\leq \alpha_g T (\bar{y}_g^{ex} - \bar{y}_g^{red}) && \text{für alle } n \in N^{in}, g \in G_n^{ex}, t \in T \\
 y_{t,g}^{spot} &\leq \alpha_g T \bar{y}_g^{new} && \text{für alle } n \in N^{in}, g \in G_n^{new}, t \in T \\
 \bar{y}_g^{red} &\leq \bar{y}_g^{ex} && \text{für alle } n \in N^{in}, g \in G_n^{ex}, t \in T \\
 \bar{y}_g^{new} &\leq \bar{y}_g^{ub} && \text{für alle } n \in N^{in}, g \in G_n^{new}, t \in T
 \end{aligned}$$

Erzeugungskapazitäten der erneuerbaren Energien:

$$\begin{aligned}
 \text{(SQ): } \bar{y}_{t,n}^{re} &= \sum_{e \in EE_n} \bar{y}_e^{re} y_{t,e}^{re} && \text{für alle } n \in N^{in}, t \in T \\
 \text{(EM): } \bar{y}_{t,n}^{re} &\leq \sum_{e \in EE_n} \bar{y}_e^{re} y_{t,e}^{re} && \text{für alle } n \in N^{in}, t \in T
 \end{aligned}$$

P2G Restriktion:

$$y_{t,u}^{P2G} \leq \bar{y}_u^{P2G} \quad \text{für alle } n \in N^{in}, u \in U_n, t \in T$$

Variablenbeschränkungen:

$$\begin{aligned}
 \bar{y}_g^{new} &\geq 0 && \text{für alle } n \in N^{in}, g \in G_n^{new} \\
 \bar{y}_g^{red} &\geq 0 && \text{für alle } n \in N^{in}, g \in G_n^{new} \\
 y_{t,g}^{spot} &\geq 0 && \text{für alle } n \in N^{in}, g \in G_n^{all}, t \in T
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 (\text{EM}): \bar{y}_{t,n}^{re} &\geq 0 && \text{für alle } n \in N^{in}, t \in T \\
 y_{t,u}^{P2G,spot} &\geq 0 && \text{für alle } n \in N^{in}, u \in U_n, t \in T \\
 \bar{y}_u^{P2G,spot} &\geq 0 && \text{für alle } n \in N^{in}, u \in U_n \\
 d_{t,n}^{spot} &\geq 0 && \text{für alle } n \in N^{in}, t \in T
 \end{aligned}$$

Redispatchstufe: Optimaler Netzausbau und optimaler kostenbasierter Redispatch

$$\begin{aligned}
 \max \quad & \sum_{n \in N^{in} \cup N^{out}} \sum_{t \in T} \left(\int_0^{d_{t,n}^{redi}} p_{t,n}(\xi) d\xi \right) - \sum_{l \in L^{new}} c_l^{inv} z_l \\
 & - \sum_{n \in N^{in}} \left(\sum_{g \in G_n^{all}} \sum_{t \in T} c_g^{var} y_{t,g}^{redi} + \sum_{g \in G_n^{new}} c_g^{inv} \bar{y}_g^{new} + \sum_{g \in G_n^{ex}} c_g^{op} (\bar{y}_g^{ex} - \bar{y}_g^{red}) \right) \\
 & - \sum_{n \in N^{in}} \left(\sum_{g \in G_n^{all}} \sum_{t \in T} c^{redi} (y_{t,g}^+ + y_{t,g}^-) + \sum_{u \in U_n} \sum_{t \in T} r^{P2G} y_{t,u}^{P2G,spot} \right. \\
 & \left. - \sum_{u \in U_n} c_u^{P2G} \bar{y}_u^{P2G,spot} - \sum_{e \in EE_n} c_e^{re} \bar{y}_e^{re} \right) + \sum_{n \in N^{in}} \sum_{t \in T} (c^+ d_{t,n}^+ + c^- d_{t,n}^-)
 \end{aligned}$$

s. t. 1. Kirchhoffsches Gesetz (Knotenregel) für Zonen:

$$\begin{aligned}
 d_{t,n}^{redi} + \sum_{u \in U_n} y_{t,u}^{P2G,spot} + d_{t,n}^{WP} &= \sum_{g \in G_n^{all}} y_{t,g}^{redi} + y_{t,n}^{re} + y_{t,n}^{KWK} + y_{t,n}^{BAT} + y_{t,n}^{H2O} \\
 + \sum_{l \in \partial_n^{in}(L)} f_{t,l}^{redi} - \sum_{l \in \partial_n^{out}(L)} f_{t,l}^{redi} & \text{für alle } n \in N^{in}, t \in T \\
 d_{t,n}^{redi} = \sum_{l \in \partial_n^{in}(L)} f_{t,l}^{redi} - \sum_{l \in \partial_n^{out}(L)} f_{t,l}^{redi} & \text{für alle } n \in N^{out}, t \in T
 \end{aligned}$$

2. Kirchhoffsches Gesetz (Maschenregel):

$$\begin{aligned}
 f_{t,l}^{redi} - B_l(\theta_{t,n} - \theta_{t,j}) &= 0 && \text{für alle } l = (n,j) \in L^{ex}, t \in T \\
 -M_l(1 - z_l) \leq f_{t,l}^{redi} - B_l(\theta_{t,n} - \theta_{t,j}) &\leq M_l(1 - z_l) && \text{für alle } l = (n,j) \in L^{new}, t \in T
 \end{aligned}$$

Phasenwinkel des Referenzknotens:

$$\theta_{t,n_1} = 0 \quad \text{für alle } t \in T$$

Übertragungskapazitäten zwischen Zonen:

$$\begin{aligned}
 -\bar{f}_l \leq f_{t,l}^{redi} \leq \bar{f}_l & \text{für alle } l \in L^{ex}, t \in T \\
 -z_l \bar{f}_l \leq f_{t,l}^{redi} \leq z_l \bar{f}_l & \text{für alle } l \in L^{new}, t \in T
 \end{aligned}$$

Konventionelle Erzeugungskapazitäten:

$$\begin{aligned}
 y_{t,g}^{redi} \leq \alpha_g T (\bar{y}_g^{ex} - \bar{y}_g^{red}) & \text{für alle } n \in N^{in}, g \in G_n^{ex}, t \in T \\
 y_{t,g}^{redi} \leq \alpha_g T \bar{y}_g^{new} & \text{für alle } n \in N^{in}, g \in G_n^{new}, t \in T
 \end{aligned}$$

Erzeugungskapazitäten der erneuerbaren Energien:

$$(EE): \sum_{t \in T} \sum_{n \in N^{in}} \sum_{e \in EE_n} \tilde{y}_e^{re} y_{t,e}^{re} = \sum_{t \in T} \sum_{n \in N^{in}} \sum_{e \in EE_n} \tilde{y}_e^{nep} y_{t,e}^{re}$$

$$(EE): \tilde{y}_e^{re} \leq \tilde{y}_e^{ub} \quad \text{für alle } n \in N^{in}, e \in EE_n$$

$$(EE): \tilde{y}_e^{re} \geq \tilde{y}_e^{lb} \quad \text{für alle } n \in N^{in}, e \in EE_n$$

$$(SQ): \tilde{y}_{t,n}^{re} = \sum_{e \in EE_n} \tilde{y}_e^{re} y_{t,e}^{re} \quad \text{für alle } n \in N^{in}, t \in T$$

$$(EM): \tilde{y}_{t,n}^{re} \leq \sum_{e \in EE_n} \tilde{y}_e^{re} y_{t,e}^{re} \quad \text{für alle } n \in N^{in}, t \in T$$

Zusammenhang der Spotmarkt und Redispatchmengen:

$$d_{t,n}^{redi} = d_{t,n}^{spot} + d_{t,n}^+ - d_{t,n}^- \quad \text{für alle } n \in N^{in}, t \in T$$

$$d_{t,n}^{redi} = d_{t,n}^{spot} \quad \text{für alle } n \in N^{out}, t \in T$$

$$y_{t,g}^{redi} = y_{t,g}^{spot} + y_{t,g}^+ - y_{t,g}^- \quad \text{für alle } n \in N^{in}, g \in G_n^{all}, t \in T$$

Variablenbeschränkungen:

$$y_{t,g}^{redi} \geq 0 \quad \text{für alle } n \in N^{in}, g \in G_n^{all}, t \in T$$

$$d_{t,n}^{redi} \geq 0 \quad \text{für alle } n \in N^{in}, t \in T$$

$$y_{t,g}^+ \geq 0 \quad \text{für alle } n \in N^{in}, g \in G_n^{all}, t \in T$$

$$y_{t,g}^- \geq 0 \quad \text{für alle } n \in N^{in}, g \in G_n^{all}, t \in T$$

$$\tilde{y}_{t,n}^{re} \geq 0 \quad \text{für alle } n \in N^{in}, t \in T$$

$$(EE): \tilde{y}_n^{re} \geq 0 \quad \text{für alle } n \in N^{in}, e \in EE_n$$

$$d_{t,n}^+ \geq 0 \quad \text{für alle } n \in N^{in}, t \in T$$

$$d_{t,n}^- \geq 0 \quad \text{für alle } n \in N^{in}, t \in T$$

$$z_l \in \{0,1\} \quad \text{für alle } l \in L^{new}$$

7.1.3 Notation der Mengen, Parameter und Variablen

Tabelle 24: Notation der Mengen, Parameter und Variablen

G	Übertragungsnetz	-
N	Menge der Knoten des Übertragungsnetzes ($N = N^{in} \cup N^{out}$)	-
N^{in}	Menge der Knoten des Übertragungsnetzes in Deutschland	-
N^{out}	Menge der Knoten des Übertragungsnetzes außerhalb von Deutschland	-
T	Menge der Zeitperioden	-
Z	Menge der Preiszonen	-
G_n^{all}	Menge der Erzeugungstechnologien an Knoten $n \in N$	-
G_n^{ex}	Menge der existierenden Erzeugungstechnologien an Knoten $n \in N$	-
G_n^{new}	Menge der Kandidaten für neue Erzeugungstechnologien an Knoten $n \in N$	-
EE_n	Menge aller erneuerbaren Erzeugungstechnologien an Knoten $n \in N$	-
L^{ex}	Menge der existierenden Übertragungsleitungen (Menge der Kanten von Graph G)	-
L^{new}	Menge der Kandidaten für neue Übertragungsleitungen	-
L^{inter}	Menge der preiszonenübergreifenden Übertragungsleitungen	-
$d_{t,n}$	Nachfrage von Knoten $n \in N$ in Zeitperiode t	MWh
$d_{t,n}^{WP}$	Zusätzlicher Verbrauch durch Wärmepumpen an Knoten $n \in N$ in Zeitperiode t	MWh
$d_{t,n}^+$	Lastzuschaltung an Knoten $n \in N^{in}$ in Zeitperiode t	MWh
$d_{t,n}^-$	Lastabschaltung an Knoten $n \in N^{in}$ in Zeitperiode t	MWh
b_n	Steigung von $d_{t,n}$ an Knoten $n \in N$	€/MWh ²
$a_{t,n}$	Achsenabschnitt von $d_{t,n}$ an Knoten $n \in N$	€/MWh ²
$p_{t,n}$	Strompreis an Knoten $n \in N$ in Zeitperiode t $\in T$	€/MWh ²
r^{P2G}	Erträge durch P2G-Erzeugungstechnologien	€/MWh ²
c_g^{inv}	Investitionskosten der Kandidaten für neue Erzeugungstechnologien $g \in G_n^{new}$	€/MW
c_g^{opt}	Betriebskosten der existierenden Erzeugungstechnologien $g \in G_n^{ex}$	€/MW
c_g^{var}	Variable Kosten der Erzeugungstechnologie $g \in G_n^{ex}$	€/MWh
c^{redi}	Politische Kosten des Redispatches von Erzeuger $g \in G_n^{all}$	€/MWh
c^+	Politische Kosten von Lastzuschaltung an Knoten $n \in N^{in}$	€/MWh
c^-	Politische Kosten von Lastabschaltung an Knoten $n \in N^{in}$	€/MWh
c_e^{re}	Investitionskosten der erneuerbaren Erzeugungstechnologien $e \in EE$	€/MW
c_u^{P2G}	Investitionskosten der P2G-Erzeugungstechnologien $u \in U_n$	€/MW
c_l^{inv}	Investitionskosten des Kandidaten für neue Übertragungsleitungen line $l \in L^{new}$	€
B_l	Leitwert von Leitung $l \in L^{ex} \cup L^{new}$	MWh
$f_{t,l}$	Lastfluss auf Leitung $l \in L^{ex} \cup L^{new}$ in Zeitperiode t	MWh
\bar{f}_l	Thermische Kapazität von Leitung $l \in L^{ex} \cup L^{new}$	MWh

α_g	Verfügbarkeitsgrad von Erzeugungstechnologie $g \in G_n^{all}$	1
$y_{t,g}$	Stromerzeugung von Erzeugungstechnologie $g \in G_n^{all}$	MWh
$y_{t,g}^+$	Positiver Redispatch von Erzeugungstechnologie $g \in G_n^{all}$	MWh
$y_{t,g}^-$	Negativer Redispatch von Erzeugungstechnologie $g \in G_n^{all}$	MWh
$y_{t,e}^{re}$	Erneuerbare Stromerzeugung von Technologie $e \in EE$ in Zeitperiode t pro MW Kapazität	MWh/MW
$\bar{y}_{t,n}^{re}$	Gesamte erneuerbare Stromerzeugung an Knoten $n \in N^{in}$ in Zeitperiode t	MWh
\bar{y}_g^{new}	Neu installierte Erzeugungskapazität von Erzeugungstechnologie $g \in G_n^{new}$	MW
\bar{y}_g^{ub}	Obergrenze für neue Erzeugungskapazität \bar{y}_g^{new}	MW
\bar{y}_g^{ex}	Maximale Erzeugungskapazität von Erzeugungstechnologie $g \in G_n^{ex}$	MW
\bar{y}_g^{red}	Reduktion der Erzeugungskapazität von Erzeugungstechnologie $g \in G_n^{ex}$	MW
\bar{y}_e^{re}	Installierte Erzeugungskapazität der erneuerbaren Technologien $e \in EE$	MW
\bar{y}_e^{ub}	Maximale Erzeugungskapazität von Erzeugungstechnologie \bar{y}_e^{re}	MW
\bar{y}_e^{lb}	Mindesterzeugungskapazität von Erzeugungstechnologie \bar{y}_e^{re}	MW
\bar{y}_e^{nep}	Erneuerbare Erzeugungskapazität der installierten Anlagen $e \in EE$ gemäß NEP	MW
$\bar{y}_{t,u}^{P2G}$	P2G-Erzeugung von Technologie $u \in U_n$ in Zeitperiode $t \in T$	MWh
\bar{y}_u^{P2G}	Installierte P2G-Erzeugungskapazität von Technologie $u \in U_n$	MW
$y_{t,n}^{KWK}$	Stromerzeugung von wärmegeführten KWK-Anlagen an Knoten $n \in N^{in}$ in Zeitperiode t	MWh
$y_{t,n}^{BAT}$	Eigenverbraucher Strom aus PV-Batterien-System an Knoten $n \in N^{in}$ in Zeitperiode t	MWh
$y_{t,n}^{H2O}$	Erzeugung von Laufwasser an Knoten $n \in N^{in}$ in Zeitperiode t	MWh
$\theta_{t,n}$	Spannungswinkel an Knoten $n \in N$ in Zeitperiode t	Rad
z_l	Entscheidungsvariable für Übertragungsleitungskandidaten $l \in L^{new}$	-

7.2 Netzausbau im Detail

Tabelle 25: Netzausbau im NEP 2014, im NEP 2025 und in den berechneten Modellszenarien MG, MG_{EM&RD}, MG_{EE&EM&RD}, MG_{EE}, FB, FB_{EM}, FB_{EE}, FB_{EE&EM}

Leitungsausbau [GW]	NEP 2014 (Szenario 2034B)	NEP 2025 (Szenario 2025)	MG	MG _{EM&RD}	MG _{EE}	MG _{EE&EM&RD}	FB	FB _{EM}	FB _{EE}	FB _{EE&EM}
NI – NW	6 (A01, A11, A15)	2 (DC1)	6	0	4	2	2	0	0	0
NW – BW	2 (A02)	2 (DC2)	2	0	2	0	0	0	0	0
NI – HE	4 (B03, B04)		4	4	4	4	4	4	2	2
SH – BW	6 (C05, C05a, C06WDL)	2 (DC3)	6	4	6	2	2	0	0	0
SH – BY	4 (C06mod, C08)	2 (DC4)	4	4	4	4	4	4	0	0
ST – BY	4 (D18, D19a)	4 (DC5I, DC6I)	4	4	4	4	4	2	0	0
MV – ST	4 (D19b, D20)		2	0	2	0	0	0	0	0
Summe	30	12	28	16	26	16	16	10	2	2

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Tabelle 26: Netzausbau im NEP 2014, im NEP 2025 und in den berechneten Modellszenarien MG_{P2G} , MG_{WP} , MG_{KWK} , MG_{EV} , FB_{P2G} , MG_{ALL} , FB_{ALL}

Leitungsaus- bau [GW]	NEP 2014 (Szenario 2034B)	NEP 2025 (Szenario 2025)	MG_{P2G}	MG_{WP}	MG_{KWK}	MG_{EV}	FB_{P2G}	MG_{ALL}	FB_{ALL}
NI – NW	6 (A01, A11, A15)	2 (DC1)	4	6	6	6	0	0	0
NW – BW	2 (A02)	2 (DC2)	2	2	2	2	0	0	0
NI – HE	4 (B03, B04)		4	4	4	4	4	4	0
SH – BW	6 (C05, C05a, C06WDL)	2 (DC3)	6	6	6	6	0	2	0
SH – BY	4 (C06mod, C08)	2 (DC4)	4	4	2	4	2	4	0
ST – BY	4 (D18, D19a)	4 (DC5I, DC6I)	4	4	4	4	0	2	0
MV – ST	4 (D19b, D20)		2	2	2	2	0	0	0
Summe	30	12	26	28	26	28	6	12	0

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

7.3 Netzentgeltkomponenten im Detail

Tabelle 27: Kosten der Netzbetreiber für die Bestimmung des Netzentgeltes in den berechneten Modellszenarien MG , $MG_{EE\&RD}$, $MG_{EE\&EM\&RD}$, MG_{EE} , FB , FB_{EM} , FB_{EE} , $FB_{EE\&EM}$

Kosten in [Mio. €]	MG	MG _{EM&RD}	MG _{EE}	MG _{EE&EM&RD}	FB	FB _{EM}	FB _{EE}	FB _{EE&EM}
Existierendes Netz	2.000,0	2.000,0	2.000,0	2.000,0	2.000,0	2.000,0	2.000,0	2.000,0
Neues Netz	1.400,7	884,7	1.319,5	838,3	838,3	523,2	89,4	89,4
Redispatch	9,8	37,1	3,5	25,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Zuschaltbare Last	26,9	0,0	3,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Abschaltbare Last	0,0	0,7	0,0	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Engpass DE	0,0	0,0	0,0	0,0	-1.555,9	-1.239,3	-622,1	-391,8
Engpass INT	-134,5	-51,1	-135,1	-50,9	-2,0	0,0	-2,3	0,0
Summe	3.302,9	2.871,4	3.191,8	2.815,2	1.280,4	1.283,9	1.465,0	1.697,6

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Tabelle 28: Kosten der Netzbetreiber für die Bestimmung des Netzentgeltes in den berechneten Modellszenarien MG_{P2G} , MG_{WP} , MG_{KWK} , MG_{EV} , FB_{P2G} , MG_{ALL} , FB_{ALL}

Kosten in [Mio. €]	MG _{P2G}	MG _{WP}	MG _{KWK}	MG _{EV}	FB _{P2G}	MG _{ALL}	FB _{ALL}
Existierendes Netz	2.000,0	2.000,0	2.000,0	2.000,0	2.000,0	2.000,0	2.000,0
Neues Netz	1.319,5	1.400,7	1.273,2	1.400,7	297,8	650,7	0,0
Redispatch	6,0	8,1	6,8	10,0	0,0	33,6	0,0
Zuschaltbare Last	5,2	20,8	28,8	27,8	0,0	0,0	0,0
Abschaltbare Last	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0
Engpass DE	0,0	0,0	0,0	0,0	-933,0	0,0	-397,9
Engpass INT	-71,8	-134,5	-134,5	-129,9	0,0	-50,3	0,0
Summe	3.258,9	3.295,1	3.174,2	3.308,6	1.364,9	2.634,2	1.602,1

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

8 Bibliografie

50Hertz (2015). *Netzbelastung in der Regelzone*. URL <http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen/Netzbelastung> (abgerufen am 20.04.2016).

Agora Energiewende (2012). *Kritische Würdigung des Netzentwicklungsplanes 2012*. URL https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studie_Kritische_Wuerdigung_des_Netzentwicklungsplanes_2012_August_2012.pdf (abgerufen am 30.05.2016).

Agora Energiewende (2015). *Current and Future Cost of Photovoltaics*. URL https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/PV_Cost_2050/AgoraEnergiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf (abgerufen am 17.06.2016).

Amprion (2015). *Das 380/220 kV-Netz der Amprion GmbH*. URL <http://www.amprion.net/das-380-220-kv-netz> (abgerufen am 20.04.2015).

BDEW (2015). *Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2015)*. URL [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/\\$file/Foliensatz_Energie-Info-EE-und-das-EEG2013_31.01.2013.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/$file/Foliensatz_Energie-Info-EE-und-das-EEG2013_31.01.2013.pdf) (abgerufen am 10.05.2016).

BEE (2013). *Hintergrundpapier zur EEG-Umlage 2014*. Berlin.

BET (2015). *Gutachten zum Netzentwicklungsplan 2024 im Auftrag der Bundesnetzagentur*. URL <http://www.bet-aachen.de/veroeffentlichungen/news/detail-news/artikel/bet-hat-im-auftrag-der-bnetza-den-nep-2024-kritisch-begleitet.html> (abgerufen am 30.05.2016).

BMVI (2014). *Räumlich differenzierte Flächen-Potenziale für erneuerbare Energien in Deutschland*. URL http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BMVI/BMVIOnline/2015/DL_BMVI_Online_08_15.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (abgerufen am 10.05.2016).

BMWi (2014a). *Gesetzeskarte für das Energieversorgungssystem*. URL <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiewende/gesetzeskarte.html?gk-regelung=gkRegelungStrategien> (abgerufen am 30.05.2016).

BMWi (2014b). *Zentrale Vorhaben Energiewende für die 18. Legislaturperiode*. URL <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/0-9/10-punkte-energie-agenda,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (abgerufen am 21.05.2015).

BNetzA (2014). *Szenariorahmen 2025 – Genehmigung*. URL http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2025/SR/Szenariorahmen_2025_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile (abgerufen am 30.05.2016).

BNetzA (2015). *EEG in Zahlen 2014*. URL http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sac/gebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2014.xlsx?__blob=publicationFile&v=2 (abgerufen am 10.05.2016).

BWE (2012). *Potenzial der Windenergienutzung an Land*. URL https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/studie-zum-potenzial-der-windenergienutzung-land/bwe_potenzialstudie_kurzfassung_2012-03.pdf (abgerufen am 10.05.2016).

Destatis (2014). *Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung*. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.

Destatis (2016). *Tabelle 43311-0002 – Elektrizitätserzeugung, Netowärmeerzeugung, Brennstoffeinsatz: Deutschland, Monate, Energieträger*. URL <https://www.govdata.de/daten/-/details/destatis-service-1353220987> <https://www.govdata.de/daten/-/details/destatis-service-1353220987> (abgerufen am 10.05.2016).

Gerbaulet, C., J. Egerer, P. Oei, J. Paeper, C. von Hirschhausen (2012). *Die Zukunft der Braunkohle in Deutschland im Rahmen der Energiewende*. Politikberatung kompakt 69. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. Berlin.

Egerer, J., C. Gerbaulet, R. Ihlenburg, F. Kunz, B. Reinhard, C. von Hirschhausen, A. Weber, J. Weibezahn (2014). *Electricity Sector Data for Policy-Relevant Modeling – Data Documentation and Applications to the German and European Electricity Markets*. Data Documentation 72. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. Berlin.

ENTSO-E (2015). *Cross-Border Commercial Schedule*. URL https://transparency.entsoe.eu/content/static_content/Static%20content/legacy%20data/legacy%20data2014.html (abgerufen am 25.03.15).

Grimm, V., G. Zöttl (2013). *Investment Incentives and Electricity Spot Market Competition*. Journal of Economics & Management Strategy 22(4), 832–851.

Grimm, V., G. Zöttl, B. Rückel, C. Sölch (2015a). *Regionale Preiskomponenten im Strommarkt*. Gutachten im Auftrag der Monopol-

kommission in Vorbereitung des 71. Sondergutachtens Energie 2015 der Monopolkommission.

Grimm, V., A. Martin, C. Sölch, M. Weibelzahl, G. Zöttl (2015b). *Market- vs. Cost Based Redispatch*. Mimeo FAU Erlangen-Nürnberg.

Grimm, V., A. Martin, M. Schmidt, M. Weibelzahl, G. Zöttl (2016a). *Transmission and Generation Investment in Electricity Markets: The Effects of Market Splitting and Network Fee Regimes*. European Journal of Operational Research 254 (2), 493 - 509.

Grimm, V., A. Martin, M. Weibelzahl, G. Zöttl (2016b). *On the Long-Run Effects of Market Splitting: Why more Price Zones May Decrease Welfare*. Energy Policy 94, 453 - 467.

Grimm, V., A. Martin, L. Schewe, M. Schmidt, M. Weibelzahl, G. Zöttl (2016c). *Peak-Load Pricing on a Network*. Working Paper. Preprint: http://www.optimization-online.org/DB_FILE/2015/08/5072.pdf (abgerufen am 06.09.2016).

Grimm, V., B. Rückel, C. Sölch, G. Zöttl (2016d). *Zur Reduktion des Netzausbaubedarfs durch Redispatch und effizientes Engpassmanagement: Eine modellbasierte Abschätzung*. Forthcoming, List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik.

Haucap, J., B. Pagel (2014). *Ausbau der Stromnetze im Rahmen der Energiewende: Effizienter Netzausbau und Struktur der Netznutzungsentgelte*, List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik 39 (3), 235 - 254.

Höffler, F., A. Wambach (2013). *Investment coordination in network industries: the case of electricity grid and electricity generation*. Journal of Regulatory Economics 44(3), 287-307.

Inderst, R., A. Wambach (2007). *Engpassmanagement im deutschen Stromübertragungsnetz*. Zeitschrift für Energiewirtschaft 31, 333-342.

IPCC (2014). *Climate Change – Synthesis Report* https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full_wcover.pdf (abgerufen am 10.05.2016).

IWES (2012). *Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windindustrie für die Energiewende*. URL <http://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/Energiewirtschaftliche-Bedeutung-von-Offshore-Windenergie.pdf> (abgerufen am 10.05.2016).

Joost, A. (2015). *Powerland – Hochspannungsleitungen in Deutschland*. URL <http://powerland.bplaced.net/> (abgerufen am 20.04.2015).

Kießling, F., P. Nefzger, U. Kaintzyk (2001). *Freileitungen: Planung, Berechnung, Ausführung*. Springer-Verlag. Berlin Heidelberg.

Konstantin, P. (2013). *Praxisbuch Energiewirtschaft*. Springer-Verlag. Berlin Heidelberg.

Kunz, F., A. Zerrahn (2013). *The Benefit of Coordinating Congestion Management in Germany*. DIW Discussion Paper 1298.

NASA (2016). *Merra: Modern-era retrospective analysis for research and applications*. URL <http://gmao.gsfc.nasa.gov/merra/> (abgerufen am 10.05.2016).

Öko-Institut, ISI (2015). *Klimaschutzszenario 2050, Zusammenfassung des 2. Endberichts*. URL <http://www.oeko.de/oekodoc/2441/2015-598-de.pdf> (abgerufen am 7.09.2016).

Prognos (2013). *Entwicklung von Stromproduktionskosten: Die Rolle von Freiflächen-Solarkraftwerken in der Energiewende*. URL http://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/131010_Prognos_B_electric_Studie_Freiflaechen_Solarkraftwerke_02.pdf (abgerufen am 7.06.2016).

Prognos, Fichtner (2013). *Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland*. URL http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/130822_Prognos_Fichtner_Studie_Offshore-Wind_Lang_de.pdf (abgerufen am 7.06.2016).

Ruderer, D., G. Zöttl (2012). *The Impact of Transmission Pricing in Network Industries*. Cambridge Working Paper in Economics 1230.

Tennet (2015). *Statisches Netzmodell* URL <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/statisches-netzmodell/statisches-netzmodell> (abgerufen am 20.04.2015).

ÜNB (2012). *Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 – Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. Bundesnetzagentur. Bonn.

ÜNB (2014a). *Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. Bundesnetzagentur. Bonn.

ÜNB (2014b). *Netzentwicklungsplan Strom 2014 – Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH. Stuttgart.

ÜNB (2015). *EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2014*. URL <http://www.netztransparenz.de/de/Anlagenstammdaten.htm> (abgerufen am 30.05.2016).

ÜNB (2016). *Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015, 2. Entwurf*. URL http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2025_2_Entwurf_Projektsteckbriefe_Startnetz.pdf (abgerufen am 10.05.2016).

VDE (2014). *FNN-Karte "Deutsches Höchstspannungsnetz 2014"*. URL <https://www.vde.com/de/fnn/aktuelles/2014/Seiten/m20140106.aspx> (abgerufen am 20.04.2015).