



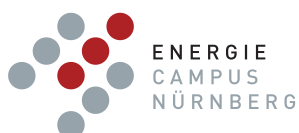
STUDIE. REGIONALKOMPONENTEN BEI DER EE-VERGÜTUNG.

Auftraggeber:

Monopol 
kommission

Autoren:

Prof. Dr. Veronika Grimm (FAU)
Prof. Dr. Gregor Zöttl (FAU)
Christian Sölch (FAU)



Regionalkomponenten bei der EE-Vergütung

Auftraggeber:
Monopolkommission

Autoren:
Prof. Dr. Veronika Grimm (FAU)
Prof. Dr. Gregor Zöttl (FAU)
Christian Sölch (FAU)

Nürnberg, 17. Juli 2017

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.zoettl@fau.de

<http://www.energiewirtschaft.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/markt>

Die Autoren dieser Studie

Prof. Dr. Veronika Grimm

Prof. Dr. Gregor Zöttl

Christian Sölch

Danksagung

Dieses Gutachten basiert auf gemeinsamen Arbeiten mit Mirjam Ambrosius, Alexander Martin, Bastian Rückel, Lars Schewe, Martin Schmidt und Martin Weibelzahl, die im Rahmen des Energie Campus Nürnberg (EnCN) entstanden sind. Die Autoren bedanken sich für die Förderung dieser Arbeiten durch die Bayrische Staatsregierung im Rahmen der Finanzierung des Energie Campus Nürnberg sowie durch die Emerging Field Initiative (EFI) der Friedrich-Alexander-Universität (FAU) Erlangen-Nürnberg. Bei der Erstellung des Gutachtens wirkten Angelika Holzmaier und Anton Schindler mit. Ihnen allen gilt unser besonderer Dank.

Inhalt

1	Kurzzusammenfassung	1
2	Aufgabenstellung und Vorgehen	3
3	Der Modellansatz	6
4	Datengrundlage für die Modellrechnungen	15
5	Analysierte Szenarien	28
6	Ergebnisse der Modellrechnungen	31
6.1	Ergebnisse im Überblick	31
6.2	Räumliche Verteilung der erneuerbaren Erzeugung	35
6.3	Einspeisung und Abregelung	39
6.4	Vergütung der EE	41
6.4.1	Einspeisevergütung auf die mögliche Erzeugung	42
6.4.2	Einspeisevergütung auf die realisierte Erzeugung	46
6.4.3	Marktprämie	48
6.4.4	Vergleich der verschiedenen Tarife	50
7	Zusammenfassung der Ergebnisse	52
8	Anhang	54
8.1	Szenario analog zu OPT3 ohne Systemdienliche Abregelung	54
8.2	Integration von OPT1 in Abbildung 12 und Abbildung 13	56
8.3	Integration von OPT2 in Tabelle 15	57
9	Bibliografie	58

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Kosten der Netzausbaumaßnahmen als Annuitäten	17
Tabelle 2:	Stromverbrauch nach Bundesländern gemäß NEP-Annahmen	18
Tabelle 3:	Installierte Leistung, Wind Onshore, Wind Offshore und Photovoltaik nach Bundesländern, Bestand 2014/2015 und Prognosewerte Szenario B 2035	19
Tabelle 4:	Nettonennleistungen und prognostizierte Nettonennleistungen aller Erzeugungseinheiten, 2015 und Szenario B 2035	21
Tabelle 5:	Braunkohlevorräte und maximal abbaubare Mengen nach Bundesländern	21
Tabelle 6:	Bestand Erdgas-KWK-Anlagen in Szenario B 2035 abzüglich in Planung befindlicher Anlagen und maximaler Zubau nach Bundesländern	22
Tabelle 7:	Investitions-, Betriebs- und Produktionskosten der konventionellen Erzeugung	23
Tabelle 8:	Investitionskosten erneuerbarer Energien	24
Tabelle 9:	Kapazitäten der im Modell berücksichtigten internationalen Interkonnektoren	26
Tabelle 10:	Transitflüsse durch Deutschland als stündliches Band von Nord-Ost nach Süd-West	27
Tabelle 11:	Konfiguration der im Gutachten betrachteten Szenarien	30
Tabelle 12:	Kosten von Zubau und Betrieb des Systems unter aktuellen Rahmenbedingungen (Szenario MG _{NEP}), Modellberechnungen	31
Tabelle 13:	Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien – Wohlfahrtseffekte, Netzausbau und Preisunterschiede	32
Tabelle 14:	Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien – Zubau und Abbau von Kraftwerken und CO ₂ -Emissionen	33
Tabelle 15:	Stromverbrauch und Erzeugung nach Bundesländern in den Szenarien MG _{NEP} , MG _{UNIV} und MG _{OPT1} (grün: Jahreserzeugung > Jahresverbrauch, rot: Jahreserzeugung < Jahresverbrauch)	36
Tabelle 16:	Installierte Leistung von PV-Anlagen, Wind Onshore und Wind Offshore im Jahr 2035, Modellprognose	38
Tabelle 17:	Investitionskosten, Annuitäten für den Zubau von PV-Anlagen, Wind Onshore und Wind Offshore, Modellprognose	38

Tabelle 18: Einspeisung und Abregelung erneuerbarer Energien am Spotmarkt und tatsächlich realisiert	39
Tabelle 19: Investitionskosten, Einnahmen und Renten der PV-Anlagenbetreiber (Annuitäten) in den Szenarien NEP, UNIV, OPT1, OPT2 und OPT3 bei versch. Vergütungsformen	43
Tabelle 20: Investitionskosten, Einnahmen aus der Förderung und Renten der Wind Onshore-Anlagenbetreiber (alles Annuitäten) in den Szenarien NEP, UNIV, OPT1, OPT2 und OPT3 bei verschiedenen Vergütungsformen	44
Tabelle 21: Renten der Photovoltaik-Anlagenbetreiber (Annuitäten) in den Szenarien NEP, UNIV und OPT2 bei verschiedenen Vergütungsformen je Bundesland	44
Tabelle 22: Renten der Wind Onshore-Anlagenbetreiber (Annuitäten) in den Szenarien NEP, UNIV und OPT2 bei verschiedenen Vergütungsformen je Bundesland	45
Tabelle 23: Renten der Wind Offshore-Anlagenbetreiber in den Szenarien NEP, UNIV und OPT2 bei verschiedenen Vergütungsformen je Bundesland	46
Tabelle 24: Investitionskosten, Einnahmen und Renten der PV-Anlagenbetreiber in den Szenarien NEP, OPT2 und OPT3 bei systemdienlicher Abregelung und Vergütung nur der tatsächlichen Einspeisung	47
Tabelle 25: Investitionskosten, Einnahmen und Renten der Wind Onshore-Anlagenbetreiber in den Szenarien NEP, OPT2 und OPT3 bei systemdienlicher Abregelung und Vergütung nur der tatsächlichen Einspeisung	48
Tabelle 26: Investitionskosten, Einnahmen aus der Marktprämie, Einnahmen aus dem Börsenhandel und Renten der Photovoltaik-Anlagenbetreiber in den Szenarien NEP, UNIV, OPT1, OPT2 und OPT3 bei Marktprämie und regional differenzierter Vergütung	50
Tabelle 27: Investitionskosten, Einnahmen aus der Marktprämie, Einnahmen aus dem Börsenhandel und Renten der Wind Onshore-Anlagenbetreiber in den Szenarien NEP, UNIV, OPT1, OPT2 und OPT3 bei Marktprämie und regional differenzierter Vergütung	50
Tabelle 28: Umlage der EE-Investitionskosten und der Einspeisevergütung (differenziert und einheitlich) auf die Verbraucher (unter Berücksichtigung der Einnahmen am Spotmarkt)	51

Tabelle 29: Vergütung der EE-Anlagen im Vergleich zwischen den verschiedenen Förderregimes und Kosten der konventionellen Erzeugung (alle Werte im mengengewichteten Mittel)	51
Tabelle 30: Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien – Wohlfahrtseffekte, Netzausbau und Preisunterschiede	54
Tabelle 31: Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien – Zubau und Abbau von Kraftwerken und CO ₂ -Emissionen	55
Tabelle 32: Stromverbrauch und Erzeugung nach Bundesländern in den Szenarien MG _{NEP} , MG _{UNIV} , MG _{OPT1} und MG _{OPT2&SA&RD} (grün: Jahreserzeugung > Jahresverbrauch, rot: Jahreserzeugung < Jahresverbrauch)	57

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Zeitlicher Ablauf des Modells	6
Abbildung 2:	Modellskizze: Berechnung des Marktgleichgewichts (MG)	8
Abbildung 3:	Modellskizze: Berechnung des Wohlfahrtsoptimums (FB)	8
Abbildung 4:	Netzknotten Deutschland und Nachbarstaaten	9
Abbildung 5:	Bestand an PV, Wind Onshore und Wind Offshore im Jahr 2014 als Ausgangspunkt für die betrachteten Modellszenarien	11
Abbildung 6:	Merit Order des bestehenden konventionellen Kraftwerksbestandes (ohne Zubau), Grundlage für betrachtete Modellszenarien	12
Abbildung 7:	Haupttrassen des NEP 2014, Szenario B 2034	16
Abbildung 8:	Bestand und Zubau der EE, Ausbauszenarien NEP, UNIV und OPT1	37
Abbildung 9:	<i>Systemdienliche Abregelung der erneuerbaren Energien im Modell im Jahr 2035</i>	39
Abbildung 10:	<i>Systemdienliche Abregelung der erneuerbaren Energien im Modell für das Szenario $MG_{OPT2\&SA\&RD}$ im Jahr 2035 je Bundesland</i>	40
Abbildung 11:	<i>Systemdienliche Abregelung der erneuerbaren Energien im Modell im Jahr 2035 je Szenario</i>	41
Abbildung 12:	Einspeisevergütungen für gesamte PV-Erzeugung bei bundesweit einheitlicher bzw. regional differenzierter Vergütung	42
Abbildung 13:	Einspeisevergütungen für gesamte Wind Onshore-Erzeugung bei bundesweit einheitlicher bzw. regional differenzierter Vergütung	42
Abbildung 14:	Einspeisevergütungen bei regional differenzierter Vergütung für die realisierte PV-Erzeugung (durchgezogene Linie) bzw. die insgesamt mögliche PV-Erzeugung (gestrichelte Linie)	46
Abbildung 15:	Einspeisevergütungen bei regional differenzierter Vergütung für die realisierte Wind Onshore-Erzeugung (durchgezogene Linie) bzw. die insgesamt mögliche Wind On-shore-Erzeugung (gestrichelte Linie)	47
Abbildung 16:	Marktprämie für PV-Erzeugung bei regional differenzierter Vergütung	49
Abbildung 17:	Marktprämie für Wind Onshore-Erzeugung bei regional differenzierter Vergütung	49

Abbildung 18: Einspeisevergütungen für gesamte PV-Erzeugung bei bundesweit einheitlicher bzw. regional differenzierter Vergütung	56
Abbildung 19: Einspeisevergütungen für gesamte Wind Onshore-Erzeugung bei bundesweit einheitlicher bzw. regional differenzierter Vergütung	56

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
Abreg.	Abregelung
AC	Alternating Current (Wechselstrom)
AT	Österreich
ATC	Available Transfer Capacity
AVG	Durchschnitt (Average)
BB	Brandenburg
BE	Berlin
BGBI.	Bundesgesetzblatt
BNetzA	Bundesnetzagentur
BW	Baden-Württemberg
BY	Bayern
CH	Schweiz
CORR	Korrigiert
CZ	Tschechien
DC	Direct Current (Gleichstrom)
DE	Deutschland
diff.	differenziert
DK	Dänemark
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFI	Emerging Field Initiative
einheitlich	einheitlich
Einsp.	Einspeisung
EnCN	Energie Campus Nürnberg
ETS	Emission Trading System
EU	Europäische Union
FAU	Friedrich-Alexander-Universität
FB	First-Best Benchmark
FR	Frankreich
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfturbine
GW	Gigawatt
HB	Bremen
HE	Hessen
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HH	Hansestadt Hamburg
KONV	Konventionelle Erzeugung
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MG	Marktgleichgewicht
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MV	Mecklenburg-Vorpommern

MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
NEP	Netzentwicklungsplan
NI	Niedersachsen
NL	Niederlande
NTC	Net Transfer Capacities
P	Preis
NW	Nordrhein-Westfalen
OPT	Systemoptimale Allokation der EE-Erzeugung
PL	Polen
PLZ	Postleitzahl
PV	Photovoltaik
RD	Redispatch
RP	Rheinland-Pfalz
SA	Systemdienliche Abregelung der EE-Erzeugung
SH	Schleswig-Holstein
SL	Saarland
SN	Sachsen
So	Sonntag
ST	Sachsen-Anhalt
TH	Thüringen
TWh	Terawattstunden
u. d. N.	Unter der Nebenbedingung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UNIV	Universelle Vergütung der EE-Erzeugung
VOLL	Value of Lost Load
W	Wohlfahrt

1 Kurzzusammenfassung

Die vorliegende Studie befasst sich mit den langfristigen Auswirkungen verschiedener Marktdesigns auf Investitions- und Produktionsanreize im Strommarkt. Der Schwerpunkt der Analyse liegt auf der räumlichen Ansiedlung der Erneuerbaren Energien (EE). In verschiedenen Szenarien werden die Auswirkungen der EE-Standorte auf das Stromversorgungssystem untersucht und die Fördermechanismen charakterisiert, die entsprechende Standorte induzieren können. Zur Abschätzung der langfristigen Anreizwirkungen des Strommarkt-Designs wird ein berechenbares Gleichgewichtsmodell (Grimm et al., 2016a) mit den Daten von 2035 kalibriert. Dabei werden soweit wie möglich Prognosen verwendet, die auch für die Netzentwicklungsplanung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB, 2017) verwendet wurden. In den Modellrechnungen werden sämtliche Zubauentscheidungen für konventionelle Kraftwerke, Erneuerbare Energien, sowie der HGÜ-Ausbau für verschiedene Szenarien endogen hergeleitet. Dabei werden die aktuellen Rahmenbedingungen des Börsenhandels (Stromhandel mit deutschlandweit einheitlichem Preis) unterstellt. Zur Abschätzung und Einordnung von möglichen Effizienzgewinnen werden diesen Szenarien verschiedene Systemoptima gegenübergestellt. Die in dieser Studie betrachteten Szenarien variieren (1) die Ansiedlung (räumliche Verteilung) der EE, (2) die Einbeziehung der EE in das Engpassmanagement und (3) die Antizipation kurzfristiger Maßnahmen des Engpassmanagements bei der Netzausbauplanung.

Mit Blick auf die EE-Standorte werden die aktuell im Netzentwicklungsplan (NEP) avisierten Standorte mit verschiedenen Alternativen verglichen, wobei in allen Szenarien die Kapazität so zugebaut wird, dass die EE-Erzeugung genau der Erzeugung im NEP-Referenzszenario entspricht. Eine Berechnung der EE-Standorte die sich bei deutschlandweit einheitlicher Vergütung ergeben würden zeigt, dass die NEP-Standorte unter Effizienzgesichtspunkten sogar ungünstiger sind als die konsequente Ansiedlung der EE-Anlagen an den ertragsreichsten Standorten. Die Effizienzgewinne sind jedoch moderat (0,5 Mrd. €/Jahr). Den Kern der Betrachtungen bilden verschiedene Szenarien mit einer dezentralen Ansiedlung der EE-Anlagen, wie sie sich aus einer Optimierung des Gesamtsystems ergibt. Diese Standorte zeichnen sich durch eine verbrauchsnahe EE-Ansiedlung aus, sowie durch eine Verschiebung der Technologiewahl zugunsten von Windenergie. Es zeigt sich, dass durch eine dezentrale Ansiedlung der EE-Anlagen signifikante Effizienzgewinne möglich werden (2,7 Mrd. €/Jahr) und der notwendige HGÜ-Ausbau erheblich reduziert werden kann (von 15 auf 7 Trassen). Werden in den Berechnungen keine Verschiebungen bei der Technologiewahl erlaubt (in dem Sinne, dass die Erzeugung je Technologie der Erzeugung im NEP entsprechen muss), so bleiben die Effizienzgewinne und die Reduktion des notwendigen Netzausbaus weitgehend erhalten. Die Effekte resultieren somit im Wesentlichen aus der dezentralen, verbrauchsnahe Ansiedlung und weniger aus der Anpassung des Technologiemixes bei der EE-Erzeugung.

Komplementär zu der Betrachtung der EE-Standorte wird die Möglichkeit der systemdienlichen Abregelung der EE-Erzeugung bei negativen Börsenpreisen und im Rahmen des Redispatch analysiert. Diese Betrachtungen sind von großer Bedeutung, da bei immer höherem Anteil der EE an der Gesamterzeugung die Effizienzverluste durch den Einspeisevorrang stark zunehmen können. Es zeigt sich, dass insbesondere die Vermeidung negativer Börsenpreise durch Abregelungen hohe Effizienzgewinne ermöglicht (0,5 Mrd. €/Jahr). Besonders hoch (1,3 Mrd. €/Jahr) fallen die Einsparungen aus, wenn die Abregelung an der Börse und auch die Möglichkeit des Engpassmanagements durch Redispatch schon beim Netzausbau antizipiert werden und entsprechend nur dann die Netzinfrastruktur ausgebaut wird, wenn dies langfristig die günstigste Alternative darstellt. Die Berechnungen zeigen zudem, dass die Abregelung keineswegs zu einer Verringerung des EE-Anteils im Strommix führen muss. Vielmehr kann die Reduktion der EE-Erzeugung durch Abregelung durch eine leicht höhere Zubauemenge kompensiert werden. Die positiven Effekte der börsengesteuerten Abregelung bleiben dann im Wesentlichen erhalten. Eine Nutzung des abgeregelten Stroms vor Ort scheint nur schwer darstellbar, da sich an einzelnen Standorten eine sehr umfangreiche Abregelung in nur wenigen Stunden des Jahres ergibt.

In der Gesamtschau zeigt sich, dass eine Kombination der betrachteten Maßnahmen bis zu 75% der insgesamt im Systemoptimum erreichbaren Effizienzgewinne ermöglicht (3,4 von maximal möglichen 4,5 Mrd. €/Jahr). Dies liegt unter anderem darin begründet, dass EE-Anlagen aufgrund der niedrigen variablen Kosten stets vor den konventionellen Kraftwerken zum Zuge kommen und somit eine verbesserte Standortwahl direkt Wirkung hinsichtlich der Produktionstätigkeit entfaltet. Die Möglichkeit der systemdienlichen Abregelung der EE-Erzeugung ermöglicht es darüber hinaus, unerwünschte Belastungen des Systems durch Einspeisespitzen zu minimieren. Wichtig ist in diesem Zusammenhang, dass die Entscheidung über die Abregelung von EE auf das Zusammenspiel von Erzeugung und Verbrauch, also auf die Marktpreise, zurückgeht – und nicht etwa, wie häufig diskutiert, nur Einspeisespitzen abgeregelt werden.

Abschließend beschäftigt sich das Gutachten mit der Frage, wie eine verbesserte Standortwahl der EE-Anlagen durch die Gestaltung der EE-Förderung erreicht werden könnte. Es zeigt sich zunächst, dass eine regional differenzierte Förderung notwendig und zielführend wäre, sowohl bei einer Förderung durch Einspeisevergütungen, als auch im Marktprämienmodell. Dabei sollte sich die Förderung ertragsarmer Anlagen an der Eignung ihrer Standorte orientieren, das heißt an ihrer Nähe zu Verbrauchszentren. Eine Begünstigung ertragsarmer Standorte per se im Sinne des Nachteilsausgleichs scheint nicht zielführend. Eine Möglichkeit der Umsetzung dezentraler Standorte ist die Vergabe von regionalen Kontingenten für den EE-Ausbau, wodurch sich regional differenzierte Fördersätze entweder im Rahmen von EE-Auktionen oder durch Festsetzung ergeben könnten. Insbesondere bei der Abhaltung von Auktionen in kleineren Marktgebieten besteht jedoch die Gefahr der Ausübung von Marktmacht. Eine Lösung könnten regionale Zu- und Abschläge auf den Auktionspreis darstellen, die vorab aus einer Systemmodellierung berechnet werden müssten. Die detaillierte Ausgestaltung entsprechender Vergabeverfahren erfordert weiterreichende Überlegungen, die über den Rahmen dieses Gutachtens hinausgehen.

2 Aufgabenstellung und Vorgehen

Der Energiesektor ist in vielen Ländern – so auch in Deutschland – von einem Nebeneinander liberalisierter und regulierter Bereiche geprägt. Investitionen in Erzeugungskapazität und Angebotsentscheidungen werden zumeist durch Märkte und Anreizsysteme gesteuert. Die Rahmenbedingungen des Stromhandels, der Netzausbau sowie die spezifische Förderung erneuerbarer Energien sind jedoch klar von politischen Entscheidungen beeinflusst. Maßgeblich für die Rahmenbedingungen, die die Energiepolitik setzt, sind die energiepolitischen Zielsetzungen und die Einschätzung der Entscheidungsträger, wie diese Ziele durch das Zusammenspiel von erneuerbarer und konventioneller Erzeugung mit der Netzinfrastruktur am besten erreicht werden können. Prognosen zur langfristigen Entwicklung der Stromversorgungssysteme sind daher seit jeher ein wichtiges Element im energiepolitischen Entscheidungsprozess.

In diesem Gutachten betrachten wir mit Blick auf das Jahr 2035 verschiedene mögliche Rahmenbedingungen (Marktdesigns) am Strommarkt und stellen die Fragen: Welche Zusammensetzung des Erzeugungsmixes, welche Standorte der Anlagen und welcher Netzausbau ist unter den jeweiligen Rahmenbedingungen zu erwarten? Wie beeinflusst das Marktdesign die Effizienz der Stromversorgung und somit auch die Kosten für den Endverbraucher? Das besondere Augenmerk der Betrachtung liegt dabei auf der erneuerbaren Erzeugung, da perspektivisch erneuerbare Energien im Jahr 2035 einen Großteil der Erzeugungskapazität stellen werden. Dabei nimmt das Gutachten sowohl die Standortfrage, als auch die Frage des Technologiemicxes in den Blick und zeigt in verschiedenen Szenarien – ausgehend von dem Status Quo – auf, wie eine veränderte Lenkung des Ausbaus zu Effizienzgewinnen führen kann.

Die Vergütung von Solar- und Windstrom erfolgt in Deutschland technologiespezifisch, aber für gegebene Technologien deutschlandweit weitgehend zu einheitlichen Konditionen. Dies impliziert zwangsläufig eine Standortwahl für EE-Anlagen, die sich zuallererst an den zu erwartenden Erträgen sowie an Restriktionen bezüglich der Flächenkulissen orientiert. Aus der Systemperspektive ergeben sich jedoch aller Voraussicht nach suboptimale Standorte der erneuerbaren Produktion, da bei der Standortwahl Folgekosten wie z.B. die Notwendigkeit eines umfangreichen Netzausbaus, extreme Spitzen an einzelnen Standorten oder auch suboptimale Distanz zu möglichen Speicherkapazitäten keine Berücksichtigung finden.

In diesem Gutachten wird das Modell aus Grimm et al. (2015) und EnCN/FAU/Prognos (2016) verwendet, um der Frage nachzugehen, welche Rolle eine regional differenzierte EE-Förderung für die optimale Allokation der EE-Kapazitäten spielen kann und welche Effizienzgewinne bei einer Anpassung der Fördermechanismen zu erwarten wären. Dafür werden verschiedene Szenarien analysiert, wobei jeweils die mit dem Szenario einhergehende arbeitsbasierte EE-Vergütung explizit ermittelt wird. Die Analyse basiert auf einem berechenbaren Gleichgewichtsmodell (Grimm et al., 2016a, 2017a und 2017b), 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 Auswirkungen von Rahmenbedingungen des Stromhandels auf die Systemkonfiguration.¹

Den Ausgangspunkt der Überlegungen bildet eine Prognose für das Stromversorgungssystem im Jahr 2035 unter der Annahme, dass der im Netzentwicklungsplan (NEP) unterstellte Ausbau der er-

¹ Im Anhang 7.1 aus EnCN/FAU/Prognos (2016) werden die Vorteile und Einschränkungen des Ansatzes im Detail diskutiert.

neuerbaren Erzeugung umgesetzt wird und am Strommarkt weitgehend die aktuellen Rahmenbedingungen Bestand haben. Für dieses Szenario werden für die verschiedenen erneuerbaren Erzeugungstechnologien EE-Fördersätze ermittelt, die notwendig wären, um den im NEP avisierten Ausbau zu incentivieren. Zum Vergleich wird beleuchtet, in welchem Umfang die Vergütung reduziert werden könnte, wenn durch eine regional differenzierte Vergütung (auf Bundeslandebene) die regional unterschiedliche Produktivität der Anlagen bei der Bestimmung der Fördersätze berücksichtigt werden kann. Hieraus ergibt sich, dass eine bundesweit weitgehend einheitliche Förderung Anlagen in ertragreichen Regionen stark überfördert und zur Einhaltung des Mengenziels flankierende Maßnahmen zur Steuerung der Standorte notwendig sein werden. Um dies zu illustrieren wird ein weiteres Szenario berechnet, in dem die regionale Verteilung des EE-Ausbaus bei gegebenem Mengenziel und bundesweit einheitlicher Förderung ermittelt wird. Der in dem Szenario notwendige Fördersatz ist niedriger als der (einheitliche) Fördersatz, der zur Realisation des NEP-Ausbaus notwendig wäre. Gleichzeitig ergeben sich deutliche Unterschiede in den Standorten der Anlagen. Insgesamt ergeben sich zwischen all diesen Szenarien nur moderate Wohlfahrtsunterschiede, zu erwartende Strompreise auf ähnlich (hohem) Niveau, und es ergibt sich die Notwendigkeit umfangreichen Netzausbaus. Um den Einfluss flankierender moderater Anpassungen des Marktdesigns abzuschätzen werden die obigen Szenarien auch unter der Annahme einer systemdienlichen Abregelung von EE berechnet, sowie unter der Annahme, dass systemdienliche Abregelung und auch Redispatch-Aktivitäten schon bei der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden. Die Maßnahmen führen zu moderaten Effizienzgewinnen, die auch schon in Vorgängerstudien identifiziert wurden (vgl. z. B. Grimm et al., 2016c, und EnCN/FAU/Prognos, 2016).

In einem zweiten Schritt findet eine Betrachtung des optimalen Stromversorgungssystems statt. In diesem Zusammenhang werden Szenarien analysiert, in denen die Standorte sämtlicher Erzeuger (konventionell und erneuerbar) systemoptimal gewählt werden unter der Annahme, dass auch systemoptimal produziert wird (z.B. durch einen zentralen Planer oder in einem Nodalpreissystem). Ein Vergleich der Systemoptima mit und ohne systemoptimaler Ansiedlung der erneuerbaren Erzeugung zeigt, dass die Standorte der EE-Anlagen einen ganz entscheidenden und substanziellen Effekt auf die Effizienz und die Ausgestaltung des Gesamtsystems haben. Zwei First-Best Benchmarks werden hier genauer in den Blick genommen: Ein Szenario mit systemoptimalen EE-Standorten unter der Annahme systemdienlicher Abregelung der Anlagen, die auch im Netzausbau antizipiert wird. Sowie ein weiteres Szenario, in dem keine systemdienliche Abregelung der Anlagen umgesetzt wird. In beiden Szenarien unterscheidet sich die Ansiedlung der EE-Anlagen (weit mehr der Anlagen werden im Süden gebaut) sowie der Technologiemix (Zubau von deutlich mehr Wind-Anlagen) klar von den NEP-Szenarien. Durch die weitgehend verbrauchsnahe Ansiedlung der EE-Erzeugung reduziert sich der notwendige Netzausbau auf ein Minimum und es können substanzielle Wohlfahrtsgewinne realisiert werden.

In einem dritten Schritt werden die aus dem Systemoptimum resultierenden EE-Standorte im Kontext des aktuellen deutschen Marktdesigns betrachtet. In fünf verschiedenen Szenarien (mit und ohne systemdienlicher Abregelung von EE, mit und ohne Antizipation von Redispatch bei der Netzausbauplanung sowie mit und ohne Verschiebungen bei der Technologiewahl) zeigt sich, dass eine verbrauchsnahe Ansiedlung der EE-Erzeugung große Wohlfahrtsgewinne und eine signifikante Reduktion des notwendigen Netzausbaus impliziert. Letzteres geht im Wesentlichen auf die verbrauchsnahe Standorte der erneuerbaren Erzeugung zurück. Für die verschiedenen Szenarien werden jeweils die bundeslandspezifischen Fördersätze ermittelt, die eine systemoptimale Standortentscheidung bei den EE-Investitionen implizieren würden.

Die in diesem Gutachten präsentierten Berechnungen geben einen Überblick, wie wichtig die Standort- und Technologieentscheidung bei den erneuerbaren Energien sein kann. Zusätzlich zu dem Vergleich der verschiedenen Szenarien werden für alle Szenarien die notwendigen EE-Vergütungen im Detail analysiert. Zunächst werden die Fördersätze verglichen, die sich in den verschiedenen Szenarien

rien bei Zahlung einer Einspeisevergütung ergeben würden, einerseits bei deutschlandweit einheitlicher Vergütung, aber auch bei regional differenzierten Tarifen. Wird überschüssiger EE-Strom systemdienlich abgeregelt, so kann differenziert betrachtet werden, ob die technisch mögliche Einspeisung vergütet wird oder nur die tatsächliche Einspeisung. Für das Marktprämienmodell wird zudem ausgewiesen, was die Anlagen am Markt verdienen und welchen Aufschlag sie über die Marktprämie erhalten. In allen Fällen sind die regional aufgeschlüsselten Erlöse der verschiedenen Anlagen interessant. Hier kommt es zu stark unterschiedlichen Renten der Anlagenbetreiber aufgrund der Tatsache, dass die Anreize ausreichen müssen, um auch der am wenigsten ertragreichen Anlage einen Anreiz zur Investition zu geben.

Der Abstraktionsgrad der Analysen ist notwendigerweise hoch, da eine Abschätzung der Effekte auf das Gesamtsystem eine Modellierung der Investitionsanreize in Netzinfrastruktur im Zusammenspiel mit den Investitionsanreizen in erneuerbare und konventionelle Erzeugungsanlagen erfordert. Die Studie liefert als Ergebnis ökonomische Trendaussagen und Wirkungszusammenhänge, die durch detaillierte ökonomische und elektrotechnische Modellierungen ergänzt werden müssen. Bei der Analyse bleiben Fragen von strategischer Interaktion notwendigerweise außen vor, ebenso wie eine explizite Betrachtung der spezifischen Mechanismen (z.B. Auktionen), aus denen die ermittelten Fördersätze resultieren können.

Im Folgenden werden zunächst die Modellierung im Detail beschrieben (Kapitel 3), die verwendete Datengrundlage begründet und diskutiert (Kapitel 4), die untersuchten Szenarien beschrieben (Kapitel 5) und abschließend die Ergebnisse detailliert dargestellt (Kapitel 6) und zusammengefasst (Kapitel 7).

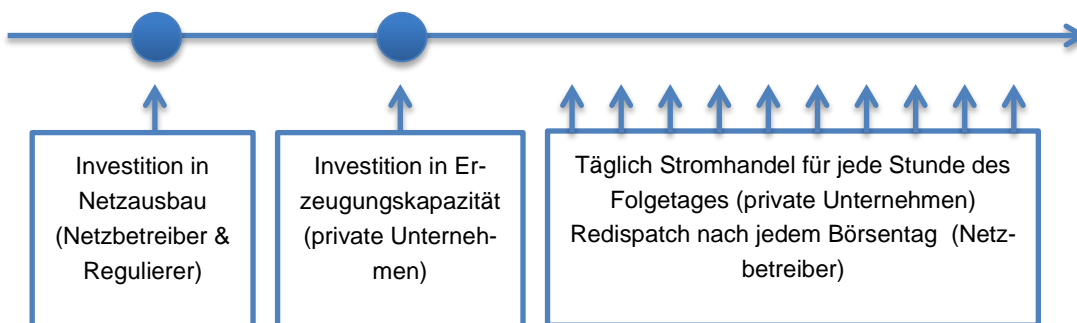
3 Der Modellansatz

Die Analysen basieren auf der Modellierung von Grimm et al. (2016a und 2017a), die in Grimm et al. (2015 und 2017b) sowie EnCN/FAU/Prognos (2016) auf Deutschland angepasst wird.² Das folgende Kapitel basiert im Wesentlichen auf Grimm et al. (2015) sowie EnCN/FAU/Prognos (2016) und soll einen Überblick über den Modellansatz geben. Für Details verweisen wir auf Anhang 7.1 in EnCN/FAU/Prognos (2016).

Für eine Bewertung der langfristigen Auswirkungen des Marktdesigns auf Standortentscheidungen konventioneller und erneuerbarer Erzeuger sowie den Netzausbau ist eine Betrachtung der Investitionsentscheidungen aller Akteure unter den jeweiligen Rahmenbedingungen notwendig. Aus diesem Grund ist es unabdingbar, sowohl die Investitions- als auch die Produktionsanreize unter den jeweiligen Rahmenbedingungen in einem Strommarktmodell abzubilden.

Der Ansatz von Grimm et al. (2016a, 2017a und 2017b) 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 1 dargestellt, eine schematische Darstellung der entsprechenden numerischen Modelle findet sich in Abbildung 2.

Abbildung 1: Zeitlicher Ablauf des Modells



Quelle: Grimm et al. (2016a)

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

² 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), Inderst und Wambach (2007) oder Ruderer und Zöttl (2012). Das in Grimm et al. (2015 und 2016a) verwendete berechenbare Gleichgewichtsmodell ist jedoch das erste, das es erlaubt, diese Zusammenhänge im Marktumfeld explizit zu quantifizieren, vgl. auch Grimm et al. (2017c).

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).

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.³

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 regional differenzierten Fördersätzen für EE) oder auch durch standortbezogene Unterschiede in den Investitionskosten (z. B. durch unterschiedliche Standortfaktoren aufgrund von Transportkosten der entsprechenden Rohstoffe).

Stufe 3: Redispatch

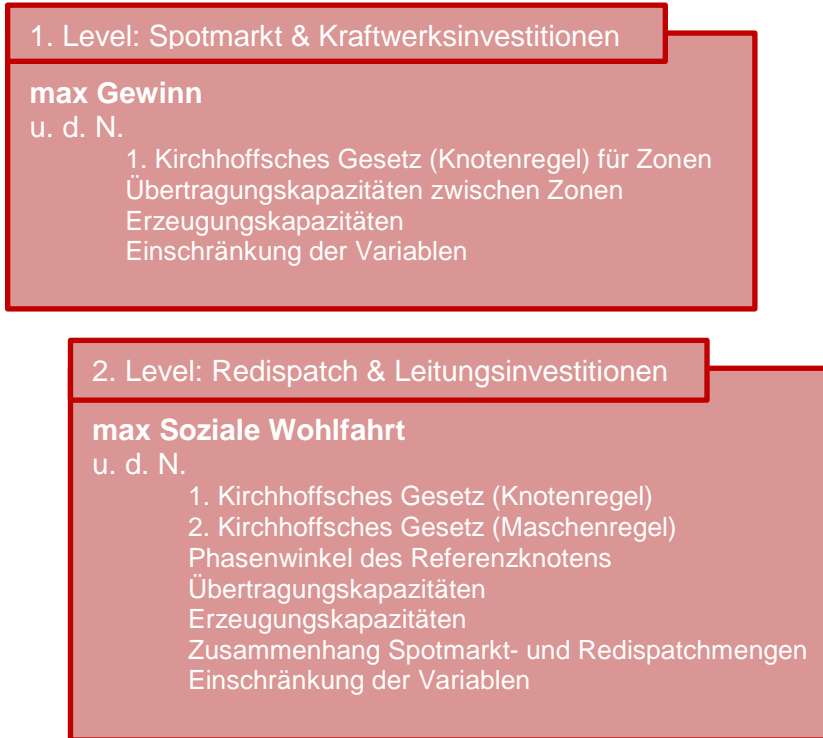
In der dritten Modellstufe entscheidet der Netzadministrator über Redispatch-Maßnahmen für alle 8.760 (24 Stunden mal 365 Tage) Spotmarkt-Ergebnisse. Diese Berechnungen werden signifikant erleichtert, da intertemporale Nebenbedingungen der Produktionsentscheidungen von Kraftwerken in der Modellierung vernachlässigt werden und keine zeitliche Interdependenz zwischen den einzelnen Spotmärkten vorliegt. Die Redispatch-Operationen werden so gewählt, dass bei den gegebenen Vergütungsregeln (kostenbasierter 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. Kostenminimaler Redispatch impliziert, dass die teuersten Kraftwerke 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 2 illustriert die numerische Umsetzung des beschriebenen mehrstufigen Modells. Dazu werden in einem ersten Schritt

³ In den hier betrachteten Szenarien werden keine regional unterschiedlichen Börsenpreise betrachtet. Zur Betrachtung von Preiszonen vgl. Grimm et al. (2015, 2016a und 2016b).

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.

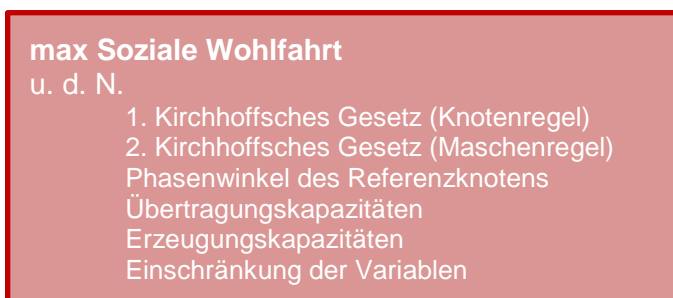
Abbildung 2: Modellskizze: Berechnung des Marktgleichgewichts (MG)



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 3 zeigt das Maximierungsproblem eines hypothetischen sozialen Planers, der das Gesamtsystem optimiert. Wir werden die entsprechende Lösung als First-Best Benchmark (FB) verwenden, um die resultierenden Wohlfahrtsgewinne und Effekte einzuordnen und die systemoptimalen Standorte der EE-Anlagen zu bestimmen.

Abbildung 3: Modellskizze: Berechnung des Wohlfahrtsoptimums (FB)

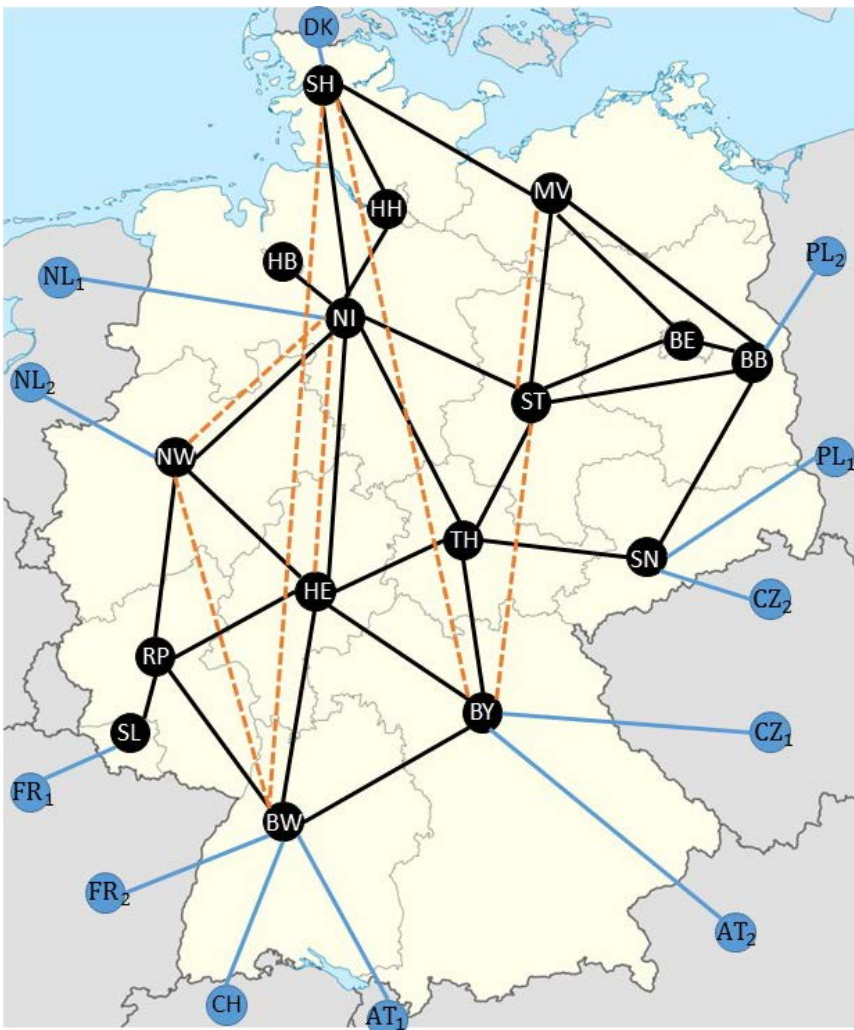


Quelle: Eigene Darstellung

Weitere Details zu den Modellkomponenten

Die Grundlage der Modellierung von Grimm et al. (2015) sowie EnCN/FAU/Prognos (2016) 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 4). Windparks in Nord- und Ostsee werden dabei den Bundesländern zugeordnet, an die sie angebunden sind.

Abbildung 4: Netzknoten Deutschland und Nachbarstaaten



Quelle: Grimm et al. (2015)

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).

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 Österreich⁴) 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 (NTCs). 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. Darüber hinaus werden Transitflüsse durch Deutschland berücksichtigt, die aus dem Handel anderer Länder im europäischen Binnenmarkt resultieren. Diese fließen mit einer konstanten stündlichen Menge aus nord-östlicher in süd-westlicher Richtung durch Deutschland und belasten somit zusätzlich das Übertragungsnetz.

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.⁵

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. Die oben beschriebenen Transitflüsse durch Deutschland haben hierauf keinen Einfluss.

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 5 illustriert und kann in den Modellrechnungen nicht abgebaut werden.⁶ 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 und wetterabhängige Gegebenheiten. Für PV- und Windkraftanlagen wird eine Lebensdauer von 20 Jahren angesetzt. Der Abbildung der unterschiedlichen Ertragsraten liegen regional differenzierte Wind- und Sonnenprofile (bundeslandschaftsbezogen) 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

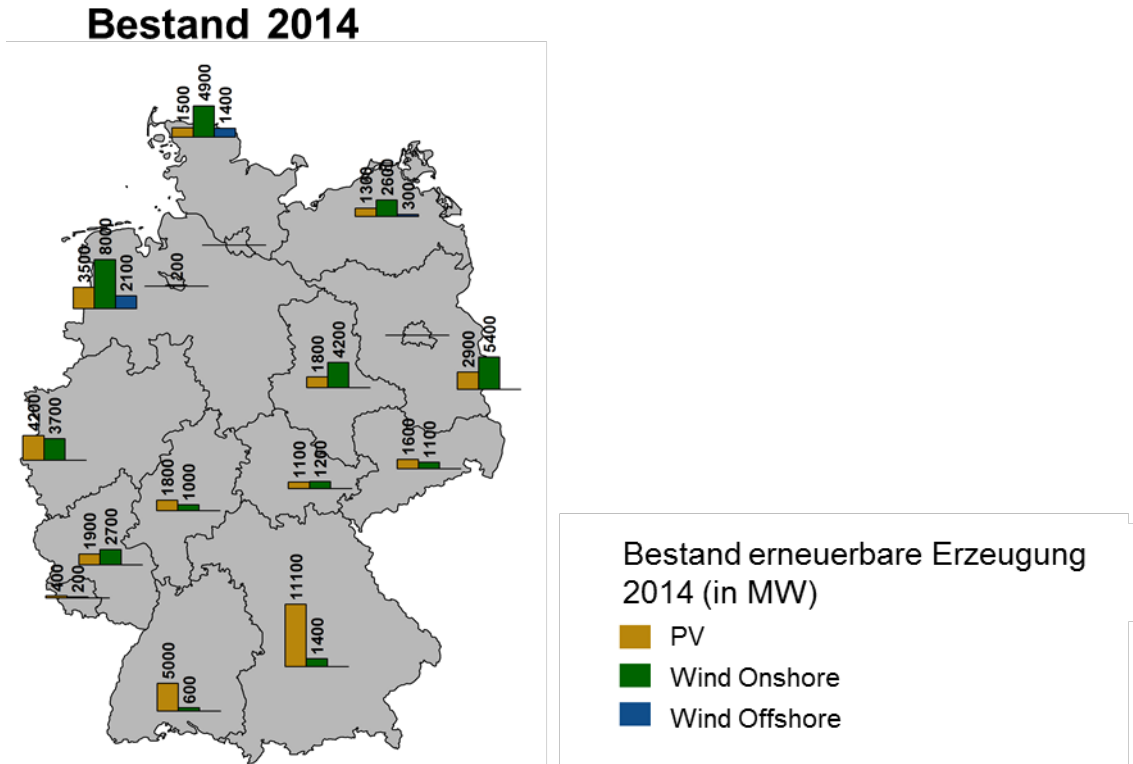
⁴ Bei der Auslegung des Modells für Deutschland wird berücksichtigt, dass Deutschland und Österreich in einer Preiszone liegen, indem keine Preisunterschiede zwischen den Handelsgebieten zugelassen werden. An den restlichen Auslandsknoten werden Preisunterschiede zugelassen.

⁵ 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.

⁶ In einem der in dieser Studie analysierten Szenarien (MG_{UNIV}) wird der Abbau von EE-Anlagen an sehr unprofitablen Standorten erlaubt. Für Details verweisen wir auf Kapitel 5.

erneuerbaren Energieträgern (Wind und PV) konstant gehalten, variiert werden die Standorte sowie der Technologiemit.

Abbildung 5: Bestand an PV, Wind Onshore und Wind Offshore im Jahr 2014 als Ausgangspunkt für die betrachteten Modellszenarien



Quelle: Eigene Darstellung auf der Grundlage von BNetzA (2015) und Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE (2015)

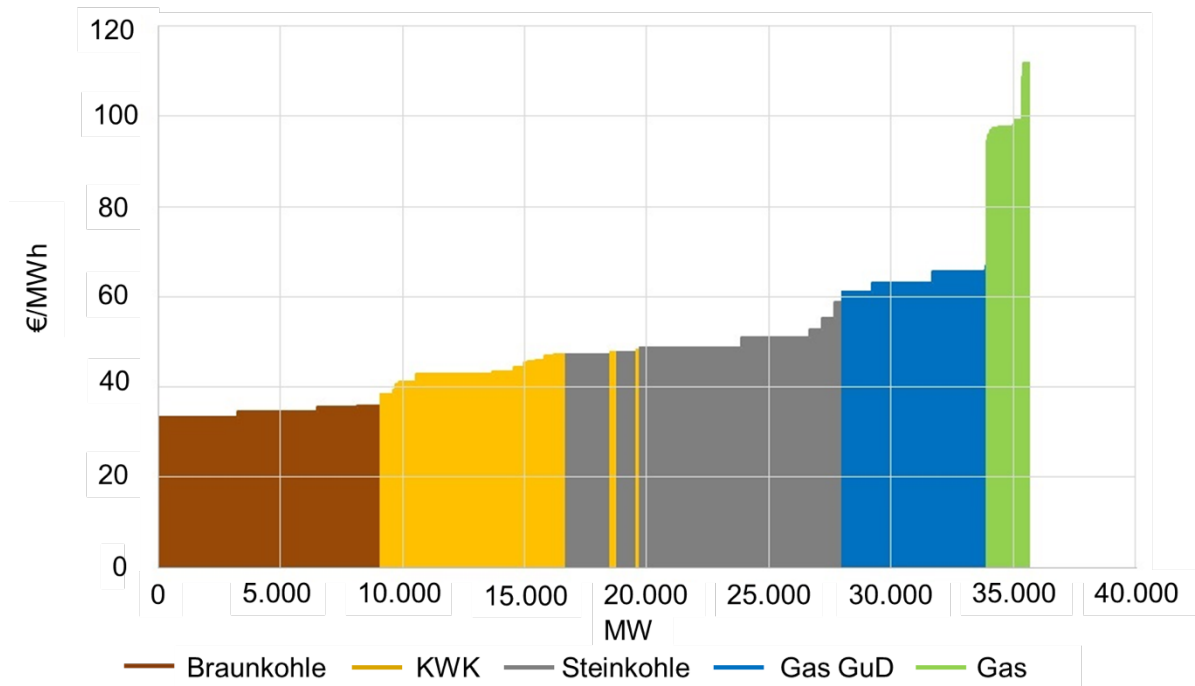
Die aufgrund der regionalen Wind- und Sonnenprofile resultierende Einspeisung der installierten Anlagen wird von der Nachfrage an den einzelnen Knoten abgezogen. Darüber hinaus wird Wasserkraft exogen als stündlicher Einspeisevektor in das Modell integriert und ebenfalls an den einzelnen Knoten berücksichtigt. 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-Anlagen (KWK-Anlagen) 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. BNetzA, 2016b). Die Merit Order, die aus dem Bestand resultiert, ist in Abbildung 6 dargestellt. Nicht an jedem Knoten kann notwendigerweise jede Technologie zur Stromerzeugung eingesetzt werden.⁷ Dies kann im Modell durch eine Einschränkung der Investitionsmöglichkeiten an den einzelnen Knoten oder durch eine Differenzierung der Investitions- oder Betriebskosten abgebildet werden.⁸

⁷ So finden sich z. B. Braunkohlekraftwerke nur nahe der Abbaugelände, Steinkohlekraftwerke setzen Infrastruktur zur Belieferung mit Brennstoff voraus (Wasserwege, Bahnbindung), Gaskraftwerke können hingegen in weiten Teilen Deutschlands mit ähnlichem Kostenaufwand betrieben werden.

⁸ Rückbau von Anlagen wird ausführlich in der Datengrundlage (Kapitel 4) beschrieben.

Abbildung 6: Merit Order des bestehenden konventionellen Kraftwerksbestandes (ohne Zubau), Grundlage für betrachtete Modellszenarien



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von BNetzA (2016b)

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 wird,⁹ bieten die Erzeuger ihre Kapazität für jede der 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

⁹ 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 existiert. Dadurch ergibt sich eine sehr große Beliebigkeit der daraus resultierenden Gesamtlösung, die dann keinerlei belastbare Aussagen für die im Gutachten behandelten Fragestellungen zulässt.

der Angebotsentscheidung zugrundeliegenden Produktionskosten um den Erlös aus dem Wärmeangebot. Dynamische Komponenten, wie z. B. Anfahrtskosten, Minimalauslastung von Kraftwerken oder Beschränkungen der Einsenkgeschwindigkeit der Kraftwerke, finden keine Berücksichtigung.¹⁰

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 Abschreibungsdauer von 35 Jahren für Kohlekraftwerke und 25 Jahren für Gaskraftwerke angelegt.¹¹ 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 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 berücksichtigt¹² 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

¹⁰ 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.

¹¹ Vgl. Konstantin (2013), S. 311.

¹² Für die Finanzierung des Bestandsnetzes werden 2,5 Mrd. € veranschlagt und auf die Verbraucher (pro MWh) umgelegt.

(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 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, welche Aussagen über die zukünftige Konfiguration des Strommarktes treffen.¹³ Zu beachten ist, dass die jeweils aktuellen Prognosen aufgrund zusätzlicher Informationen und aufgrund von politischen Entwicklungen stetigem Wandel unterworfen sind. Für das vorliegende Gutachten werden daher in weiten Teilen nicht die den Berechnungen in Grimm et al. (2015) sowie EnCN/FAU/Prognos (2016) zugrundeliegenden Daten verwendet, sondern ein Datensatz, der den aktuellen Rahmenbedingungen angepasst und neu recherchiert worden ist. Aus diesem Grund verweisen wir nicht auf die Datenkapitel vergangener Gutachten, sondern legen im Folgenden die verwendete Datengrundlage nochmals umfassend dar.

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 2030 und aus dem ersten Entwurf des Netzentwicklungsplan Strom 2030 der Übertragungsnetzbetreiber verwendet (siehe BNetzA, 2016a, und ÜNB, 2017). Der Szenariorahmen ist die Grundlage für die Erstellung des NEP und stellt vier Szenarien vor. Dabei werden drei unterschiedliche Entwicklungspfade unterstellt und der Erzeugungsmix im Jahr 2030 prognostiziert. Eines dieser Szenarien (B 2035) schreibt einen dieser Entwicklungspfade fort, um einen möglichen Verlauf für die kommenden 18 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 Bundesländer. Das deutsche Übertragungsnetz wird aggregiert, so dass jedes Bundesland einen Netzknoten zugeordnet bekommt, der das entsprechende Versorgungsgebiet bedient.

¹³ 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.

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 jeweilige 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 7: 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 7 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. Wir verwenden auch in dieser Studie nach wie vor die Kandidaten des NEP 2014, da dort in der 20-Jahresprognose für 2034 nicht nur die für 2024 vorgeschlagenen HGÜ-Leitungen bestätigt werden, sondern da dort auch noch weitere Kandidaten vorgeschlagen werden, die erst im Szenario B 2034 gebaut werden. Im Gegensatz dazu wird in den nachfolgenden Netzentwicklungsplänen nur noch eine Teilmenge der 15 HGÜ-Verbindungen als Option untersucht (vgl. NEP 2025 in ÜNB, 2016a, mit 6 vorgeschlagenen Leitungen, die in B 2025 auch alle gebaut werden und NEP 2030 in ÜNB, 2017, mit 5 vorgeschlagenen Leitungen, die hier sogar für alle möglichen Szenarien A/B/C 2030 gebaut werden). Die längerfristigen Prognosen dienen dort nur zur Nachhaltigkeitsprüfung, um sicherzustellen, dass Maßnahmen, die z. B. im Szenario B 2030 identifiziert wurden, auch im Szenario B 2035 erforderlich sind.

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 Ausbauentscheidung 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.

Tabelle 1: Kosten der Netzausbaumaßnahmen als Annuitäten

Leitungsverlauf	Maßnahmen nach NEP 2014	Investitionskosten als Annuität [Mio. €]
NI – NW	(A01, A11, A15)	171,0
NW – BW	(A02)	162,0
NI – HE	(B03, B04)	193,5
SH – BW	(C05, C05a, C06WDL)	298,0
SH – BY	(C06mod, C08)	274,5
ST – BY	(D18, D19a)	240,0
MV – ST	(D19b, D20)	132,0

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von ÜNB (2014b) und ÜNB (2017)

Die verwendeten Kosten für den Netzausbau basieren auf den Kostenschätzungen aus dem Netzentwicklungsplan Strom 2030 der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB, 2017). Für den Neubau von DC-Erdkabeln werden 4,0 Mio. € pro km veranschlagt und DC-Konverterstationen, die pro Leitung jeweils zweimal benötigt werden, kosten 0,20 Mio. € pro MW.¹⁴ Für jede Leitung werden die Kosten pro km mit der jeweiligen Leitungslänge multipliziert, wobei jeweils die DC-Konverterstationen an beiden Enden berücksichtigt werden. Als Eingabe in das Optimierungsmodell wird die Annuität berechnet, dabei werden ein Zinssatz von 7 % und eine Abschreibungsdauer von 40 Jahren angenommen.¹⁵ Für alle

¹⁴ Neben einem Szenario mit Vollverkabelung (100% Erdkabel) wird im NEP 2030 auch ein Szenario mit Verkabelungsgrad von 75% untersucht. Wir beschränken uns in dieser Studie auf das Szenario mit Vollverkabelung.

¹⁵ Die Abschreibungsdauer orientiert sich an der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer aus Anlage 1 zur StromNEV, siehe http://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/anlage_1.html.

Leitungen mit gleichen Start- und Endknoten werden durchschnittliche Kosten ermittelt. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die im Modell verwendeten Kosten der Netzausbaumaßnahmen.

Nachfrage: Für den Netzentwicklungsplan 2030 werden verschiedene Entwicklungspfade des Nettostromverbrauchs berücksichtigt.¹⁶ Dabei werden unterschiedliche Entwicklungen der nachfragesteigernden Einflussgrößen, insb. Wärmepumpen und Elektromobilität, und der nachfragesenkenden Faktoren wie Effizienzsteigerungen berücksichtigt. In den bisherigen Netzentwicklungsplänen wurde die Annahme getroffen, dass sich die gegenläufigen Effekte weitgehend ausgleichen, während im NEP 2030 zum ersten Mal davon ausgegangen wird, dass der nachfragesteigernde Effekt in drei der vier Szenarien, inklusive B 2035, dominiert und der Stromverbrauch dadurch ansteigt. Da die hierfür getroffenen Annahmen schon bei der Genehmigung des Szenariorahmen zum NEP 2030 (vgl. BNetzA, 2016a, S. 103f.) und nun wohl auch bei der Konsultation zum ersten Entwurf des Netzentwicklungsplan 2030 kontrovers diskutiert werden, gehen wir weiterhin von einer konstanten Entwicklung des Nettostromverbrauchs aus. In unserer 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.¹⁷ Tabelle 2 gibt einen Überblick über den Stromverbrauch nach Bundesländern in Deutschland.

Tabelle 2: 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.

¹⁶ Vgl. ÜNB (2017), S. 38.

¹⁷ Vgl. ÜNB (2014a), S. 60, Tabelle 32.

Für eine endogene Betrachtung der Investitionsanreize für erneuerbare Erzeugungseinheiten müssen in der Modellierung die bestehenden Anlagen erfasst werden. Diese werden für Wind Onshore und PV dem „EEG in Zahlen 2014“ (BNetzA, 2015) entnommen und werden für Wind Offshore gemäß Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE (2015) für die relevanten Bundesländer bestimmt. Tabelle 3 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 Netzentwicklungsplan Strom 2030 (vgl. ÜNB, 2017, S. 42ff.) zusammengefasst sind. Für die Kalibrierung des Modells wird die Ausbau-prognose des Szenarios B 2035 verwendet, die entsprechende Daten für Wind Onshore, Wind Offshore und Photovoltaik pro Bundesland bereitstellt, siehe Tabelle 3.

Tabelle 3: Installierte Leistung, Wind Onshore, Wind Offshore und Photovoltaik nach Bundesländern, Bestand 2014/2015 und Prognosewerte Szenario B 2035

Angaben in GW	Wind Onshore		Wind Offshore		Photovoltaik	
	2014	B 2035	2015	B 2035	2014	B 2035
Baden-Württemberg	0,6	2,3	0	0	5,0	10,7
Bayern	1,4	2,4	0	0	11,1	18,2
Berlin	0,0	0	0	0	0,1	0,5
Brandenburg	5,4	7,4	0	0	2,9	4,2
Bremen	0,2	0,2	0	0	0,0	0,2
Hamburg	0,1	0,1	0	0	0,0	0,2
Hessen	1,1	2,3	0	0	1,8	4,1
Mecklenburg-Vorpommern	2,6	5,1	0,3	4,6	1,3	2,4
Niedersachsen	7,9	12,7	2,1	10,9	3,5	7,9
Nordrhein-Westfalen	3,7	6	0	0	4,2	10,6
Rheinland-Pfalz	2,7	4,2	0	0	1,9	4,1
Saarland	0,2	0,4	0	0	0,4	0,9
Sachsen	1,1	2,1	0	0	1,6	3
Sachsen-Anhalt	4,2	6,1	0	0	1,8	3,2
Schleswig-Holstein	4,9	8	1,4	3,5	1,5	2,9
Thüringen	1,2	2,5	0	0	1,1	2,2
Summe	37,3	61,8	3,8	19,0	38,2	75,3

Quelle: Eigene Darstellung auf der Grundlage von ÜNB (2017), BNetzA (2015) und Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE (2015)

Die stündlich fluktuierende Erzeugung der EE-Anlagen pro Bundesland wurde mit Hilfe von historischen Einspeisezeitreihen und hoch aufgelösten Wetterdaten berechnet.¹⁸ Um auch innerhalb der Bundesländer regional unterschiedlich guten Voraussetzungen für EE-Anlagen Rechnung zu tragen und somit die Investitionsentscheidungen für EE-Anlagen differenziert zu betrachten, werden für jedes Bundesland fünf Klassen gebildet. Je nach Qualitätsklasse wird der bundeslandspezifische

¹⁸ Vgl. BNetzA (2015) für die installierte Kapazität, die Webseiten der ÜNBs (vgl. www.50hertz.com/de/Kennzahlen, www.amprion.net/netzkennzahlen, www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen und www.transnetbw.de/de/kennzahlen) für die Einspeisezeitreihen auf Regelzonenebene, sowie NASA (2016) für gerasterte Wind- und Solarstrahlungsdaten.

stündliche Einspeisevektor mit einem Qualitätsfaktor multipliziert. Anschließend wird das technische Potenzial eines Bundeslandes für jede Technologie über die fünf Qualitätsklassen gleichverteilt, so dass schlechtere Klassen eines prinzipiell ertragreichen Bundeslandes erst nach ertragreichen Klassen eines prinzipiell ertragsarmen Bundeslandes endogen zugebaut werden¹⁹. Die Kapazitäten werden dann sowohl für den Bestand 2014/2015 als auch für das Prognoseszenario B 2035 auf die Klassen aufgeteilt. Dafür werden die Klassen jeweils in absteigender Reihenfolge beginnend bei der besten Klasse bis zu ihrer maximalen Kapazität aufgefüllt.

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, 2015).

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 für die Netzentwicklungspläne Strom 2030 und die dazugehörige Kraftwerksliste²⁰ zurückgegriffen. Aufgelistet sind dort alle Kraftwerke der Technologieklassen Abfall, Braunkohle, Erdgas, Kernenergie, Mineralölprodukte, Pumpspeicher, Steinkohle usw. mit Informationen zu PLZ, Bundesland, Jahr der Inbetriebnahme und Leistung, siehe Übersicht in Tabelle 4. In der Modellierung beschränken wir uns auf die Technologieklassen Braunkohle, Erdgas und Steinkohle, wobei die Erdgasanlagen in GuD und GT aufgeteilt werden. 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 Beschränkung in die Technologie Gas-GuD investiert werden. Steinkohlekraftwerke können nur in den Bundesländern ausgebaut werden, in denen im Szenario B 2035 Steinkohlekraftwerke produzieren.²¹

¹⁹ Als Quellen für die bundeslandspezifischen technischen Potenziale wurden folgende Daten verwendet: Wind Offshore: IWES (2012); Wind Onshore: BWE (2012); PV-Dachfläche: BMVI (2014); PV-Freifläche: abgeleitet aus Destatis (2014).

²⁰ Vgl. BNetzA (2016b).

²¹ Baden-Württemberg, Bayern, Hamburg, Hessen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Schleswig-Holstein.

Tabelle 4: Nettonennleistungen und prognostizierte Nettonennleistungen aller Erzeugungseinheiten, 2015 und Szenario B 2035

Erzeugungstyp	Referenz 2015 [GW]	Szenario B 2035 [GW]
Kernenergie	10,8	0,0
Braunkohle	21,1	9,3
Steinkohle	28,6	10,8
Erdgas	30,3	41,5
Öl	4,2	0,9
Pumpspeicher	9,4	13,0
Sonstige konventionelle Erzeugung	2,3	1,8
Kapazitätsreserve	0,0	2,0
Summe konventionelle Erzeugung	106,9	79,3
Wind Onshore	41,2	61,6
Wind Offshore	3,4	19,0
Photovoltaik	39,3	75,3
Biomasse	7,0	6,0
Wasserkraft	5,6	5,6
Sonstige erneuerbare Erzeugung	1,3	1,3
Summe erneuerbare Erzeugung	97,8	168,8

Quelle: ÜNB (2017), S. 26, Tabelle 1

In Deutschland gibt es Braunkohlevorkommen in Brandenburg, Nordrhein-Westfalen, Sachsen und Sachsen-Anhalt. Die noch vorhandenen Reserven im Jahr 2040 werden gemeinsam mit der jährlich maximal abbaubaren Menge in Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 5: Braunkohlevorräte und maximal abbaubare Mengen nach Bundesländern

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

Quelle: Gerbaulet et al. (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 Abbaugeländen 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 Abbaukapazitäten 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 exogen gegebener Einspeisevektor in das Modell integriert. Hierbei wird vereinfacht eine Banderzeugung unterstellt. Ein endogener Zubau ist nicht möglich.

Strommarktgeführte KWK-Anlagen werden im Gegensatz dazu 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, vgl. EnCN/FAU/Prognos (2016), S. 40. 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 6 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 6: Bestand Erdgas-KWK-Anlagen in Szenario B 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	744	1.000
Brandenburg	86	118	500
Bremen	0	445	1.000
Hamburg	16	127	1.000
Hessen	489	169	1.000
Mecklenburg-Vorpommern	53	251	500
Niedersachsen	297	334	1.000
Nordrhein-Westfalen	1.487	3.152	4.000
Rheinland-Pfalz	1.017	422	1.000
Saarland	0	114	500
Sachsen	73	472	1.000
Sachsen-Anhalt	593	97	500
Schleswig-Holstein	0	75	1.000
Thüringen	0	371	500
Summe	4.919	7.956	auf 7 GW be- grenzt

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage der Kraftwerkliste des Szenariorahmens 2030 (BNetzA, 2016b) (Bestand) und EnCN/FAU/Prognos (2016), S. 40, Tabelle 9 (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)²² und finden sich in Tabelle 7. Alle Kosten im Modell werden in Preisen von 2014 angegeben. Da für die Investitions- und Betriebskosten konventioneller Erzeugungsanlagen zukünftig keine weiteren Preisveränderungen angenommen werden (ausgenommen Inflation), können die heutigen Kosten auch für die Analyse des endogenen Zubaus im Jahr 2035 verwendet werden.

Tabelle 7: Investitions-, Betriebs- und Produktionskosten der konventionellen Erzeugung

Technologie	Investitionskosten (€/MW)	Fixe Betriebskosten (€/MW)	Brennstoffpreise (€/MWh _{therm})	Variable Produktionskosten (€/MWh)
Braunkohle ²³	285.230	101.500	3,10	36,70-42,12
Steinkohle	202.330	46.286	9,70	44,50-58,00
Gas GuD	80.100	16.500	30,00	58,18-70,62
Gas GT	56.330	9.333	30,00	93,42-121,37
Gas GuD mit KWK	94.392	16.500	30,00	38,18-50,95

Quelle: Eigene Darstellung nach Konstantin (2013) und ÜNB (2017)

Die Investitionskosten für erneuerbare Energien orientieren sich an Prognos (2013) und EnCN/FAU/Prognos (2016):

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 (vgl. ÜNB, 2016b, S. 54f.). 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 8 angegeben.

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 als Weiterführung der Arbeiten von Prognos für die Offshore-Windindustrie (vgl. Prognos und Fichtner, 2013) in EnCN/FAU/Prognos (2016) angegeben.

Für **PV** werden sowohl für die Freifläche als auch für die Dachanlagen siliziumbasierte Anlagen unterstellt. Die Annahmen zu den Kosten wurden aus einer Studie der Agora Energiewende abgeleitet (vgl. Agora, 2015) und in EnCN/FAU/Prognos (2016) angegeben. Für die endogene Bestimmung der räumlichen Allokation der PV-Anlagen werden im Modell für alle PV-Anlagen die Investitionskosten

²² Vgl. Konstantin (2013), S. 306, 310-311.

²³ Die Angaben zu den Betriebskosten beinhalten neben den fixen Betriebskosten der Braunkohlekraftwerke (52.000 €/MW) auch die Fixkosten des Tagebaus. Braunkohlekraftwerke müssen durch den Betrieb auch Deckungsbeiträge auf die Fixkosten des Tagebaus erwirtschaften, die mit 49.500 €/MW angenommen werden. In Summe ergeben sich somit Gesamtkosten von 101.500 €/MW, vgl. EnCN/FAU/Prognos (2016), S. 41.

von Freiflächenanlagen (600 €/kW) unterstellt, da angenommen wird, dass die in unserer Studie untersuchten EE-Förderregimes hauptsächlich zur Steuerung der Investition in Freiflächenanlagen geeignet sind. Dachflächenanlagen sind auch mit heutigen Vergütungssätzen nicht mehr nur über die Einspeisevergütung rentabel und werden erst in Kombination mit anderen Optionen, wie z. B. der Eigenverbrauchsmaximierung, wirtschaftlich.

Tabelle 8: Investitionskosten erneuerbarer Energien

Technologie	Investitionskosten 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: EnCN/FAU/Prognos (2016), S. 42, Tabelle 11

Betriebskosten: Um auch Entscheidungen zur Abschaltung von konventionellen 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 Brennstoffkosten²⁴, Transportkosten der Energieträger²⁵ und CO₂-Zertifikatspreisen. Zu beachten sind für die Kalibrierung insbesondere der Wirkungsgrad der entsprechenden Kraftwerke in Abhängigkeit von Technologie und Alter sowie die Emissionsfaktoren²⁶ der jeweiligen Brennstoffe. Die Preise der CO₂-Emissionszertifikate nach dem europäischen Emissionshandelssystem (EU ETS) werden ebenfalls dem Netzentwicklungsplan Strom 2030 (ÜNB, 2017) entnommen und werden für das Jahr 2035 mit 33,00 €/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 2030 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

²⁴ Vgl. ÜNB (2017), S. 32, Tabelle 3.

²⁵ Diese spielen nur für Steinkohle eine Rolle und wurden gemäß der Abbildung 13 in Egerer et al. (2014) für jedes Bundesland bestimmt.

²⁶ Vgl. ÜNB (2014a), S. 62, Tabelle 34.

die jeweiligen Nettonennleistungen addiert und als Produktionskosten der leistungsgewichtete Durchschnitt der einzelnen Produktionskosten gewählt.

Lastabwurf, regelbare Lasten, EE-Abregelung: Falls im Spotmarkt bereits gehandelte Mengen auch nach Redispatch physikalisch nicht bedient werden können, besteht die Möglichkeit die Nachfrage geringfügig zu- oder abzuschalten um eine zulässige Lösung zu erhalten. Diese Lastverschiebung wird mit politischen Kosten in Höhe von 5.000 €/MWh bewertet und orientiert sich an dem VOLL (value of lost load) in der englischsprachigen Literatur (vgl. z. B. Kunz und Zerrahn, 2013). Nach Festlegung des Netzausbaus unter Berücksichtigung dieser Kosten, werden für den Netzbetreiber beim Engpassmanagement Kosten von 500 €/MWh auf Lastabwurf und 200 €/MWh auf zugeschaltete Lasten angesetzt. Der Wert für Lastabwurf liegt in dem Rahmen, den die Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 16. August 2016 vorgibt.²⁷ Der Wert für zuschaltbare Lasten ergibt sich aus eigenen Annahmen zu Anreizen für regelbare Verbraucher (vgl. Ambrosius et al., 2017).

In einigen Modellszenarien ist zusätzlich eine systemdienliche Abschaltung erneuerbarer Energien im Rahmen des Redispatches möglich. Diese wird mit Systemkosten von 0 €/MWh angesetzt, was den variablen Kosten der erneuerbaren Energieerzeugung entspricht.

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.²⁸ Für die gehandelten Mengen werden die grenzüberschreitenden Handelsmengen aus ENTSO-E (2015) verwendet.²⁹

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 9 angegeben. Dabei ist zu bedenken, dass aufgrund der Netzmodellierung die nominale Kapazität der Leitungen typischerweise nicht ausgenutzt werden kann.

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)³⁰ ein separater Marktpreis im Ausland ein. Im Ausland findet weder Redispatch noch Lastabwurf statt, d. h. alle aufgrund von physikalischen Netzrestriktionen entstehenden Leitungsgpässe müssen durch entsprechende Maßnahmen innerhalb Deutschlands gelöst werden.

²⁷ Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 16. August 2016 (BGBl. I S. 1984), § 4 (2), besagt: „Die Höhe der Vergütung bestimmt sich nach dem Leistungs- und Arbeitspreis des jeweiligen Angebots, das einen Zuschlag erhalten hat. Der Leistungspreis darf jedoch höchstens 500 Euro pro Megawatt Abschaltleistung betragen. Der Arbeitspreis darf höchstens 400 Euro pro Megawattstunde betragen.“

²⁸ 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.

²⁹ 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 nach Süddeutschland und Flüsse aus dem Handel benachbarter Länder, wie z. B. zwischen Frankreich und der Schweiz, enthalten.

³⁰ Die ATCs werden für beide Richtungen aus den maximalen grenzüberschreitenden Handelsmengen bestimmt.

Tabelle 9: Kapazitäten der im Modell berücksichtigten internationalen Interkonnektoren

Von Bundesland	Nach Nachbarland	Thermische Kapazität [MW]	Anzahl Leitungen	ATC Export [MW]	ATC 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	Tschechien	2.720	2	1.400	2.798
Brandenburg	Polen	784	1	145	711
Niedersachsen	Niederlande	2.720	1	2.561	1.700
Nordrhein-Westfalen	Niederlande	5.440	3	2.561	1.700 ³¹
Sachsen	Tschechien	2.720	1	1.400	2.798
Sachsen	Polen	2.720	1	145	711
Schleswig-Holstein	Dänemark West ³²	3.504	3	1.500	1.600
Schleswig-Holstein	Frankreich	3.112	2	3.025	1.800

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

Handelsflüsse im europäischen Binnenmarkt: Da das deutsche Übertragungsnetz zukünftig auch so ausgelegt werden muss, dass es ausreichend Kapazität für die Handelsflüsse im europäischen Binnenmarkt vorsieht (vgl. ÜNB, 2017, S. 55-59), wird zusätzlich zu den gehandelten Mengen in Deutschland und seinen Nachbarländern ein Transit durch Deutschland aus Nord-Ost-Europa nach Süd-West-Europa angenommen. Dafür wird in dieser Studie ein Transit mit einer konstanten stündlichen Menge von 5,8 GW durch Deutschland geleitet.³³ Dieser wird über drei Bundesländer im Nord-Osten nach Deutschland geleitet und verlässt Deutschland über drei weitere Bundesländer im Süd-Westen, siehe Tabelle 10. Der Transit reagiert hier nicht auf die innerdeutschen Preise und wird auch nicht beim Spotmarkthandel von Deutschland mit seinen Nachbarländern für die Bestimmung der zulässigen grenzüberschreitenden Flüsse mittels ATCs berücksichtigt. Grund dafür ist, dass aktuell einige Interkonnektoren insbesondere auch für diese Transitflüsse ausgebaut werden, welche nicht in unserem Bestandsnetz und bei der Bestimmung der hier verwendeten ATCs berücksichtigt werden, z. B. HGÜ-Leitungen nach Dänemark, Norwegen und Schweden.

³¹ 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.

³² Dänemark West bezeichnet eine Zone innerhalb der Preiszonen von Nord Pool. Die Zone Dänemark Ost ist in diesem Modell noch nicht an Deutschland angeschlossen.

³³ Der Wert berechnet sich als stündlicher Durchschnitt der prognostizierten Jahressumme an Transiten durch Deutschland im Netzentwicklungsplan Strom 2030 für das Szenario B 2035 in Höhe von 50,5 TWh, vgl. ÜNB (2017), S. 59, Tabelle 6.

Tabelle 10: Transitflüsse durch Deutschland als stündliches Band von Nord-Ost nach Süd-West

Bundesland	Stündlicher Import (MWh)	Stündlicher Export (MWh)
Mecklenburg-Vorpommern	1.800	-
Niedersachsen	1.800	-
Schleswig-Holstein	1.800	-
Baden-Württemberg	-	1.800
Bayern	-	1.800
Rheinland-Pfalz	-	1.800

Quelle: Eigene Darstellung nach ÜNB (2017)

5 Analyisierte Szenarien

Um mögliche Effizienzgewinne durch regional differenzierte Förderung der Erneuerbaren Energien abzuschätzen wurden im Rahmen dieser Studie 16 Szenarien berechnet. Im Mittelpunkt des Interesses steht dabei die Frage, wie und in welchem Umfang (1) die EE-Förderung, (2) die Systemeffizienz und (3) der notwendige Leitungsausbau vom Marktdesign sowie den politischen Zielen zum EE-Ausbau abhängig ist.

In den Szenarien wurde das Stromversorgungssystem aus zwei grundsätzlich verschiedenen Blickwinkeln betrachtet:

(MG) Die Modellvariante MG (Marktgleichgewicht) bildet im Wesentlichen die aktuellen Rahmenbedingungen am deutschen Strommarkt ab, in einigen Szenarien mit moderaten Modifikationen (siehe Details weiter unten). Der entscheidende Aspekt ist der Stromhandel zu einem im gesamten Marktgebiet einheitlichen Strompreis. Privatwirtschaftliche 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 Einspeisung der EE-Anlagen wird aufgrund der niedrigsten Produktionskosten vorrangig behandelt. Netzinvestitionen erfolgen in Antizipation der Erzeugungsinvestitionen und des Betriebs der Anlagen.

(FB) Als oberer (First-Best) Benchmark wird das Wohlfahrtsoptimum berechnet. Die Modellergebnisse ergeben sich aus der globalen Optimierung des hier analysierten Stromversorgungssystems. In dem hier betrachteten Modellrahmen ist die wohlfahrtsoptimale Lösung durch ein Nodalpreissystem implementierbar. In einem solchen System werden knotenscharfe Preise ermittelt, welche die Übertragungsgengpässe abbilden. Dadurch werden Netzengpässe bereits beim Stromhandel berücksichtigt, wodurch in diesem Fall kein Redispatch nötig ist. Auch für die FB-Modellvariante werden in den Szenarien verschiedene Modifikationen des Marktdesigns betrachtet (siehe weiter unten). Mit Blick auf die zentrale Fragestellung des Gutachtens werden in drei der FB-Szenarien neben dem konventionellen Kraftwerkspark und dem Netzausbau auch die Standorte der erneuerbaren Erzeuger systemoptimal bestimmt, wobei angenommen wird, dass die Jahrerzeugung der EE sich im Vergleich zu der NEP Allokation nicht verändert. Die Ergebnisse werden dann verwendet, um das Potential einer Anpassung der Standorte auch im aktuellen Marktdesign (MG) abzuschätzen.

Wie bereits in den Ausführungen zu den Modellvarianten MG und FB erwähnt, werden in den analysierten Szenarien verschiedene moderate Anpassungen des Strommarktdesigns betrachtet, die aus Sicht der Autoren in engem Zusammenhang mit der EE-Förderung stehen. Diese möglichen Komponenten des Marktdesigns sind:

(RD) Szenarien mit der Ausprägung RD unterstellen, dass bei der Netzausbauplanung berücksichtigt wird, dass Engpässe alternativ zum Netzausbau (ex ante) auch ex post durch Redispatch gelöst werden können. Bei der Abwägung zwischen beiden Maßnahmen wird diejenige Lösung gewählt, die mit geringeren zu erwartenden Kosten verbunden ist. Dadurch kann potentiell Netzausbau vermieden und die Systemeffizienz gesteigert werden.

(SA) Szenarien mit der Ausprägung SA unterstellen, dass am Strommarkt eine systemdienliche (optimale) Abregelung der erneuerbaren Erzeugung stattfindet. Dies impliziert eine Abregelung erneuerbarer Erzeugung bei negativen Preisen an der Strombörse und zusätzlich eine Abregelung im Rahmen des Redispatch, wenn dies die günstigste Lösung darstellt. Eine Antizipation dieses Vorgehens hat wiederum Potenzial, den notwendigen Netzausbau zu senken und die Systemeffizienz zu steigern.

(SA*) In diesem Szenario darf Redispatch und die systemdienliche Abregelung erneuerbarer Anlagen nicht für die Netzausbauplanung antizipiert werden. Nach Festlegung des Netzausbaus ist aber in Szenarien mit der Ausprägung SA* die systemdienliche Abregelung am Spotmarkt und im Redispatch möglich.

Als zentralen Kern des Gutachtens betrachten wir in den Szenarien fünf verschiedene Allokationen der Photovoltaik und Windenergie-Anlagen. In allen fünf Szenarien wird sichergestellt, dass die sich ergebende Jahreserzeugung aus EE-Anlagen identisch ist, um eine Vergleichbarkeit der Szenarien hinsichtlich der Erreichung der Umweltziele zu gewährleisten.

(NEP) Diese Szenarien unterstellen die Allokation erneuerbarer Erzeugungsanlagen wie sie im Netzentwicklungsplan für das Szenario B 2035 avisiert ist (vgl. ÜNB, 2017, S. 66).

(UNIV) In diesem Szenario wird aufgezeigt, welche Standorte für erneuerbare Erzeugung sich ergeben würden, wenn (1) die im NEP avisierte Jahreserzeugung (für jede Technologie) genau realisiert wird, aber (2) der Zubau der entsprechend notwendigen Kapazitäten auf der Grundlage eines zwar technologiespezifischen aber jeweils deutschlandweit einheitlichen Fördersatzes erfolgt. Bei der Berechnung dieser Allokation mit einer bundesweit einheitlichen Vergütung pro Technologie können die Bestände aus 2014 nicht für alle Bundesländer berücksichtigt und wieder zugebaut werden (sog. Repowering). Grund dafür ist die Annahme, dass sich die Kosten zwischen Anlagen, die in 2035 an einem neuen Standort gebaut werden, und denen, die an einem schon genutzten Standort wieder zugebaut werden, nicht signifikant unterscheiden. Das würde bei einigen aktuell genutzten Standorten mit vergleichsweise geringen Erträgen dazu führen, dass ein zu hoher Fördersatz nötig wäre, um die Bestandskapazitäten auch dort wieder zuzubauen. Dieser würde dann bundesweit gesehen zu einer Überförderung der Technologien führen.

(OPT1), (OPT2) und (OPT3) Diese Szenarien unterstellen die systemoptimale Allokation und Technologiewahl für die erneuerbaren Erzeugungsanlagen aus der FB-Modellvariante. Hier wird der EE-Zubau modellendogen wohlfahrtsoptimal bestimmt, wobei die EE-Kapazitäten technologieneutral so gewählt werden, dass genau die im NEP sich ergebende Jahreserzeugung produziert wird. Betrachtet werden im Rahmen der Analysen zwei unterschiedliche Allokationsentscheidungen, ohne (OPT1) und mit (OPT2) systemdienlicher Abregelung erneuerbarer Erzeugung. (OPT3) ist eine Variante von Szenario (OPT2), bei der allerdings die Kapazität jeder einzelnen EE-Technologie (PV, Wind Onshore und Wind Offshore) genau die im NEP sich ergebende Jahreserzeugung derselben produziert.

Für alle fünf betrachteten Allokationen der erneuerbaren Erzeugungsanlagen (NEP, OPT1, OPT2, OPT3 und UNIV) erstellen wir umfangreiche Betrachtungen zu den (regional differenzierten und auch undifferenzierten) Fördersatzen, die notwendig wären, um die Allokation herbeizuführen. Außerdem liefern wir Betrachtungen zu den sich regional ergebenden Renten der Anlagenbetreiber unter den verschiedenen Förderregimes.

Tabelle 11 fasst die betrachteten Szenarien nochmal zusammen.

Tabelle 11: Konfiguration der im Gutachten betrachteten Szenarien

Szenarien	Ausprägungen							
	RD	SA	SA*	NEP	OPT1	OPT2	OPT3	UNIV
MG _{NEP}				X				
MG _{NEP&SA*}			X	X				
MG _{NEP&RD}	X			X				
MG _{NEP&SA}		X		X				
MG _{NEP&SA&RD}	X	X		X				
MG _{UNIV}								X
MG _{OPT1}					X			
MG _{OPT1&RD}	X				X			
MG _{OPT2&SA}		X				X		
MG _{OPT2&SA&RD}	X	X				X		
MG _{OPT3&SA&RD}	X	X					X	
FB _{NEP}				X				
FB _{NEP&SA}		X		X				
FB _{OPT1}					X			
FB _{OPT2&SA}		X				X		
FB _{OPT3&SA}		X					X	

Quelle: Eigene Darstellung

6 Ergebnisse der Modellrechnungen

Im Folgenden stellen wir die Ergebnisse unserer Berechnungen vor. Der Vergleich und die Auswertung der insgesamt 16 Szenarien erfolgt in vier Schritten. Zunächst werden die Effekte der verschiedenen Regimes auf das Gesamtsystem diskutiert (Kapitel 6.1). Dann vergleichen wir im Detail die räumliche Verteilung der erneuerbaren Erzeugung (Kapitel 6.2) und deren Einspeisung und Abregelung (Kapitel 6.3). Abschließend werden in einer weitergehenden Analyse die Effekte auf die Vergütung der EE-Erzeugungsanlagen und die daraus resultierenden Renten der Betreiber in den Blick genommen (Kapitel 6.4).

6.1 Ergebnisse im Überblick

Um die Ergebnisse ins Verhältnis zu den Gesamtausgaben setzen zu können, werden in Tabelle 12 zunächst die Gesamtkosten, die sich im Modell für Zubau (von Netzkapazität und Erzeugung) und Betrieb des Systems (Produktion) unter aktuellen Rahmenbedingungen ergeben, berechnet.

Tabelle 12: Kosten von Zubau und Betrieb des Systems unter aktuellen Rahmenbedingungen (Szenario MG_{NEP}), Modellberechnungen

	Kosten [Mio. €]
Netzausbau	3.249,4
Investitionskosten EE	15.137,0
Investitionskosten konventionell	660,7
Betriebskosten konventionell	1.502,4
Produktionskosten konventionell	7.870,9
Systemkosten	28.420,4

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

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

Tabelle 13 gibt einen Überblick über die zentralen Ergebnisse. **Wohlfahrtsunterschiede** (ΔW) sind in Mio. € pro Jahr angegeben, wobei MG_{NEP} das Referenzszenario ist. Der **Durchschnittspreis** P_{AVG} ist der durchschnittliche Handelspreis an der Strombörse. Das ausgewiesene **Netzentgelt** deckt in seiner Summe die Kosten der Netzinstandhaltung, des Netzzubaus und (wo relevant) der Redispatch-Maßnahmen. Die ausgewiesene **EE-Investitions-Umlage** 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. Zu beachten ist – insbesondere vor dem Hintergrund der hier im Mittelpunkt stehenden Fragestellung – dass dieser Betrag zwangsläufig geringer ist als der Betrag, der tatsächlich zur Vergütung der EE-Erzeugung aufgewendet werden muss. Dies ist darin begründet, dass die Förderung ausreichen muss, um den Betreiber mit der ungünstigsten Ertragslage zum Bau der Anlage zu motivieren. Folglich entstehen für Betreiber ertragsreicher Anlagen substanzielle Renten. Eine detaillierte Analyse dazu findet sich in Kapitel 6.4. Sowohl der durchschnittliche Börsenpreis als auch das Netzentgelt und die EE-Investitions-Umlage 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 möglicherweise 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-Investitions-Umlage anteilig enthält und eine Vergleichbarkeit der MG- und FB-Szenarien herstellt. Der resultierende **Leitungsausbau** ist durch Angabe der Anzahl der im jeweiligen Szenario zugebauten Leitungen ausgewiesen.

Der **Zubau oder Abbau von Kraftwerken** ist in Tabelle 14 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 13: Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien – Wohlfahrtseffekte, Netzausbau und Preisunterschiede

	ΔW [Mio. €]	P_{AVG} [€/MWh]	Netzentgelt [€/MWh]	EE-Investitions- Umlage [€/MWh]	P_{CORR} [€/MWh]	Leitungsaus- bau [Anzahl]
MG _{NEP}	0,0	45,93	11,77	11,54	69,24	15
MG _{NEP&SA*}	517,9	48,76	11,62	8,09	68,47	15
MG _{NEP&RD}	84,0	45,93	11,51	11,54	68,98	14
MG _{NEP&SA}	648,0	48,76	11,36	8,09	68,21	14
MG _{NEP&SA&RD}	1.263,7	48,76	10,10	8,16	67,02	11
MG _{UNIV}	523,5	45,77	11,39	11,27	68,43	15
FB _{NEP}	1.295,0	42,02	0,59	19,04	61,65	9
FB _{NEP&SA}	1.991,6	47,78	0,52	12,28	60,58	5
FB _{OPT1}	4.087,5	41,94	3,09	14,07	59,11	0
FB _{OPT2&SA}	4.515,8	46,81	3,39	8,04	58,24	0
FB _{OPT3&SA}	2.987,2	47,90	2,18	9,97	60,05	3
MG _{OPT1}	2.667,6	42,05	7,97	14,26	64,28	7
MG _{OPT1&RD}	2.956,9	42,05	7,39	14,26	63,70	6
MG _{OPT2&SA}	3.139,0	47,07	8,18	7,92	63,17	7
MG _{OPT2&SA&RD}	3.423,9	47,07	7,60	7,92	62,59	6
MG _{OPT3&SA&RD}	1.919,6	48,72	8,96	7,85	65,53	8

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Zunächst betrachten wir verschiedene Szenarien, in denen die im NEP avisierten Standorte der erneuerbaren Erzeugung implementiert sind (Index NEP). Die fünf Szenarien MG_{NEP}, MG_{NEP&SA*}, MG_{NEP&SA}, MG_{NEP&RD} und MG_{NEP&SA&RD} unterscheiden sich hinsichtlich der Praktiken zur systemdienlichen Abregelung der EE und hinsichtlich der Frage, ob vermehrte Redispatch-Aktivitäten als Alternative zum Netzausbau betrachtet werden. Insgesamt bestätigt sich hier das Bild, das sich auch in früheren Studien (vgl. Grimm et al., 2015 und 2016c, und EnCN/FAU/Prognos, 2016) ergeben hat: Die Kombination von systemdienlicher Abregelung und Redispatch als Alternative zum Netzausbau hat das Potential, Effizienzgewinne zu heben (in Höhe von 1,3 Mrd. Euro) und den Netzausbau moderat zu reduzieren (von 15 auf 11 Trassen). Die einzelnen Maßnahmen für sich genommen entfalten jedoch keine deutliche Wirkung.

Ein interessantes Detail eröffnet das Szenario MG_{UNIV}. Hier wird aufgezeigt, welche Standorte für erneuerbare Erzeugung sich ergeben würden, wenn (1) die im NEP avisierten Gesamtmengen (für jede Technologie) genau zugebaut werden aber (2) dieser Zubau auf der Grundlage eines zwar technologiespezifischen aber jeweils deutschlandweit einheitlichen Fördersatz basiert. In der Gesamtschau zeigt sich zunächst, dass der notwendige Netzausbau zwar nicht reduziert wird, aber durch eine offensichtlich günstigere Ansiedlung der erneuerbaren Erzeugung ein Effizienzgewinn in Höhe von 0,5 Mrd. Euro/Jahr resultiert. Im Umkehrschluss suggerieren die Ergebnisse, dass die im NEP avisierte Verteilung der EE keineswegs automatisch bei deutschlandweit einheitlicher Förderung resultieren würde, sondern flankierende politische Maßnahmen notwendig wären, um diese Allokation zu erreichen. Die Analysen der Kapitel 6.2 und 6.4 liefern hier weitergehende Einsichten.

Tabelle 14: 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 _{NEP}	-1.723,8	-721,4	7.000,0	106,4
MG _{NEP&SA*}	-1.723,8	-721,4	7.000,0	106,2
MG _{NEP&RD}	-1.723,8	-721,4	7.000,0	106,4
MG _{NEP&SA}	-1.723,8	-721,4	7.000,0	106,2
MG _{NEP&SA&RD}	-1.723,8	-721,4	7.000,0	107,4
MG _{UNIV}	-1.502,1	-479,6	7.000,0	107,0
FB _{NEP}	-2.146,3	-490,9	7.000,0	105,5
FB _{NEP&SA}	-2.655,3	23,7	7.000,0	105,5
FB _{OPT1}	-1.990,2	639,4	7.000,0	108,0
FB _{OPT2&SA}	-1.923,7	799,6	7.000,0	108,7
FB _{OPT3&SA}	-2.655,3	-485,8	7.000,0	103,0
MG _{OPT1}	-70,6	-1.402,4	7.000,0	115,4
MG _{OPT1&RD}	-70,6	-1.402,4	7.000,0	115,4
MG _{OPT2&SA}	0,0	-1.402,4	7.000,0	116,0
MG _{OPT2&SA&RD}	0,0	-1.402,4	7.000,0	116,1
MG _{OPT3&SA&RD}	-1.672,7	-1.261,6	7.000,0	106,6

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

In einem nächsten Schritt nehmen wir die Szenarien in den Blick, die in verschiedenen Ausprägungen das optimale Stromversorgungssystem ermitteln. Die Szenarien FB_{NEP} und FB_{NEP&SA} zeigen das Effizienzpotential auf, das allein durch optimale Standortwahl und Betrieb der konventionellen Erzeugungsanlagen besteht, bei NEP-Standorten der EE. Es zeigt sich, wie schon in früheren Studien, ein hoher möglicher Effizienzgewinn (bis zu 2,0 Mrd. Euro/Jahr bei optimaler systemdienlicher Abregelung) sowie ein Potenzial zur Einsparung von Netzausbau in signifikantem Umfang (von 15 auf 9 bzw. 5 Trassen). Bezieht man die Standorte der EE in die Optimierung mit ein, so erhöhen sich die Effizienzgewinne deutlich und der notwendige Netzausbau sinkt auf Null. Es sei angemerkt, dass dieses Ergebnis sicherlich nicht so zu verstehen ist, dass die Notwendigkeit zum Netzausbau entfällt. Es

zeigt jedoch einen sehr klaren Trade-Off zwischen der verbrauchsnahe An siedlung der EE und dem Leitungsausbau und suggeriert, dass dieser Trade-Off im Systemoptimum tendenziell zugunsten der dezentralen Stromversorgung ausgeht. Ein detaillierterer Vergleich von MG_{NEP} und $FB_{OPT2\&SA}$ zeigt, dass der mögliche Effizienzgewinn durch verbesserte Rahmenbedingungen sowohl absolut (4,5 Mrd. Euro/Jahr) als auch relativ (fast 16% der Gesamt-Systemkosten, was sich in einer Preissenkung in gleichem Umfang niederschlägt) groß ist. Der Großteil der Einsparungen entsteht durch vermiedene Netzausbaukosten. In Kapitel 6.2 wird außerdem deutlich, dass die Investitionskosten für erneuerbare Erzeugung weitgehend konstant bleiben.

In einem letzten Schritt soll nun überprüft werden, ob die aus Gesamtsystem-Perspektive optimalen EE-Standorte unter aktuellen Rahmenbedingungen (Modellvariante MG) zu signifikanten Effizienzgewinnen führen können. Es sei angemerkt, dass die Standorte aus FB_{OPT1} , $FB_{OPT2\&SA}$ und $FB_{OPT3\&SA}$ unter Umständen nicht exakt das Optimum in der MG-Modellvariante darstellen, da die Produktionsmuster der konventionellen Kraftwerke im Marktgleichgewicht anders sind als im Systemoptimum. Die Produktion der erneuerbaren Anlagen ist jedoch aufgrund der niedrigen variablen Produktionskosten in den Modellvarianten MG und FB bei gleicher Ansiedlung nahezu identisch (bis auf evtl. unterschiedliche Abregelungsmuster). Ein Vorteil der Verwendung der EE-Allokation aus dem Systemoptimum ist es, dass auch in der Praxis diese Allokation einfach und ohne einschränkende Annahmen ermittelbar ist.

Ein Blick auf Effizienzgewinne, Preise und Netzausbau zeigt, dass in einer veränderten An siedlung der EE ein hohes Effizienzpotenzial liegt. Effizienzgewinne erreichen bis zu 3,4 Mrd. Euro/Jahr (12% der Gesamtsystemkosten) und der notwendige Netzausbau sinkt substanziell (auf lediglich 6 bis 8 Trassen). Diese Ergebnisse zeigen zunächst, dass eine regional differenzierte und zielgerichtete Strategie zur Lenkung des EE-Ausbaus ein hohes Potenzial zur Verbesserung der Systemeffizienz hat. Eine interessante Beobachtung ergibt sich aus der Betrachtung des CO_2 -Ausstoßes in den verschiedenen Szenarien. In allen Szenarien mit optimaler Allokation der EE-Anlagen und ohne Festhalten der Gesamterzeugung je Technologie (OPT1 und OPT2) ist der CO_2 -Ausstoß trotz einer insgesamt identischen EE-Erzeugung deutlich höher als in den übrigen Szenarien. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass in den Szenarien mit verbrauchsnahe An siedlung der EE-Anlagen deutlich weniger Kohlekapazität, dafür aber mehr Gaskapazität zurückgebaut wird und somit mehr „Kohlestrom“ im System ist. Dies ist vermutlich auf eine veränderte Residualnachfrage (verbleibende Nachfrage für die konventionellen Kraftwerke nach Abzug der Einspeisung durch die EE) zurückzuführen, die den Betrieb der Kohlekraftwerke im Vergleich zu den Gaskraftwerken profitabler erscheinen lässt. Hier bestätigt sich die Behauptung, der Trassenzubau würde im Wesentlichen die Verstromung von Kohle befördern. Der Anstieg der Erzeugung aus Kohlekraftwerken lässt sich darauf zurückführen, dass bei einem höheren Windenergieanteil weniger Hochpreis-Stunden an der Börse auftreten und daher die Investitionsanreize von Gas- zu Kohlekraftwerken verschoben werden. Die optimale Allokation ohne Technologiewechsel von PV zu Wind Onshore (OPT3) führt im Vergleich dazu zu einem vergleichbaren CO_2 -Ausstoß wie die NEP Szenarien. Dafür beträgt der Effizienzgewinn in diesem Szenario nur noch 1,9 Mrd. Euro/Jahr.³⁴

In den folgenden Kapiteln widmet sich das Gutachten daher einer differenzierten Analyse der Details und beantwortet die Fragen:

³⁴ Es ist möglich einen niedrigeren CO_2 -Ausstoß für Allokation OPT2 zu erhalten, wenn man die EE-Kapazitäten so optimal wählt, dass die Gesamterzeugung aller EE-Technologien 105% der sich im NEP ergebenden Menge entspricht. Nach der systemdienlichen Abschaltung am Spotmarkt und beim Redispatch erhält man dann dieselbe Menge, die sich im NEP ohne Abschaltung ergibt. Dies führt zu einem um 7% niedrigeren Effizienzgewinn (3,2 Mrd. Euro/Jahr), allerdings nur noch 109,0 Mio. t CO_2 -Ausstoß.

- Welche EE-Standorte ergeben sich bei deutschlandweit einheitlicher Vergütung? Wie unterscheidet sich die optimale Allokation von der im NEP avisierten Allokation der EE? Wie unterscheidet sich der Technologiemitx? Steigen oder fallen die notwendigen Investitionen in EE? (Kapitel 6.2)
- Wie muss der Betrieb der EE-Anlagen angepasst werden (systemdienliche Abregelung), um möglichst alle Effizienzgewinne zu heben? Kann der abgeregelte Strom einer sinnvollen Verwendung zugeführt werden? (Kap 6.3)
- Ergibt sich ein Einsparpotential, wenn man die NEP-Standorte durch regional differenzierte Tarife herbeiführt? Wer profitiert in welchem Umfang von den entstehenden Renten (technologiespezifisch, regional aufgelöst)? Wer verliert und wer gewinnt, wenn die abgeregelten Stunden nicht vergütet werden? Wie können die optimalen Standorte durch regional differenzierte EE-Vergütungen induziert werden? (Kapitel 6.4)

6.2 Räumliche Verteilung der erneuerbaren Erzeugung

Abbildung 8 vermittelt einen ersten Eindruck von der räumlichen Verteilung der EE-Erzeugung in drei der betrachteten Szenarien zur EE-Allokation. Abbildung 8 a) zeigt zunächst die im NEP avisierte räumliche Verteilung der Anlagen. Abbildung 8 b) illustriert die Veränderung der Standorte und Technologien bei einer einheitlichen Vergütung ohne weitere lenkende Eingriffe seitens der Politik. Augenscheinlich resultiert bei einheitlichen (aber technologiespezifischen) Fördersätzen ein stärkerer Solar-Zubau im Südosten und mehr Wind-Zubau im Nordwesten. Abbildung 8 c) zeigt eindrucksvoll, dass ein optimaler Zubau von erneuerbarer Erzeugung sowohl mit Blick auf die Standorte als auch mit Blick auf die Technologiewahl stark unterschiedlich ist. Für die im Modell verwendeten Kostenparameter wird sowohl der Zubau von PV-Erzeugung, als auch Wind-Offshore Anlagen von Wind-Onshore Anlagen verdrängt. Darüber hinaus wird der Zubau im Wesentlichen durch den regionalen Verbrauch bestimmt. Dies suggeriert, dass die hohen Kosten des Netzzubaus (u. a. auch aufgrund von Akzeptanzfragen und der dadurch zunehmenden Pläne zur Erdverkabelung) in Zukunft in Richtung eines dezentralen Energiesystems drängen.³⁵ Dies wird auch durch Tabelle 15 illustriert, die Jahresverbrauch und Jahreserzeugung in den Bundesländern in Relation setzt. Auch hier zeigt sich, dass im NEP-Szenario ein Erzeugungsüberschuss im Norden und ein Nachfrageüberschuss im Südwesten resultiert. Dieses Muster wird bei optimalem Zubau klar durchbrochen. Während in den Industriezentren des Westens der Nachfrageüberschuss bestehen bleibt, ergibt sich zum Beispiel in Bayern ein ausgeglichenes Verhältnis von Erzeugung und Stromverbrauch im Jahresmittel.

³⁵ In Agora (2017) werden sechs unterschiedliche Aspekte der Dezentralität identifiziert und vertiefter analysiert: Eigenversorgung, räumliche Verteilung von Erzeugung und Verbrauch, regionale Ökostrom-Vermarktung, regionale Smart Grids und Smart Markets, lokale Akteure (Bürgerenergie) und die Rolle kommunaler Unternehmen.

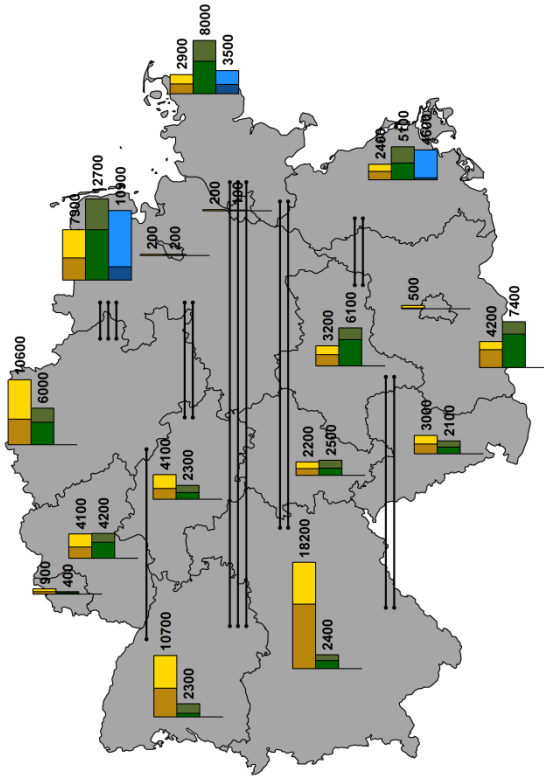
Tabelle 15: Stromverbrauch und Erzeugung nach Bundesländern in den Szenarien MG_{NEP}, MG_{UNIV} und MG_{OPT1} (grün: Jahreserzeugung > Jahresverbrauch, rot: Jahreserzeugung < Jahresverbrauch)

Bundesland	MG _{NEP}				MG _{UNIV}				MG _{OPT1}			
	Erzeugung			Verbrauch	Erzeugung			Verbrauch	Erzeugung			Verbrauch
	EE	KONV	Σ		EE	KONV	Σ		EE	KONV	Σ	
SH	35,6	3,7	39,3	11,1	52,1	3,7	55,8	11,1	19,7	3,6	23,3	11,2
MV	31,7	4,8	36,5	6,0	24,6	5,0	29,6	5,8	17,5	4,9	22,5	5,9
HH	0,3	11,8	12,1	11,5	0,0	11,4	11,4	11,5	0,1	11,6	11,8	11,7
HB	0,6	6,0	6,6	4,5	0,5	6,0	6,5	4,5	0,4	5,8	6,3	4,6
NI	80,7	10,0	90,7	48,5	72,2	10,0	82,2	48,5	30,2	10,0	40,2	49,0
ST	15,0	3,4	18,4	14,7	4,1	3,6	7,6	14,3	10,4	8,9	19,3	14,4
BB	19,0	8,4	27,4	13,6	6,0	10,1	16,0	13,6	14,8	12,6	27,4	13,8
BE	0,4	6,5	6,9	12,2	0,6	6,6	7,2	12,2	0,8	6,5	7,3	12,3
NW	22,7	60,8	83,6	137,5	27,1	59,5	86,6	137,6	30,7	59,8	90,6	139,1
HE	9,1	5,7	14,8	34,6	16,3	5,2	21,4	34,6	26,6	5,1	31,8	35,0
TH	7,5	4,3	11,8	11,4	2,4	4,3	6,7	11,4	3,8	4,3	8,0	11,6
SN	7,6	23,8	31,3	18,3	7,3	24,5	31,8	18,3	6,7	24,3	31,0	18,5
RP	13,6	5,1	18,7	25,8	20,5	4,8	25,3	25,8	20,5	4,7	25,2	26,1
SL	1,9	4,0	5,9	8,3	5,5	3,9	9,4	8,3	6,3	3,7	10,0	8,4
BW	15,3	11,9	27,2	66,4	22,3	11,3	33,6	66,4	29,8	11,5	41,3	67,2
BY	22,4	9,9	32,3	72,9	21,9	9,8	31,7	72,9	65,0	9,5	74,5	73,7
Deutschland	283,4	179,9	463,3	497,4	283,4	179,5	463,0	496,9	283,4	186,8	470,3	502,5

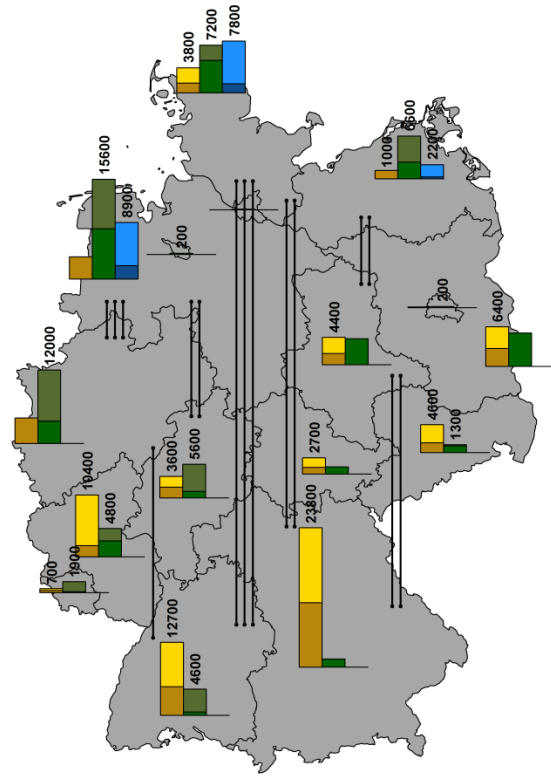
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Abbildung 8: Bestand und Zubau der EE, Ausbauszenarien NEP, UNIV und OPT1

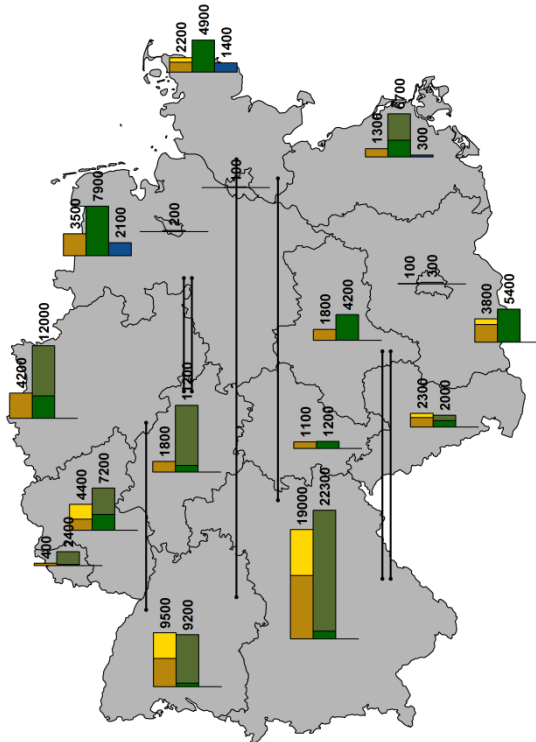
a) MG_{NEP}



b) MG_{UNIV}



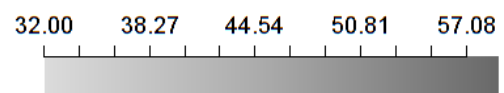
c) MG_{OPT1}



Bestandsänderung Erneuerbare Energien
(in MW)



Durchschnittspreis (in €/MWh)



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Neben der veränderten (systemdienlicheren) regionalen Ansiedlung der Anlagen kommt es in den Szenarien OPT1 und OPT2 auch zu einer Veränderung des EE-Technologiemix und des Umfangs des Zubaus. Tabelle 16 und Tabelle 17 weisen den Zubau der verschiedenen EE-Technologien sowie die damit verbundenen Investitionskosten für die verschiedenen Allokationsszenarien aus.

Tabelle 16: Installierte Leistung von PV-Anlagen, Wind Onshore und Wind Offshore im Jahr 2035, Modellprognose

Angaben in [GW]	NEP	UNIV	OPT1	OPT2	OPT3
Photovoltaik	75,3	74,2	55,6	47,6	74,4
Wind Onshore	61,8	60,1	97,3	100,7	60,7
Wind Offshore	19,0	18,8	3,9	3,9	18,9
Gesamt	156,1	153,0	156,7	152,1	154,0

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Tabelle 17: Investitionskosten, Annuitäten für den Zubau von PV-Anlagen, Wind Onshore und Wind Offshore, Modellprognose

Angaben in [Mrd. €]	NEP	UNIV	OPT1	OPT2	OPT3
Photovoltaik	4,3	4,2	3,2	2,7	4,2
Wind Onshore	6,0	5,9	9,7	10,0	6,0
Wind Offshore	4,8	4,8	1,0	1,0	4,8
Gesamt	15,1	14,9	13,8	13,7	15,1

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Die Wind Onshore Kapazität übersteigt in den Szenarien OPT1 sowie OPT2 die installierten Leistungen des Szenarios NEP signifikant (um 36 bzw. 39 GW), was durch einen geringeren Ausbau der PV- und Offshore-Kapazitäten kompensiert wird. Insgesamt bleibt die installierte Leistung in OPT1 und OPT2 gegenüber NEP weitgehend konstant. Gleichzeitig geht der Leitungsausbau bei einem EE-Zubau gemäß der optimalen Allokation aus dem Systemoptimum $FB_{OPT2\&SA}$ im Marktgleichgewicht von elf Leitungen auf sechs Leitung zurück ($MG_{NEP\&SA\&RD}$ vs. $MG_{OPT2\&SA\&RD}$). Die Ergebnisse suggerieren, dass es sich bei den zukünftigen EE-Investitionskosten lohnen könnte, durch eine systemdienliche Wahl von Standorten und Technologiemix zusätzlichen Netzausbau einzusparen.

An dieser Stelle sei erwähnt, dass im Rahmen der Berechnungen zwar technische und politische Rahmenbedingungen bezüglich des Ausbaus an erneuerbarer Erzeugung berücksichtigt werden, aber darüber hinaus in den Szenarien angenommen wird, dass die Investitionsentscheidungen den Anreizen folgen, die die Akteure aus den Marktpreisen und Förderinstrumenten erhalten. Zu den berücksichtigten Rahmenbedingungen gehört das technische Potential je Technologie und Bundesland als Obergrenze für den Ausbau und der Bestand aus 2014 als Untergrenze, der auch für 2035 wieder zugebaut werden muss (außer im Szenario MG_{UNIV} , Begründung siehe Kapitel 5). Zusätzlich muss die gesamte Jahreserzeugung von Wind und PV ohne systemdienliche EE-Abregelung für alle alternativen Allokationsszenarien mit den NEP-Mengen übereinstimmen. Hauptsächlich politisch motivierte Rahmenbedingungen, wie die 10-H-Regelung für Bayern, werden für unsere Untersuchungen nicht berücksichtigt, da sich solche Vorgaben auch schnell wieder ändern können.

6.3 Einspeisung und Abregelung

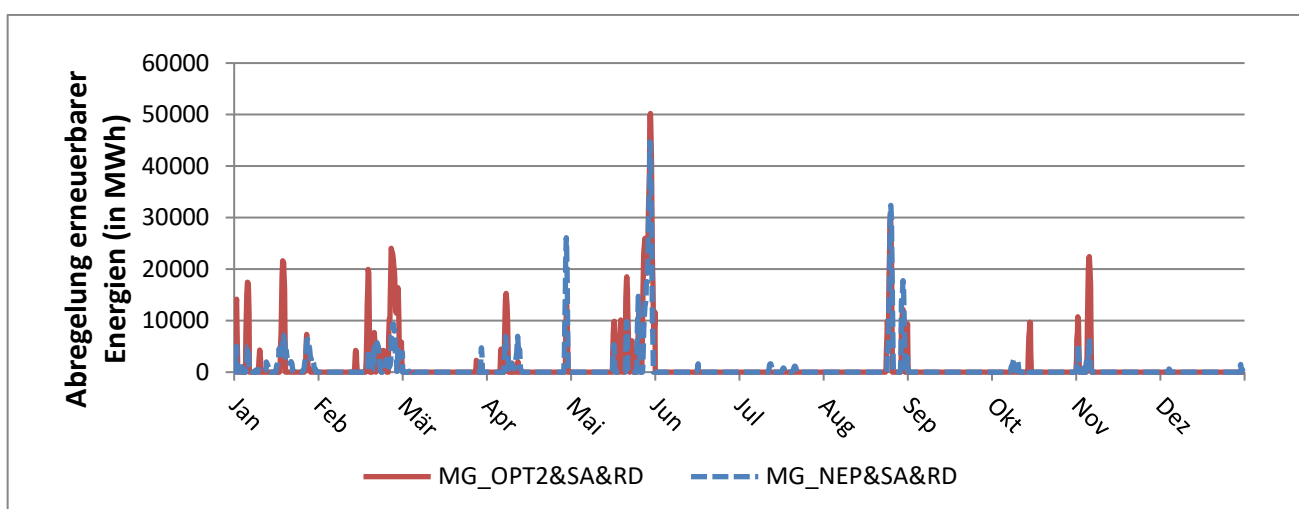
In Tabelle 18 werden der Umfang und die Ursache der Abregelung erneuerbarer Erzeugung näher untersucht. Es zeigt sich, dass der Großteil der Abschaltung negative Preise an der Strombörse zur Ursache hat. In den MG-Szenarien beträgt der Anteil der Abschaltung zwischen 2 % und 3,8 % der EE-Erzeugung, was etwas höher als der aktuell im NEP avisierte Umfang (3 %) ist. Im FB_{NEP}-Szenario ist der Umfang der Abregelung etwas höher. Bei optimaler regionaler Verteilung der EE-Anlagen käme es zu einer niedrigeren Abregelung, die allerdings noch immer über der Abregelung der korrespondierenden MG-Szenarien liegt. Auffällig ist auch, dass ein Großteil der Abschaltung auf die Vermeidung negativer Marktpreise zurückgeht. Nur ein geringer Anteil wird im Redispatch abgeschaltet, in den meisten Szenarien ist der Anteil so gering, dass er in den Zahlen nicht aufscheint.

Tabelle 18: *Einspeisung und Abregelung erneuerbarer Energien am Spotmarkt und tatsächlich realisiert*

Mengen in [TWh]	Mögliche Einspeisung	Einsp. Spot	Abreg. Spot	Anteil Abreg.	Einsp. tatsächl.	Abreg. tatsächl.	Anteil Abreg.
MG _{NEP&SA}	283,4	278,1	5,4	1,9%	277,6	5,8	2,0%
MG _{NEP&SA&RD}	283,4	278,1	5,4	1,9%	276,4	7,0	2,5%
MG _{OPT2&SA}	283,4	272,8	10,7	3,8%	272,8	10,7	3,8%
MG _{OPT2&SA&RD}	283,4	272,8	10,7	3,8%	272,8	10,7	3,8%
MG _{OPT3&SA&RD}	283,4	277,9	5,5	2,0%	277,9	5,6	2,0%
FB _{NEP&SA}	283,4	267,8	15,6	5,5%	267,8	15,6	5,5%
FB _{OPT2&SA}	283,4	272,2	11,2	4,0%	272,2	11,2	4,0%
FB _{OPT3&SA}	283,4	275,8	7,7	2,7%	275,8	7,7	2,7%

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Abbildung 9: *Systemdienliche Abregelung der erneuerbaren Energien im Modell im Jahr 2035*

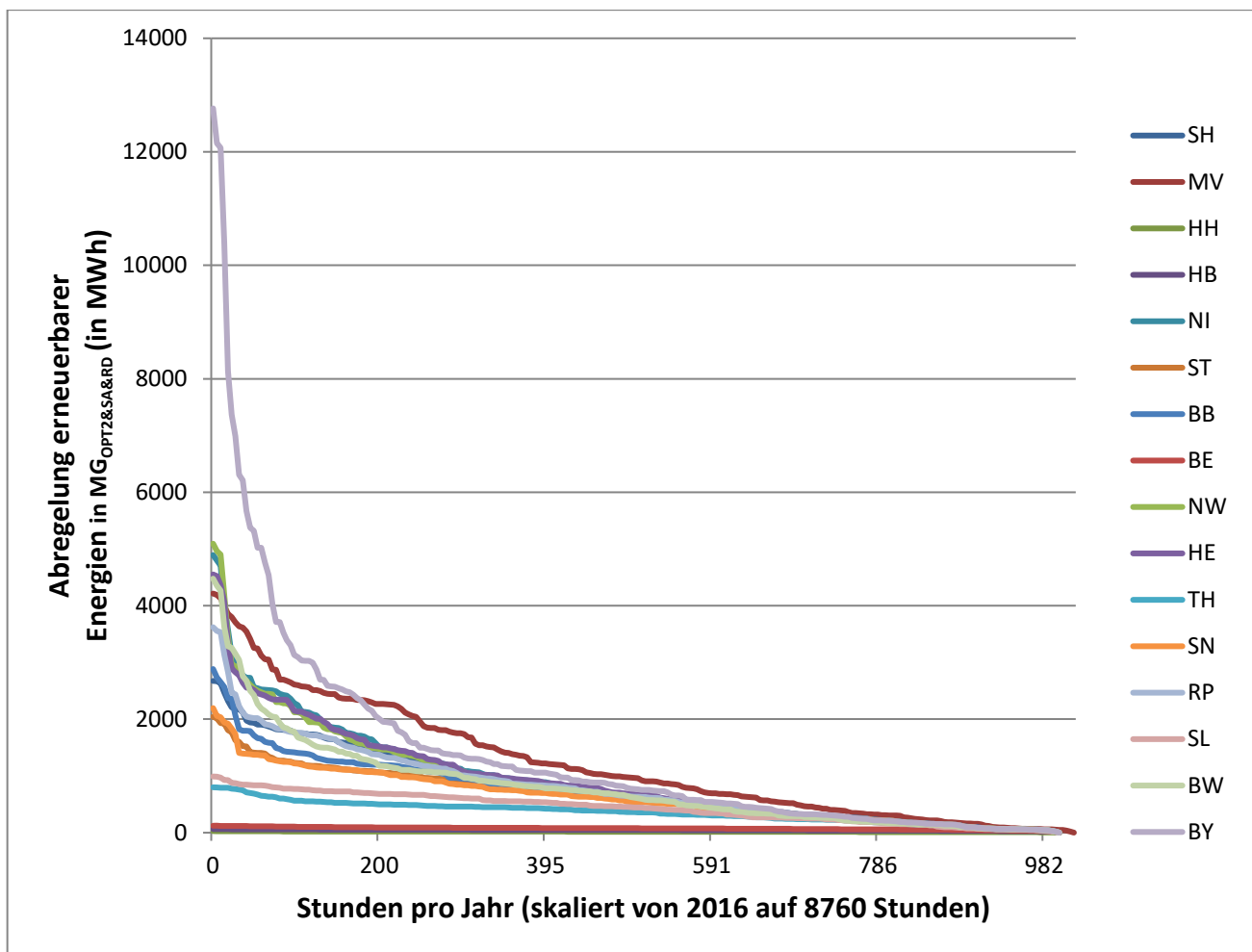


Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Abbildung 9 illustriert im Detail die systemdienliche Abregelung erneuerbarer Erzeugungsanlagen, die sich im Laufe von 2.016 Stunden³⁶ gleichverteilt über alle Monate des Jahres 2035 ergibt.³⁷ Es wird deutlich, dass zwar nur in wenigen Stunden abgeregelt wird, in diesen Stunden aber durchaus substantielle Mengen.

Abbildung 10 zeigt eindrucksvoll, dass der Überschussstrom an den einzelnen Standorten nur in einem Bruchteil der Stunden des Jahres zur Verfügung steht. Gängige oder perspektivisch realisierbare Speicherlösungen sind absehbar nicht in der Lage, diese Mengen tatsächlich wirtschaftlich zu nutzen und müssen mit weit mehr Volllaststunden laufen um profitabel zu sein. Letztlich illustriert Abbildung 11, dass die durch Abschaltung zur Verfügung stehenden Mengen in allen Szenarien auf wenige Stunden verteilt sind.

Abbildung 10: Systemdienliche Abregelung der erneuerbaren Energien im Modell für das Szenario $MG_{OPT2\&SA\&RD}$ im Jahr 2035 je Bundesland

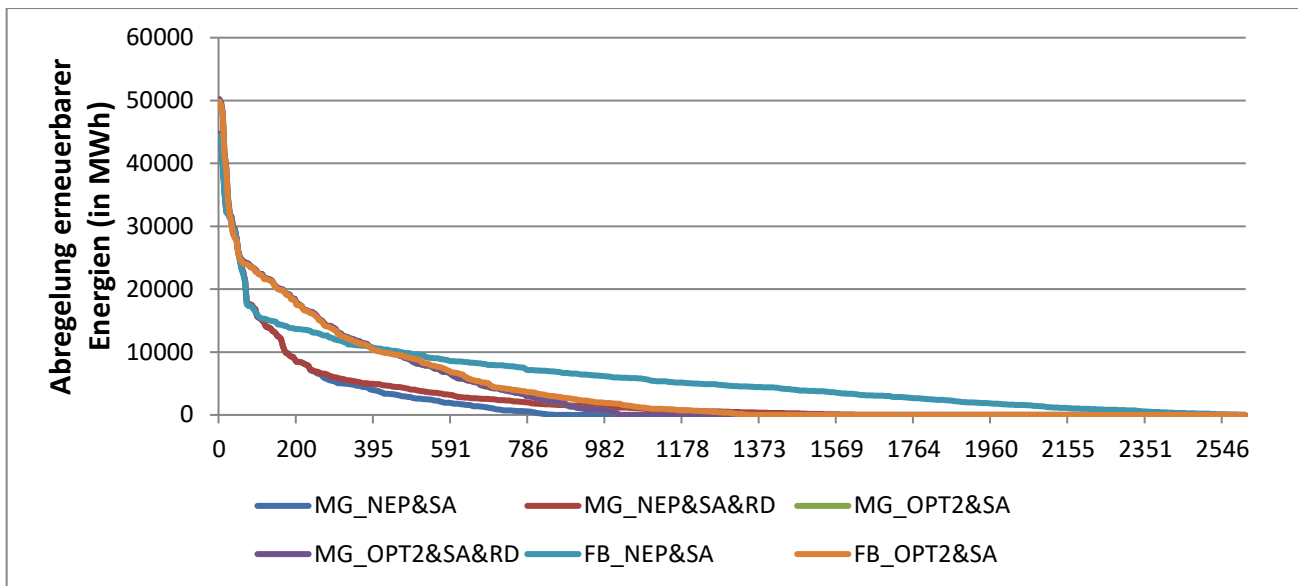


Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

³⁶ Die Berechnung der 2.016 Typstunden ist in Fußnote 5 aufgeführt.

³⁷ Da es sich bei dem verwendeten Marktmodell um ein gemischt-ganzzahliges Programm handelt, wird aus laufezeittechnischen 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 Abregelungsverlauf hier abgetragen ist.

Abbildung 11: Systemdienliche Abregelung der erneuerbaren Energien im Modell im Jahr 2035 je Szenario



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

6.4 Vergütung der EE

In den Kapiteln 6.1 bis 6.3 wurde gezeigt, dass eine verbesserte Standortwahl für die erneuerbare Erzeugung ein deutliches Potential zur Kosteneinsparung birgt. Um die Effizienzgewinne heben zu können ist ein detailliertes Nachdenken über den Mechanismus erforderlich, der die entsprechenden Zubauentscheidungen herbeiführt. In Deutschland beobachten wir traditionell eine Mischung aus einer technologie- (aber nicht standort-) spezifischen Förderung kombiniert mit politischen Lenkungsmechanismen.

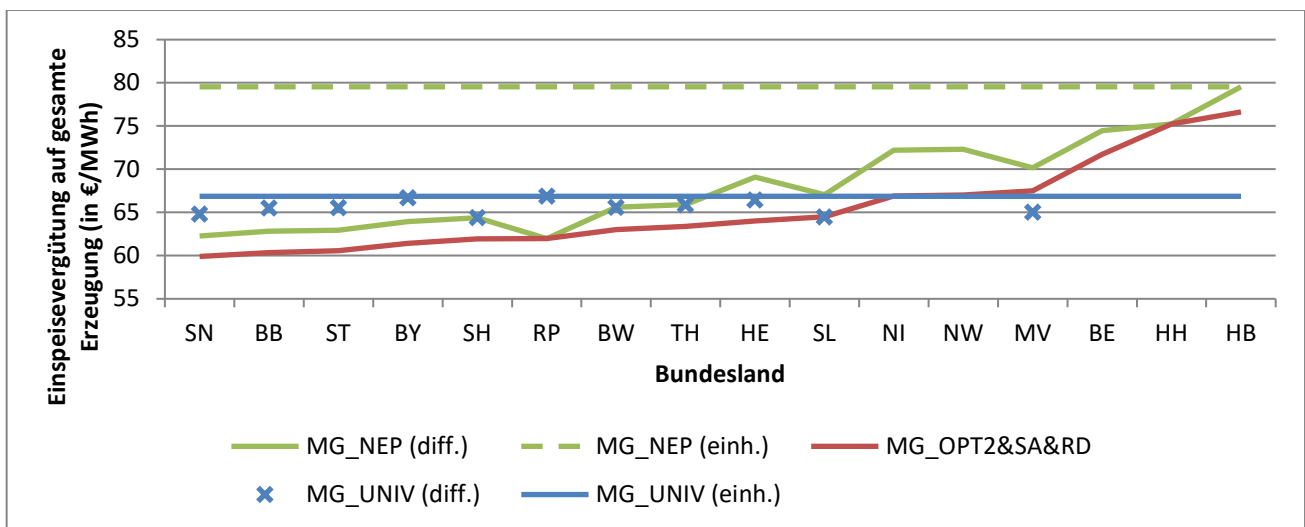
Die Analyse in diesem Gutachten kann eine Idee davon vermitteln, welche Ausgaben für erneuerbare Erzeugung unter verschiedenen Prämissen notwendig sind, um die verschiedenen Standorte der Szenarien NEP, UNIV, OPT1, OPT2 und OPT3 zu induzieren. Wir beleuchten im Wesentlichen zwei Dimensionen: (1) ob die Vergütung bundesweit zu einheitlichen Konditionen erfolgt oder regional differenziert wird, (2) ob die mögliche Einspeisung vollständig vergütet wird oder abgeregelte Stunden aus der Vergütung herausfallen. Der Fokus der Betrachtungen liegt dabei auf der Frage, (i) um wie viel die Vergütungen der EE-Anlagen in den verschiedenen Regimes über den tatsächlichen Investitionskosten liegen, (ii) wie sich die Renten aus der Erzeugung von EE-Strom zwischen den Technologien und den Standorten verteilen.

Vorausgeschickt sei, dass alle Mechanismen garantieren müssen, dass auch der Betreiber mit der ungünstigsten Ertragssituation die Möglichkeit zum profitablen Betrieb der Anlage haben muss – anderenfalls kann der entsprechende Zubau (durch privatwirtschaftliche Investitionen) nicht unterstellt werden. Dies illustriert unmittelbar, dass eine bundesweit einheitliche Vergütung (zu Konditionen, die auch an den ertragsärmsten Standorten zu Investitionen führen) eine umfangreiche Umverteilung von Renten implizieren kann, von den Zahlern der EEG-Umlage zu den Betreibern von Anlagen an besonders ertragreichen Standorten. Der Effekt kann abgemildert werden, indem die Vergütung regional differenziert wird.

6.4.1 Einspeisevergütung auf die mögliche Erzeugung

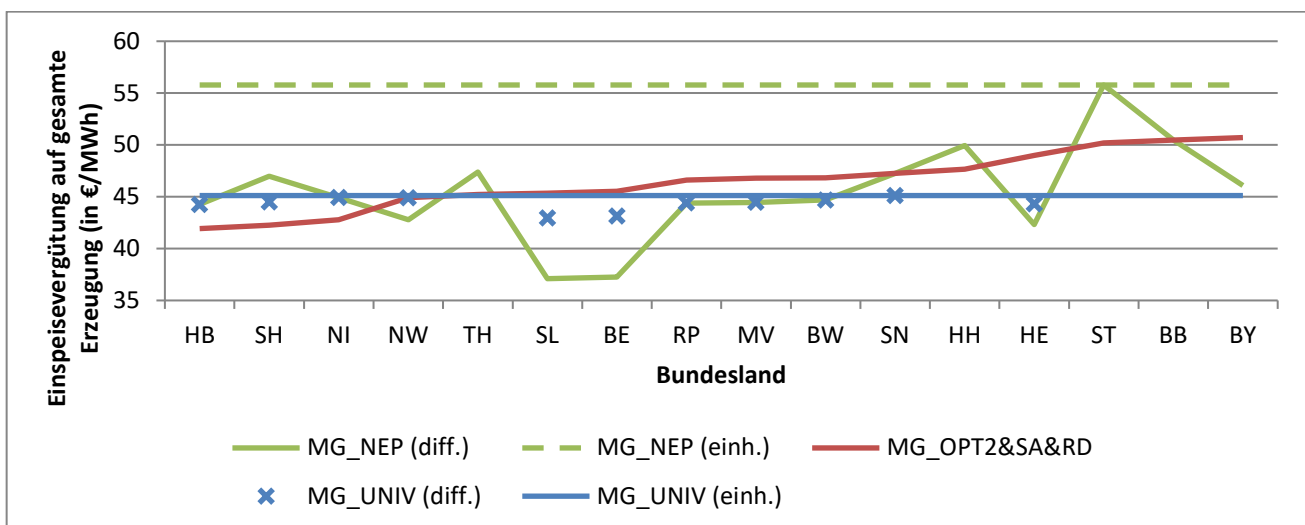
Abbildung 12 und Abbildung 13 zeigen die Einspeisevergütungen für PV- und Wind Onshore-Anlagen bei bundesweit einheitlicher bzw. regional differenzierter Vergütung. Bei bundesweit einheitlicher Vergütung ist für den Zubau der im NEP avisierten PV-Leistung eine Vergütung von 79,54 €/MWh nötig, wenn auch abgeregelte Stunden vergütet werden. Bei regional differenzierten Vergütungen schwanken die bundeslandspezifischen Sätze zwischen 61,97 €/MWh (Rheinland-Pfalz) und 79,54 €/MWh (Bremen), mit einem mengengewichteten Durchschnittswert von 66,45 €/MWh. Abbildung 13 illustriert dieselben Zusammenhänge für Wind Onshore. Bei bundesweit einheitlicher Vergütung ist hier für den Zubau der im NEP avisierten Leistung eine Vergütung von 55,78 €/MWh nötig, wenn auch abgeregelte Stunden vergütet werden. Bei regional differenzierten Vergütungen schwanken die bundeslandspezifischen Sätze zwischen 37,10 (Saarland) und 55,78 €/MWh (Sachsen-Anhalt), mit einem mengengewichteten Durchschnittswert von 46,50 €/MWh.

Abbildung 12: Einspeisevergütungen für gesamte PV-Erzeugung bei bundesweit einheitlicher bzw. regional differenzierter Vergütung



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Abbildung 13: Einspeisevergütungen für gesamte Wind Onshore-Erzeugung bei bundesweit einheitlicher bzw. regional differenzierter Vergütung



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Ein Vergleich der regional differenzierten Fördersätze, die zum NEP-Ausbau führen (grüne durchgezogene Linie) mit dem bundesweit einheitlichen Fördersatz (grün gestrichelte Linie) suggeriert zudem, dass der einheitliche Fördersatz zu weit umfangreicherem Zubau als im NEP veranschlagt führen würde. Folglich sind in diesem Regime flankierende politische Maßnahmen notwendig, um den Zubau regional zu koordinieren. Die blauen durchgezogenen Linien in den beiden Diagrammen stellen die (einheitlichen) Fördersätze dar, die einen Zubau genau der im NEP avisierten Jahreserzeugung an PV- und Windstrom durch private Investoren herbeiführen würde. In dem Szenario UNIV wird unterstellt, dass an besonders teuren Standorten kein Repowering der Anlagen stattfindet. Tabelle 19 und Tabelle 20 zeigen, dass in einem solchen Szenario die Förderkosten stark reduziert sind und eine regional differenzierte Förderung keine stark unterschiedlichen Tarife impliziert (blaue Kreuze in der Grafik). Bei bundesweit einheitlicher Vergütung nach dem Regime UNIV ist für den Zubau von PV-Anlagen, die die im NEP avisierte PV-Erzeugung gewährleisten, eine Vergütung von 66,87 €/MWh nötig, wenn auch abgeregelte Stunden vergütet werden. Bei regional differenzierten Vergütungen schwanken die bundeslandspezifischen Sätze zwischen 64,39 (Schleswig-Holstein) und 66,87 €/MWh (Rheinland-Pfalz), mit einem mengengewichteten Durchschnittswert von 66,03 €/MWh. In einigen Bundesländern (BE, HB, HH, NI, NW,) findet in diesem Szenario kein PV-Zubau statt. Abbildung 13 illustriert dieselben Zusammenhänge für Wind Onshore. Bei bundesweit einheitlicher Vergütung ist hier für den Zubau von Wind Onshore-Anlagen, die die im NEP avisierte Jahreserzeugung gewährleisten, eine Vergütung von 45,12 €/MWh nötig, wenn auch abgeregelte Stunden vergütet werden. Bei regional differenzierten Vergütungen schwanken die bundeslandspezifischen Sätze zwischen 42,96 (Saarland) und 45,12 €/MWh (Sachsen), mit einem mengengewichteten Durchschnittswert von 44,62 €/MWh. In einigen Bundesländern findet kein Zubau von Wind Onshore-Kapazität statt (BB, BY, HH, ST, TH).

Die roten Linien in Abbildung 12 und Abbildung 13 illustrieren die regional differenzierten Vergütungssätze, die zu einem Zubau von erneuerbarer Erzeugung gemäß Szenario OPT2 führen würden. Offensichtlich ergibt sich hier eine größere Variabilität der regionalen Vergütungssätze als im Szenario UNIV. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass der Zubau verstärkt verbrauchsnahe induziert wird. Um die EE-Standorte im Wohlfahrtsoptimum zu induzieren sind zwingend regional differenzierte Fördersätze notwendig. Die bundeslandspezifischen Sätze für PV-Strom schwanken zwischen 59,90 (Sachsen) und 76,63 €/MWh (Bremen), mit einem mengengewichteten Durchschnittswert von 62,75 €/MWh. Abbildung 13 illustriert dieselben Zusammenhänge für Wind Onshore. Bei regional differenzierten Vergütungen schwanken die bundeslandspezifischen Sätze zwischen 41,93 (Bremen) und 50,71 €/MWh (Bayern), mit einem mengengewichteten Durchschnittswert von 47,33 €/MWh. Insgesamt ergibt sich in diesem Szenario ein nur geringer PV-Zubau, dafür aber ein massiver Zubau an Wind Onshore-Kapazität.

Tabelle 19: Investitionskosten, Einnahmen und Renten der PV-Anlagenbetreiber (Annuitäten) in den Szenarien NEP, UNIV, OPT1, OPT2 und OPT3 bei versch. Vergütungsformen

Angaben in [Mrd. €]		Investkosten	Einnahmen	Renten
NEP	diff.	4,26	4,50	0,23
NEP	einheitlich	4,26	5,38	1,12
UNIV	diff.	4,20	4,47	0,27
UNIV	einheitlich	4,20	4,53	0,33
OPT1	diff.	3,15	3,26	0,11
OPT2	diff.	2,70	2,77	0,07
OPT3	diff.	4,21	4,43	0,21

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Tabelle 20: Investitionskosten, Einnahmen aus der Förderung und Renten der Wind Onshore-Anlagenbetreiber (alles Annuitäten) in den Szenarien NEP, UNIV, OPT1, OPT2 und OPT3 bei verschiedenen Vergütungsformen

Angaben in [Mrd. €]		Investkosten	Einnahmen	Renten
NEP	diff.	6,03	6,40	0,37
NEP	einheitlich	6,03	7,67	1,64
UNIV	diff.	5,88	6,14	0,26
UNIV	einheitlich	5,88	6,21	0,33
OPT1	diff.	9,67	10,20	0,54
OPT2	diff.	10,00	10,55	0,55
OPT3	diff.	6,02	6,26	0,24

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Tabelle 21: Renten der Photovoltaik-Anlagenbetreiber (Annuitäten) in den Szenarien NEP, UNIV und OPT2 bei verschiedenen Vergütungsformen je Bundesland

Angaben in [Mio. €]	MG_NEP		MG_UNIV		MG_OPT2&SA&RD
	differenziert	einheitlich	differenziert	einheitlich	differenziert
BB	17,7	85,7	30,8	38,9	8,5
BE	0,8	2,8	0,0	0,0	0,0
BW	44,3	182,6	44,3	59,2	21,3
BY	66,4	333,7	115,3	119,1	31,9
HB	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0
HE	12,2	49,2	3,9	5,2	0,0
HH	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0
MV	7,0	26,1	0,0	1,7	2,2
NI	23,9	71,8	0,0	0,0	0,0
NW	29,4	92,4	0,0	0,0	0,0
RP	0,0	65,8	29,4	29,4	0,0
SH	8,4	49,0	8,4	17,0	2,7
SL	2,4	12,4	0,8	2,3	0,8
SN	7,8	57,1	16,2	25,0	2,5
ST	7,4	57,1	15,5	20,9	2,4
TH	6,0	33,1	6,0	8,4	1,9
Summe	233,9	1.119,8	270,7	327,0	74,2

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Tabelle 19 und Tabelle 20 illustrieren, dass die Förderung der erneuerbaren Energien die tatsächlichen Investitionskosten für die Anlagen deutlich übersteigt. Insbesondere bei bundesweit einheitlicher Vergütung entstehen umfangreiche Renten bei Betreibern von EE-Anlagen, deren Verteilung über die Bundesländer in Tabelle 21 (für PV-Anlagen), Tabelle 22 (für Wind Onshore) und Tabelle 23 (für Wind Offshore) aufgeschlüsselt wird. Eine regional differenzierte Förderung trägt dazu bei, diese Renten der Anlagenbetreiber massiv zu reduzieren, für PV-Erzeugung von 1.119,8 Mio. €/Jahr auf 233,9 Mio. €/Jahr, für Wind Onshore von 1.644,4 Mio. €/Jahr auf 367,6 Mio. €/Jahr. Es ist natürlich hier anzumerken, dass die einheitlichen Fördersätze zur Implementierung des NEP-Szenarios unter der Annahme ermittelt sind, dass alle im NEP vorgesehenen Anlagen auch tatsächlich von privaten Investoren gebaut werden sollen. Es ist anzunehmen, dass die politischen Ausbauziele entsprechend angepasst würden, sollte sich abzeichnen, dass derartige Fördersätze zum Erreichen des Zubaus im NEP-Szenario nötig würden.

Tabelle 22: Renten der Wind Onshore-Anlagenbetreiber (Annuitäten) in den Szenarien NEP, UNIV und OPT2 bei verschiedenen Vergütungsformen je Bundesland

Angaben in [Mio. €]	MG_NEP		MG_UNIV		MG_OPT2&SA&RD
	differenziert	einheitlich	differenziert	einheitlich	differenziert
BB	37,7	116,8	0,0	0,0	37,7
BE	0,0	0,2	1,8	3,0	3,2
BW	0,0	59,2	0,0	4,5	22,7
BY	0,0	51,1	0,0	0,0	124,8
HB	2,1	7,6	2,1	2,5	1,2
HE	0,0	74,3	13,5	24,0	89,7
HH	0,3	1,4	0,0	0,0	0,0
MV	31,2	161,7	31,2	40,9	65,6
NI	75,5	390,7	75,5	82,4	24,0
NW	18,4	200,6	58,1	63,8	58,1
RP	11,6	123,8	11,6	19,7	36,5
SH	94,4	253,7	53,7	63,9	25,5
SL	0,0	20,4	15,4	25,9	27,1
SN	9,7	49,8	0,0	0,0	9,7
ST	79,6	79,6	0,0	0,0	21,5
TH	7,2	53,5	0,0	0,0	0,0
Summe	367,6	1.644,4	262,8	330,5	547,2

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Tabelle 23: Renten der Wind Offshore-Anlagenbetreiber in den Szenarien NEP, UNIV und OPT2 bei verschiedenen Vergütungsformen je Bundesland

Angaben in [Mio. €]	MG_NEP		MG_UNIV		MG_OPT2&SA&RD
	differenziert	einheitlich	differenziert	einheitlich	differenziert
MV	152,9	152,9	13,1	18,2	0,0
NI	70,8	516,1	70,8	70,8	0,0
SH	0,0	188,5	47,2	47,2	0,0
Summe	223,7	857,5	131,1	136,1	0,0

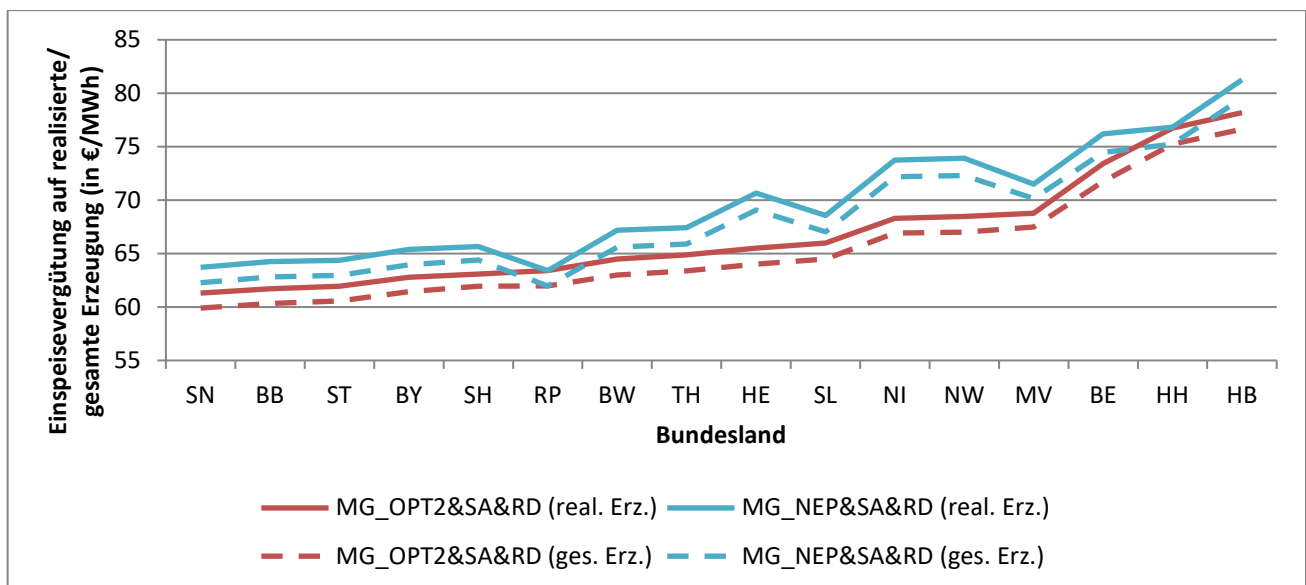
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

6.4.2 Einspeisevergütung auf die realisierte Erzeugung

Im Folgenden illustrieren wir exemplarisch, dass eine Vergütung nur der tatsächlich eingespeisten (und nicht auch der vom TSO abgeregelten) Erzeugung zu einem signifikanten Anstieg der Vergütung von EE-Strom pro MWh führen kann. Der Effekt ist eindeutig, da ja die Investitionskosten der jeweils erzeugungsschwächsten Anlage im relevanten Gebiet auf die produzierten Stunden umgerechnet werden müssen. Abbildung 14 und Abbildung 15 illustrieren dies.

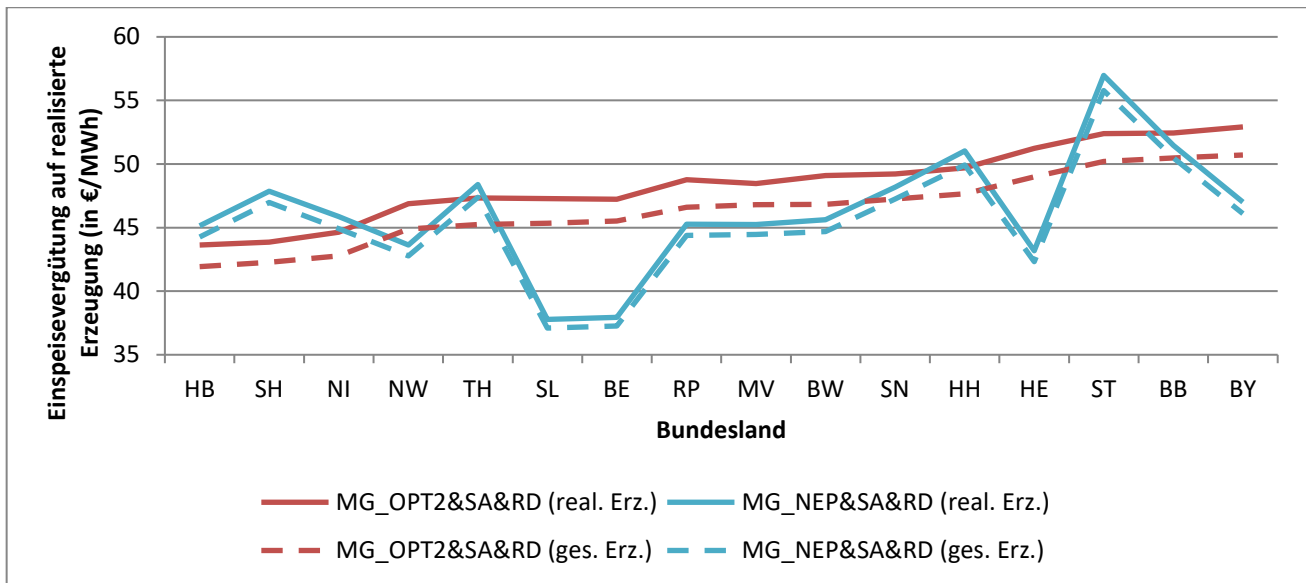
In den beiden Abbildungen zeigen die durchgezogenen Linien jeweils den Vergütungssatz, der auf die tatsächlich eingespeiste Erzeugung gezahlt werden müsste. Die gestrichelten Linien zeigen im Vergleich dazu die Vergütungssätze, die sich ergeben würden, wenn die Zahlungen für jede mögliche MWh erfolgt.

Abbildung 14: Einspeisevergütungen bei regional differenzierter Vergütung für die realisierte PV-Erzeugung (durchgezogene Linie) bzw. die insgesamt mögliche PV-Erzeugung (gestrichelte Linie)



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Abbildung 15: Einspeisevergütungen bei regional differenzierter Vergütung für die realisierte Wind Onshore-Erzeugung (durchgezogene Linie) bzw. die insgesamt mögliche Wind Onshore-Erzeugung (gestrichelte Linie)



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Tabelle 24 und Tabelle 25 fassen die Investitionskosten, Einnahmen der Anlagen sowie die Renten der Anlagenbetreiber zusammen. Ein Vergleich der Einnahmen und Renten zeigt, dass der Effekt der Vergütung nur der tatsächlich eingespeisten Stunden ambivalent ist. Während bei regional differenzierter Vergütung kein Unterschied zu beobachten ist (d.h. die Unterschiede sind so geringfügig, dass sie hier nicht aufscheinen), sind bei einheitlicher Vergütung die Zahlungen und somit auch die Renten der Anlagenbetreiber unterschiedlich.

Tabelle 24: Investitionskosten, Einnahmen und Renten der PV-Anlagenbetreiber in den Szenarien NEP, OPT2 und OPT3 bei systemdienlicher Abregelung und Vergütung nur der tatsächlichen Einspeisung

Angaben in [Mrd. €]		Investkosten	Einnahmen	Renten
MG_NEP&SA&RD	diff.	4,26	4,50	0,23
MG_NEP&SA&RD	einheitl.	4,26	5,27	1,00
MG_OPT2&SA&RD	diff.	2,70	2,77	0,07
MG_OPT3&SA&RD	diff.	4,21	4,43	0,21

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Tabelle 25: Investitionskosten, Einnahmen und Renten der Wind Onshore-Anlagenbetreiber in den Szenarien NEP, OPT2 und OPT3 bei systemdienlicher Abregelung und Vergütung nur der tatsächlichen Einspeisung

Angaben in [Mrd. €]		Investkosten	Einnahmen	Renten
MG_NEP&SA&RD	diff.	6,03	6,40	0,37
MG_NEP&SA&RD	inh.	6,03	7,52	1,49
MG_OPT2&SA&RD	diff.	10,00	10,55	0,55
MG_OPT3&SA&RD	diff.	6,02	6,26	0,24

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Für Solaranlagenbetreiber sind die Renten niedriger, wenn die abgeregelten Stunden nicht vergütet werden. Der Unterschied ist darauf zurückzuführen, dass in dem vorliegenden Fall die teuerste Solaranlage kaum abgeregelt wird und sich somit deren Fördersatz nicht stark ändert. Allerdings bekommen alle Anlagen diesen im Wesentlichen unveränderten Fördersatz nur auf die tatsächlich eingespeisten Stunden, wodurch die Gesamtzahlung an die Anlagenbetreiber sinkt (von 5,38 auf 5,27 Mrd. € pro Jahr, vergleiche auch Tabelle 19). Die Renten der Solaranlagenbetreiber sinken von 1,12 auf 1,00 Mrd. € pro Jahr (vgl. ebenfalls die Zahlen aus Tabelle 19).

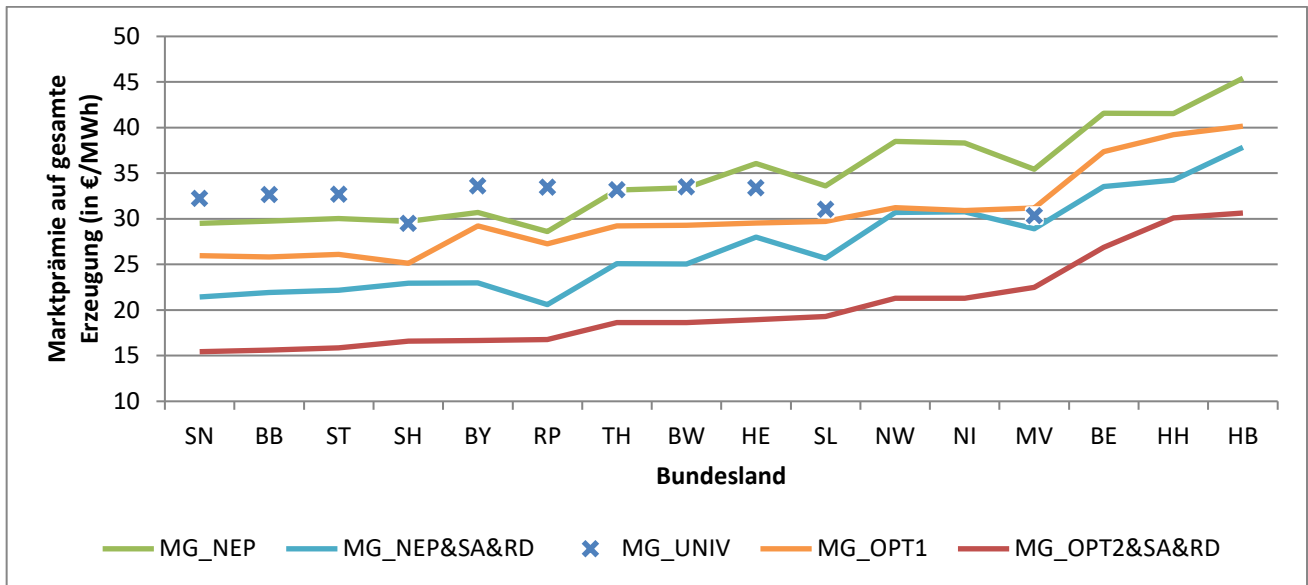
Für Wind Onshore-Anlagenbetreiber gilt dies ebenfalls. Die Gesamtzahlung an die Anlagenbetreiber sinkt von 7,67 auf 7,52 Mrd. € pro Jahr. Die Renten der Wind Onshore-Anlagenbetreiber sinken von 1,64 auf 1,49 Mrd. € pro Jahr (vgl. die Zahlen aus Tabelle 20).

Es sei abschließend nochmals betont, dass der negative Effekt auf die Zahlungen an die Anlagenbetreiber und deren Renten keineswegs allgemeiner Natur ist. Würde die preissetzende Anlage überproportional häufig abgeregelt, so wäre zu erwarten, dass die Zahlungen und die Renten insgesamt ansteigen.

6.4.3 Marktprämie

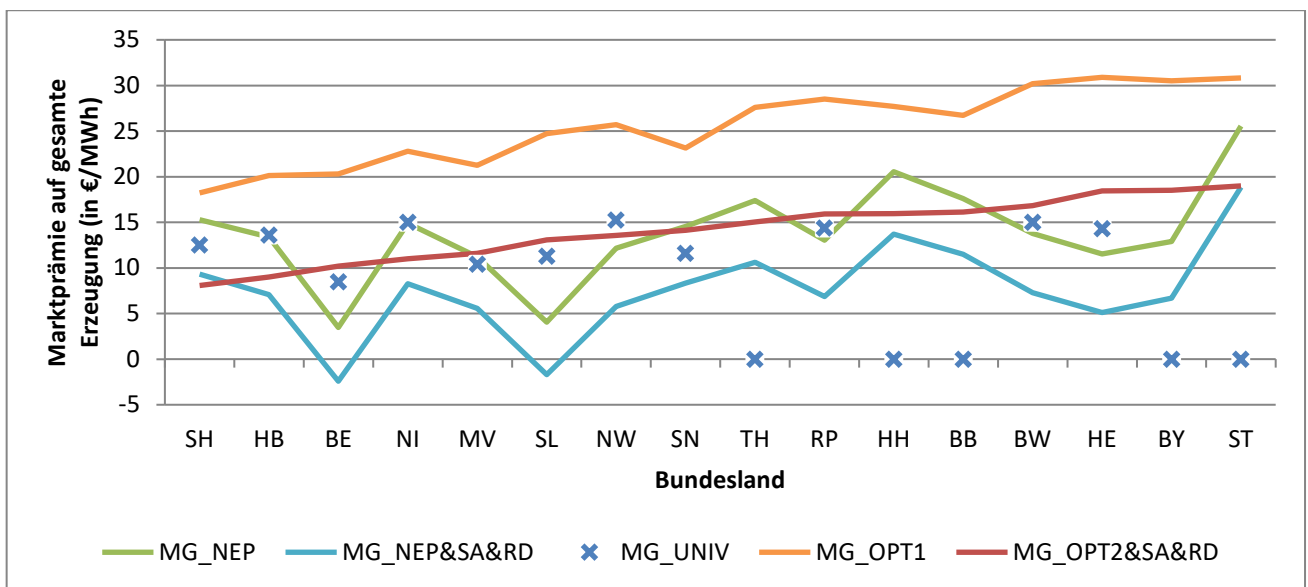
Abschließend betrachten wir die Zahlung einer Marktprämie zur Vergütung der erneuerbaren Erzeugung, zusätzlich zu den an der Börse erzielten Erlösen. Abbildung 16 und Abbildung 17 zeigen die bundeslandspezifischen Marktprämien für verschiedene Szenarien. Da die Erlöse an der Börse (in €/MWh) aufgrund des Marktdesigns in allen Bundesländern identisch sind, ergeben sich die unterschiedlichen Marktprämien ausschließlich aufgrund der unterschiedlichen Investitionskosten und der unterschiedlich ertragreichen Standorte der EE-Anlagen.

Abbildung 16: Marktprämie für PV-Erzeugung bei regional differenzierter Vergütung



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Abbildung 17: Marktprämie für Wind Onshore-Erzeugung bei regional differenzierter Vergütung



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Tabelle 26 und Tabelle 27 schlüsseln die Einnahmen nach Herkunft auf (Einnahmen aus der Marktprämie und Einnahmen aus dem Börsenhandel) und liefern einen Vergleich der Förderkosten in den verschiedenen Szenarien. Tendenziell erhöht eine Abregelung der EE-Erzeugung die Einnahmen aus dem Verkauf von EE an der Börse, da negative Preise entfallen. Entsprechend sinkt auch in diesen Fällen die Marktprämie.

Tabelle 26: Investitionskosten, Einnahmen aus der Marktprämie, Einnahmen aus dem Börsenhandel und Renten der Photovoltaik-Anlagenbetreiber in den Szenarien NEP, UNIV, OPT1, OPT2 und OPT3 bei Marktprämie und regional differenzierter Vergütung

Angaben in [Mrd. €]	Investkosten	Einnahmen Marktprämie	Einnahmen Verkauf	Renten
MG_NEP	4,26	2,25	2,25	0,23
MG_NEP&SA&RD	4,26	1,72	2,78	0,23
MG_UNIV	4,20	2,24	2,23	0,27
MG_OPT1	3,15	1,48	1,78	0,11
MG_OPT2&SA&RD	2,70	0,79	1,98	0,07
MG_OPT3&SA&RD	4,21	1,65	2,77	0,21

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Tabelle 27: Investitionskosten, Einnahmen aus der Marktprämie, Einnahmen aus dem Börsenhandel und Renten der Wind Onshore-Anlagenbetreiber in den Szenarien NEP, UNIV, OPT1, OPT2 und OPT3 bei Marktprämie und regional differenzierter Vergütung

Angaben in [Mrd. €]	Investkosten	Einnahmen Marktprämie	Einnahmen Verkauf	Renten
MG_NEP	6,03	2,09	4,31	0,37
MG_NEP&SA&RD	6,03	1,22	5,18	0,37
MG_UNIV	5,88	1,92	4,22	0,26
MG_OPT1	9,67	5,87	4,33	0,54
MG_OPT2&SA&RD	10,00	3,42	7,13	0,55
MG_OPT3&SA&RD	6,02	1,08	5,18	0,24

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

6.4.4 Vergleich der verschiedenen Tarife

Tabelle 28 betrachtet die Umlage, die die Verbraucher pro konsumierter MWh für die EE-Finanzierung zahlen müssen. Die erste Spalte unterstellt eine Umlage nur der nicht durch Erlöse am Markt abgedeckten Investitionskosten. Die zweite Spalte umfasst die tatsächliche Einspeiseförderung unter der Annahme regional differenzierter Tarife zur EE-Förderung. Hierin sind auch die Kosten enthalten, die dadurch entstehen, dass einige die EE-Anlagen Renten realisieren. Die dritte Spalte weist die auf die MWh umgelegte Einspeisevergütung bei Zahlung einer deutschlandweit einheitlichen Förderung aus.

Tabelle 29 spezifiziert die mengengewichtete durchschnittliche Förderung der EE-Anlagen für die Einspeisevergütung auf die insgesamt mögliche Erzeugung und die realisierte Erzeugung, im Vergleich mit den Erzeugungskosten der konventionellen Kraftwerke.

Tabelle 28: Umlage der EE-Investitionskosten und der Einspeisevergütung (differenziert und einheitlich) auf die Verbraucher (unter Berücksichtigung der Einnahmen am Spotmarkt)

Angaben in [€/MWh]	EE-Investitions- Umlage	Einspeise- vergütung (diff.)	Einspeise- vergütung (einh.)
MG _{NEP}	11,54	13,20	18,83
MG _{NEP&SA*}	8,09	9,74	15,44
MG _{NEP&RD}	11,54	13,20	18,83
MG _{NEP&SA}	8,09	9,74	15,44
MG _{NEP&SA&RD}	8,16	9,74	15,52
MG _{UNIV}	11,27	12,61	12,87
MG _{OPT1}	14,26	15,54	-
MG _{OPT1&RD}	14,26	15,55	-
MG _{OPT2&SA}	7,92	9,18	-
MG _{OPT2&SA&RD}	7,92	9,18	-
MG _{OPT3&SA&RD}	7,85	9,18	-
FB _{NEP}	19,04	20,69	-
FB _{NEP&SA}	12,28	14,28	-
FB _{OPT1}	14,07	15,37	-
FB _{OPT2&SA}	8,04	9,33	-
FB _{OPT3&SA}	9,97	11,38	-

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Tabelle 29: Vergütung der EE-Anlagen im Vergleich zwischen den verschiedenen Förderregimes und Kosten der konventionellen Erzeugung (alle Werte im mengengewichteten Mittel)

Angaben in [€/MWh]	Einspeisevergütung gesamt	Einspeisevergütung realisiert	Erzeugungskosten konventionell
MG _{NEP}	56,32	56,32	43,61
MG _{NEP&SA*}	56,32	57,41	43,61
MG _{NEP&RD}	56,32	56,32	43,61
MG _{NEP&SA}	56,32	57,41	43,61
MG _{NEP&SA&RD}	56,32	57,41	43,61
MG _{UNIV}	54,81	54,81	43,63
MG _{OPT1}	50,96	50,96	43,58
MG _{OPT1&RD}	50,96	50,96	43,58
MG _{OPT2&SA}	50,47	52,44	43,65
MG _{OPT2&SA&RD}	50,47	52,44	43,65
MG _{OPT3&SA&RD}	55,43	56,53	43,53
FB _{NEP}	56,32	56,32	43,87
FB _{NEP&SA}	56,32	59,60	44,30
FB _{OPT1}	50,96	50,96	44,39
FB _{OPT2&SA}	50,47	52,55	44,49
FB _{OPT3&SA}	55,43	56,97	44,12

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

7 Zusammenfassung der Ergebnisse

In diesem Gutachten wird das Modell aus Grimm et al. (2015) und EnCN/FAU/Prognos (2016) verwendet, um mögliche Effizienzgewinne aus einer verbesserten Allokation der erneuerbaren Erzeugungsanlagen zu identifizieren und aufzuzeigen, inwiefern eine regional differenzierte Förderung notwendig ist, um eine entsprechende Ansiedlung der Anlagen herbeizuführen.

Den Ausgangspunkt der Überlegungen bildete dabei eine Prognose für das Stromversorgungssystem im Jahr 2035 unter der Annahme, dass der im Netzentwicklungsplan (NEP) unterstellte Ausbau der erneuerbaren Erzeugung umgesetzt wird und am Strommarkt weitgehend die aktuellen Rahmenbedingungen Bestand haben. Für dieses Szenario wurden für die verschiedenen erneuerbaren Erzeugungstechnologien EE-Fördersätze ermittelt, die notwendig wären, um den im NEP avisierten Ausbau zu incentivieren. Zum Vergleich wurde beleuchtet, in welchem Umfang die Vergütung der EE reduziert werden könnte, wenn durch eine regional differenzierte Vergütung (auf Bundeslandebene) die regional unterschiedliche Produktivität der Anlagen bei der Bestimmung der Fördersätze berücksichtigt werden kann. Es zeigt sich, dass eine regional differenzierte Förderung die Förderkosten signifikant reduzieren kann (um mehr als 2 Mrd. €/Jahr). Dies ist insbesondere darin begründet, dass die notwendigen Fördersätze an ertragreichen Standorten günstiger ausfallen können.

In weiteren Analysen zeigt sich, dass die im NEP avisierte Allokation der EE sich keineswegs aus einer deutschlandweit einheitlichen Förderung ergeben würden. Um dies zu illustrieren wird ein weiteres Szenario berechnet, in dem die regionale Verteilung des EE-Ausbaus bei gegebenem Mengenziel und bundesweit einheitlicher Förderung ermittelt wird. Der in dem Szenario notwendige Fördersatz ist niedriger als der (einheitliche) Fördersatz, der zur Realisation des NEP-Ausbaus notwendig wäre. Gleichzeitig ergeben sich deutliche Unterschiede in den Standorten der Anlagen im Vergleich zu den NEP-Standorten, bei unveränderter Notwendigkeit zu umfangreichem Netzausbau. Das Szenario zeigt, dass sich die im NEP avisierte Allokation keineswegs bei einheitlichen Fördersätzen ergibt, sondern flankierende politische Maßnahmen zur Umsetzung notwendig sind.

Insgesamt ergeben sich zwischen all diesen Szenarien nur moderate Wohlfahrtsunterschiede (von bis zu maximal 0,5 Mrd. €/Jahr), zu erwartende Strompreise auf ähnlich (hohem) Niveau, und es ergibt sich die Notwendigkeit umfangreichen Netzausbaus. Um den Einfluss flankierender moderater Anpassungen des Marktdesigns abzuschätzen, werden die obigen Szenarien auch unter der Annahme einer systemdienlichen Abregelung von EE berechnet, sowie unter der Annahme, dass systemdienliche Abregelung und auch Redispatch-Aktivitäten schon bei der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden. Die Maßnahmen führen zu moderaten Effizienzgewinnen (ca. 1,3 Mrd. €/Jahr), die auch in ähnlicher Höhe schon in Vorgängerstudien (Grimm et al., 2015 und 2016c, und EnCN/FAU/Prognos, 2016) identifiziert wurden.

In einem zweiten Schritt wurde das optimale Stromversorgungssystem charakterisiert, in dem die Standorte sämtlicher Erzeuger (konventionell und erneuerbar) systemoptimal gewählt werden unter der Annahme, dass auch systemoptimal produziert wird. Ein Vergleich der Systemoptima mit und ohne systemoptimaler Ansiedlung der erneuerbaren Erzeugung zeigt, dass die Standorte der EE-Anlagen einen ganz entscheidenden und substanziellen Effekt auf die Effizienz und die Ausgestaltung des Gesamtsystems haben. Zwei First-Best Benchmarks werden hier genauer in den Blick genommen: Ein Szenario mit systemoptimalen EE-Standorten unter der Annahme systemdienlicher Abregelung der Anlagen, die auch im Netzausbau antizipiert wird. Sowie ein weiteres Szenario, in dem keine systemdienliche Abregelung der Anlagen umgesetzt wird. In beiden Szenarien unterscheidet sich die Ansiedlung der EE-Anlagen (weit mehr der Anlagen werden im Süden gebaut) sowie der TechnologiemiX (Zubau von deutlich mehr Onshore Wind-Anlagen) klar von den NEP-Szenarien. Eine Betrachtung von bundeslandspezifischem Jahresverbrauch und –erzeugung zeigt, dass hier in weit größerem Umfang regionale Nachfrage lokal gedeckt werden kann. Durch die weitgehend verbrauchsnahe Ansiedlung der EE-Erzeugung reduziert sich der notwendige Netzausbau auf ein Minimum (d. h. kein

Zubau von Trassen) und es können substantielle Wohlfahrtsgewinne realisiert werden (bis zu 4,5 Mrd. €/Jahr).

In einem dritten Schritt wurden die aus den Berechnungen des Systemoptimums resultierenden EE-Standorte im Kontext des aktuellen deutschen Marktdesigns betrachtet. In fünf verschiedenen Szenarien (mit und ohne systemdienlicher Abregelung von EE, mit und ohne Antizipation von Redispatch bei der Netzausbauplanung sowie mit und ohne Verschiebungen bei der Technologiewahl) zeigt sich, dass eine verbrauchsnahe Ansiedlung der EE-Erzeugung große Wohlfahrtsgewinne in Höhe von bis zu 3,4 Mrd. €/Jahr und eine signifikante Reduktion des notwendigen Netzausbaus (von 15 auf nur 6 bis 8 Leitungen) impliziert. Letzteres geht im Wesentlichen auf die verbrauchsnahe Standorte der erneuerbaren Erzeugung zurück. Für die verschiedenen Szenarien werden jeweils die bundeslandspezifischen Fördersätze ermittelt, die eine systemoptimale Standortentscheidung bei den EE-Investitionen implizieren würden. Diese weichen zum Teil deutlich von den Fördersätzen ab, die in den anderen Szenarien resultieren.

Die in diesem Gutachten präsentierten Berechnungen zeigen deutlich, dass die Standortwahl für die erneuerbare Erzeugung eine wichtige Rolle für die Systemeffizienz spielt. In detaillierten Analysen werden daher auch für alle Szenarien die notwendigen EE-Vergütungen analysiert. Die nötige Förderung ist deutlich geringer bei einer regional differenzierten Vergütung, da so die Vergütung an ertragsreichen Standorten niedriger ausfallen kann und insgesamt weniger auf die Verbraucher umgelegt werden muss. Allerdings besteht bei zu feiner regionaler Differenzierung die Gefahr, dass Preise strategisch beeinflusst werden. Dies wurde in den vorliegenden Analysen nicht näher betrachtet, da die Komplexität der Systemmodellierung keine Analyse strategischer Interaktion zulässt.

Für den Fall der systemdienlichen Abregelung überschüssigen EE-Stroms bei negativen Preisen am Spotmarkt wurde differenziert betrachtet, ob die Vergütung nur der tatsächlich eingespeisten Menge Vorteile verspricht. Die Ergebnisse sind ambivalent und hängen davon ab, ob die preissetzenden Anlagen in großem Umfang abgeregelt werden (dann würde die Förderung insgesamt steigen) oder nicht (dann würde die Förderung sinken). Letztendlich wird auch ein Marktprämienmodell analysiert und aufgezeigt, in welchem Umfang die am Markt realisierten Erlöse aufgestockt werden müssten.

8 Anhang

Dieser Anhang enthält verschiedene weitere Modellberechnungen, die von der Monopolkommission nach Fertigstellung des Hauptgutachtens angefragt wurden.

8.1 Szenario analog zu OPT3 ohne Systemdienliche Abregelung

Im Folgenden werden Tabelle 13 und Tabelle 14 um die Szenarien FB_{OPT4} und MG_{OPT4} ergänzt. In beiden Szenarien wird die optimale Allokation der EE berechnet, unter der Nebenbedingung, dass die PV- und die Windenergie-Erzeugung identisch sind wie in der NEP-Allokation und wobei zudem angenommen wird, dass die systemdienliche Abschaltung (SA) nicht möglich ist. Die entsprechenden hinzukommenden Ergebniszeilen sind grau unterlegt. Es zeigt sich, dass gerade im aktuellen Markt-design (MG) die systemdienliche Abschaltung (SA) einen großen Anteil an potentiellen Effizienzgewinnen hat, dass aber auch durch eine verbesserte Standortwahl der EE beträchtliche Effizienzgewinne realisiert werden können.

Tabelle 30: Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien – Wohlfahrtseffekte, Netzausbau und Preisunterschiede

	ΔW [Mio. €]	P_{AVG} [€/MWh]	Netzentgelt [€/MWh]	EE-Investitions- Umlage [€/MWh]	P_{CORR} [€/MWh]	Leitungsaus- bau [Anzahl]
MG _{NEP}	0,0	45,93	11,77	11,54	69,24	15
MG _{NEP&SA*}	517,9	48,76	11,62	8,09	68,47	15
MG _{NEP&RD}	84,0	45,93	11,51	11,54	68,98	14
MG _{NEP&SA}	648,0	48,76	11,36	8,09	68,21	14
MG _{NEP&SA&RD}	1.263,7	48,76	10,10	8,16	67,02	11
MG _{UNIV}	523,5	45,77	11,39	11,27	68,43	15
FB _{NEP}	1.295,0	42,02	0,59	19,04	61,65	9
FB _{NEP&SA}	1.991,6	47,78	0,52	12,28	60,58	5
FB _{OPT1}	4.087,5	41,94	3,09	14,07	59,11	0
FB _{OPT2&SA}	4.515,8	46,81	3,39	8,04	58,24	0
FB _{OPT3&SA}	2.987,2	47,90	2,18	9,97	60,05	3
FB _{OPT4}	2.681,1	43,61	0,52	14,94	59,07	3
MG _{OPT1}	2.667,6	42,05	7,97	14,26	64,28	7
MG _{OPT1&RD}	2.956,9	42,05	7,39	14,26	63,70	6
MG _{OPT2&SA}	3.139,0	47,07	8,18	7,92	63,17	7
MG _{OPT2&SA&RD}	3.423,9	47,07	7,60	7,92	62,59	6
MG _{OPT3&SA&RD}	1.919,6	48,72	8,96	7,85	65,53	8
MG _{OPT4}	954,5	45,77	10,19	11,60	67,56	12

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Tabelle 31: Ergebnisse der betrachteten Modellszenarien – Zubau und Abbau von Kraftwerken und CO₂-Emissionen

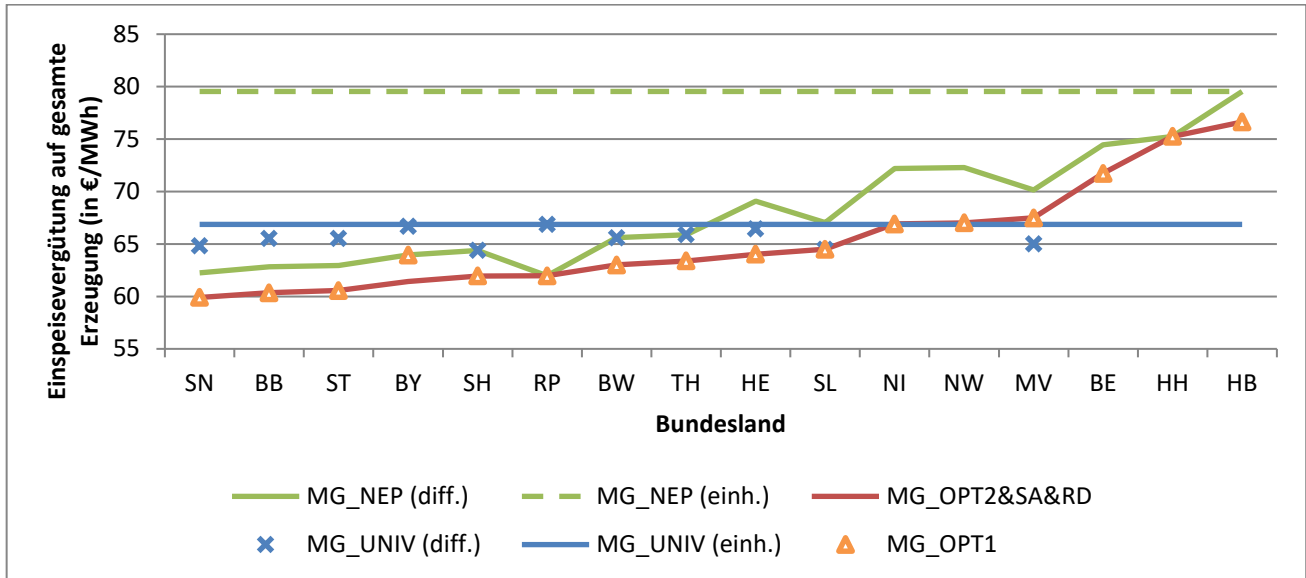
	Δ Kohle [MW]	Δ Gas [MW]	Δ Gas KWK [MW]	CO ₂ Ausstoß [Mio. t]
MG _{NEP}	-1.723,8	-721,4	7.000,0	106,4
MG _{NEP&SA*}	-1.723,8	-721,4	7.000,0	106,2
MG _{NEP&RD}	-1.723,8	-721,4	7.000,0	106,4
MG _{NEP&SA}	-1.723,8	-721,4	7.000,0	106,2
MG _{NEP&SA&RD}	-1.723,8	-721,4	7.000,0	107,4
MG _{UNIV}	-1.502,1	-479,6	7.000,0	107,0
FB _{NEP}	-2.146,3	-490,9	7.000,0	105,5
FB _{NEP&SA}	-2.655,3	23,7	7.000,0	105,5
FB _{OPT1}	-1.990,2	639,4	7.000,0	108,0
FB _{OPT2&SA}	-1.923,7	799,6	7.000,0	108,7
FB _{OPT3&SA}	-2.655,3	-485,8	7.000,0	103,0
FB _{OPT4}	-2.655,3	-485,8	7.000,0	103,0
MG _{OPT1}	-70,6	-1.402,4	7.000,0	115,4
MG _{OPT1&RD}	-70,6	-1.402,4	7.000,0	115,4
MG _{OPT2&SA}	0,0	-1.402,4	7.000,0	116,0
MG _{OPT2&SA&RD}	0,0	-1.402,4	7.000,0	116,1
MG _{OPT3&SA&RD}	-1.672,7	-1.261,6	7.000,0	106,6
MG _{OPT4}	-1.656,4	-1.264,7	7.000,0	106,7

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

8.2 Integration von OPT1 in Abbildung 12 und Abbildung 13

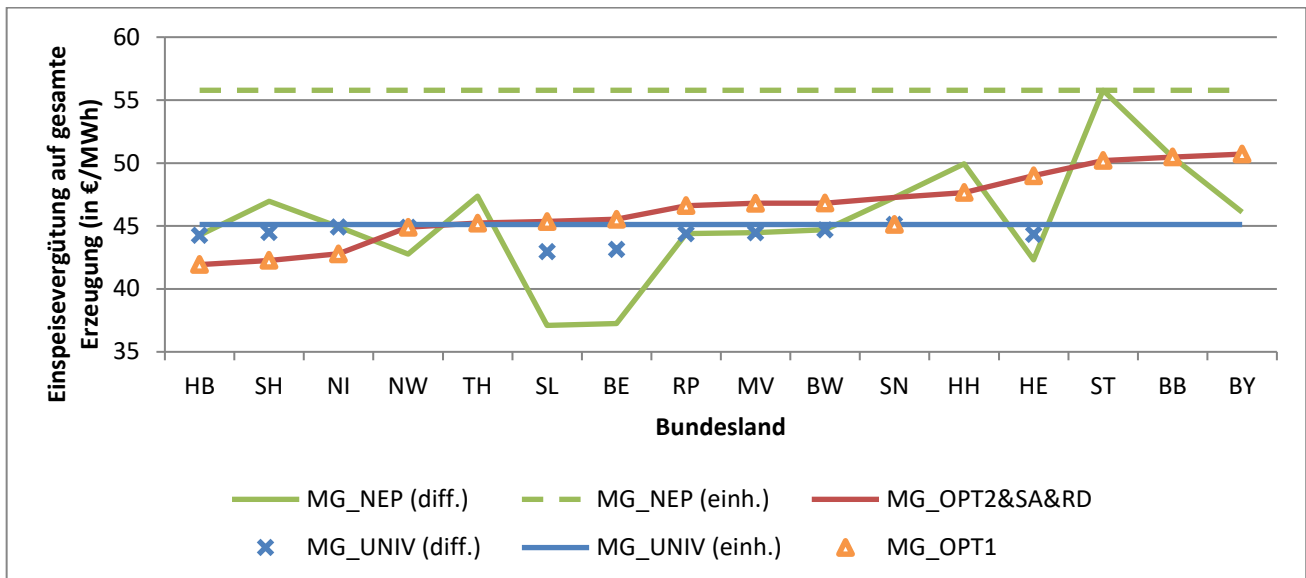
Die folgenden Grafiken Abbildung 12 und Abbildung 13 um das Szenario OPT1. Bereitgestellt wird außerdem ein Datenfile, das die regional aufgeschlüsselten Vergütungen enthält.

Abbildung 18: Einspeisevergütungen für gesamte PV-Erzeugung bei bundesweit einheitlicher bzw. regional differenzierter Vergütung



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

Abbildung 19: Einspeisevergütungen für gesamte Wind Onshore-Erzeugung bei bundesweit einheitlicher bzw. regional differenzierter Vergütung



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

8.3 Integration von OPT2 in Tabelle 15

Die folgende Tabelle ergänzt Tabelle 15 um das Szenario MG_{OPT2&S&ARD}.

Tabelle 32: Stromverbrauch und Erzeugung nach Bundesländern in den Szenarien MG_{NER}, MG_{UNIV}, MG_{OPT1} und MG_{OPT2&S&ARD} (grün: Jahreserzeugung > Jahresverbrauch, rot: Jahreserzeugung < Jahresverbrauch)

Bundesland	MG _{NER}			Verbrauch	MG _{UNIV}			Verbrauch	MG _{OPT1}			Verbrauch	MG _{OPT2&S&ARD}			Verbrauch
	Erzeugung	KONV	Σ		Erzeugung	KONV	EE		Erzeugung	KONV	Σ		Erzeugung	KONV	Σ	
SH	35,6	3,7	39,3	11,1	52,1	3,7	55,8	11,1	19,7	3,6	23,3	11,2	19,0	3,6	22,6	11,0
MV	31,7	4,8	36,5	6,0	24,6	5,0	29,6	5,8	17,5	4,9	22,5	5,9	19,5	4,9	24,4	5,8
HH	0,3	11,8	12,1	11,5	0,0	11,4	11,4	11,5	0,1	11,6	11,8	11,7	0,1	11,7	11,8	11,5
HB	0,6	6,0	6,6	4,5	0,5	6,0	6,5	4,5	0,4	5,8	6,3	4,6	0,4	5,8	6,2	4,5
NI	80,7	10,0	90,7	48,5	72,2	10,0	82,2	48,5	30,2	10,0	40,2	49,0	30,2	9,9	40,2	48,3
ST	15,0	3,4	18,4	14,7	4,1	3,6	7,6	14,3	10,4	8,9	19,3	14,4	10,4	9,2	19,6	14,2
BB	19,0	8,4	27,4	13,6	6,0	10,1	16,0	13,6	14,8	12,6	27,4	13,8	14,0	12,5	26,4	13,6
BE	0,4	6,5	6,9	12,2	0,6	6,6	7,2	12,2	0,8	6,5	7,3	12,3	0,8	6,5	7,3	12,1
NW	22,7	60,8	83,6	137,5	27,1	59,5	86,6	137,6	30,7	59,8	90,6	139,1	30,7	60,2	91,0	137,1
HE	9,1	5,7	14,8	34,6	16,3	5,2	21,4	34,6	26,6	5,1	31,8	35,0	26,6	5,2	31,8	34,4
TH	7,5	4,3	11,8	11,4	2,4	4,3	6,7	11,4	3,8	4,3	8,0	11,6	4,4	4,3	8,6	11,4
SN	7,6	23,8	31,3	18,3	7,3	24,5	31,8	18,3	6,7	24,3	31,0	18,5	11,0	24,1	35,1	18,3
RP	13,6	5,1	18,7	25,8	20,5	4,8	25,3	25,8	20,5	4,7	25,2	26,1	20,5	4,7	25,2	25,7
SL	1,9	4,0	5,9	8,3	5,5	3,9	9,4	8,3	6,3	3,7	10,0	8,4	6,3	3,7	10,0	8,3
BW	15,3	11,9	27,2	66,4	22,3	11,3	33,6	66,4	29,8	11,5	41,3	67,2	28,3	12,0	40,4	66,2
BY	22,4	9,9	32,3	72,9	21,9	9,8	31,7	72,9	65,0	9,5	74,5	73,7	61,1	9,6	70,7	72,6
Deutschland	283,4	179,9	463,3	497,4	283,4	179,5	463,0	496,9	283,4	186,8	470,3	502,5	283,4	187,9	471,3	494,9

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen

9 Bibliografie

50Hertz (2015). *Netzbelastung in der Regelzone*.

URL <http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen/Netzbelastung> (abgerufen am 20.04.2016).

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).

Agora Energiewende (2017). *Energiewende und Dezentralität. Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte*.

Ambrosius, M., V. Grimm, C. Sölch, G. Zöttl (2017). *Investment Incentives for Flexible Demand Options under Different Market Designs*. Mimeo FAU Erlangen-Nürnberg.

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/inter-net.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/\\$file/Foliensatz_Energie-Info-EE-und-das-EEG2013_31.01.2013.pdf](https://www.bdew.de/inter-net.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/$file/Foliensatz_Energie-Info-EE-und-das-EEG2013_31.01.2013.pdf) (abgerufen am 10.05.2016).

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).

BNetzA (2015). *EEG in Zahlen 2014*. URL https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2014.xlsx (abgerufen am 17.05.2017).

BNetzA (2016a). *Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030*. Bonn, 30. Juni 2016.

BNetzA (2016b). *Kraftwerkliste zu der Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030*. 30. Juni 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_kurzfasung_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, Nettowärmeerzeugung, 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).

Egerer, J., C. Gerbault, 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.
- EnCN/FAU/Prognos (2016), *Dezentralität und Zellulare Optimierung – Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf*. Gutachten im Auftrag der N-Ergie AG, Nürnberg.
- 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).
- Gerbault, 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.
- Grimm, V., G. Zöttl, B. Rückel, C. Sölch (2015). *Regionale Preiskomponenten im Strommarkt*. Gutachten im Auftrag der Monopolkommission in Vorbereitung des 71. Sondergutachtens Energie 2015 der Monopolkommission, Juni 2015.
- 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., B. Rückel, C. Sölch, G. Zöttl (2016c). *Zur Reduktion des Netzausbaubedarfs durch Redispatch und effizientes Engpassmanagement: Eine modellbasierte Abschätzung*. List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik 41 (4), 465-498.
- Grimm, V., L. Schewe, M. Schmidt, G. Zöttl (2017a). *Uniqueness of Market Equilibrium on a Network: A Peak-Load Pricing Approach*. European Journal of Operational Research 261 (3), 971-983.
- Grimm, V., B. Rückel, C. Sölch, G. Zöttl (2017b). *The Impact of Market Design on Transmission and Generation Investment in Electricity Markets*. Mimeo FAU Erlangen-Nürnberg.
- Grimm, V., M. Ambrosius, B. Rückel, C. Sölch, G. Zöttl (2017c). *Modellierung von liberalisierten Strommärkten – Herausforderungen und Lösungen*. Perspektiven der Wirtschaftspolitik 18 (1), 1-30.
- 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.
- 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 re-search and applications*. URL <http://gmao.gsfc.nasa.gov/merra/> (abgerufen am 10.05.2016).
- Prognos (2013). *Entwicklung von Stromproduktionskosten: Die Rolle von Freiflächen-Solkraftwerken in der Energiewende*. URL http://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/131010_Prognos_Belectric_Studie_Freiflaechen_Solkraftwerke_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.
- Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE (2015). *Übersicht Offshore Windparks Stand Juni 2015*. URL http://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/mediaimages/Grafik%20Offshore-Parks_Stand%20Juni%202015.jpg (abgerufen am 17.05.2017).
- Tennet (2015). *Statisches Netzmodell* URL <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/statisches-netzmodell/statisches-netzmodell> (abgerufen am 20.04.2015).
- 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 (2016a). *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).
- ÜNB (2016b). *Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. Januar 2016.
- ÜNB (2017). *Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. 31. Januar 2017.
- VDE (2014). *FNN-Karte "Deutsches Höchstspannungsnetz 2014"*. URL <https://www.vde.com/de/fnn/aktuelles/2014/Seiten/m20140106.aspx> (abgerufen am 20.04.2015).



Fürther Str. 250, „Auf AEG“
90429 Nürnberg

Fon: +49 (0)911 / 56 854 9120
Fax: +49 (0)911 / 56 854 9121
info@encn.de
www.encn.de



Lehrstuhl für Volkswirtschaftslehre, insb. Wirtschaftstheorie
Lange Gasse 20 / 90403 Nürnberg

Fon: +49 (0)911 / 5302 224
Fax: +49 (0)911 / 5302 168
veronika.grimm@fau.de
www.wirtschaftstheorie.wiso.uni-erlangen.de
