

CLIMATE CHANGE

33/2023

Projekt SeEiS – Substitutionseffekte erneuerbarer Energien im Stromsektor

Modellierung der Substitutionseffekte erneuerbarer
Energien im deutschen und europäischen Stromsektor
und ihrer Auswirkungen auf die Emissionsbilanzierung
erneuerbarer Energieträger

Endbericht für die Analysejahre 2013 – 2018

CLIMATE CHANGE 33/2023

EVUPLAN des Bundesministerium für Wirtschaft und
Klimaschutz

Forschungskennzahl 37EV 16 126 0
FB000967

Projekt SeEiS – Substitutionseffekte erneuerbarer Energien im Stromsektor

Modellierung der Substitutionseffekte erneuerbarer
Energien im deutschen und europäischen Stromsektor
und ihrer Auswirkungen auf die Emissionsbilanzierung
erneuerbarer Energieträger

Endbericht für die Analysejahre 2013 – 2018

von

Robert Kunze, Hannes Miehling
Energy Systems Analysis Associates – ESA² GmbH, Dresden

Carl-Philipp Anke, Constantin Dierstein, Fabian Hinz,
Theresa Ladwig, Dominik Möst, Steffi Schreiber
Technische Universität Dresden

Ulrich Reiter; Martin Jakob
TEP Energy GmbH, Zürich

Armin Ardone
Karlsruher Institut für Technologie

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 [/umweltbundesamt.de](https://www.facebook.com/umweltbundesamt.de)

 [/umweltbundesamt](https://twitter.com/umweltbundesamt)

Durchführung der Studie:

Energy Systems Analysis Associates – ESA² GmbH
Bernhardstr. 92
01187 Dresden

Technische Universität Dresden
Lehrstuhl für Lehrstuhl für Energiewirtschaft (EE²)
01062 Dresden

Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP)
Hertzstr. 16
76187 Karlsruhe

TEP Energy GmbH
Rotbuchstr. 68
8037 Zürich
Schweiz

Abschlussdatum:

Oktober 2022

Redaktion:

Fachgebiet V 1.5 Energiedaten,
Geschäftsstelle der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)
Fabian Sandau, Dr. Thomas Lauf

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Juni 2023

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung: Projekt SeEiS – Substitutionseffekte erneuerbarer Energien im Stromsektor

Das SeEiS-Forschungsvorhaben zielt auf die Weiterentwicklung der bislang angewandten Methodik zur Emissionsbilanzierung der im deutschen Stromsektor eingesetzten erneuerbaren Energieträger ab. Im Hinblick auf die zunehmende Vernetzung des europäischen Strommarkts sollen zukünftig auch die Effekte des deutschen Stromaußenhandels bei der Emissionsbilanz adäquat Berücksichtigung finden. Hierfür werden die europaweit vermiedenen Erzeugungsmengen aus konventionellen Kraftwerken modellgestützt quantifiziert, welche in den Jahren 2013 bis 2018 durch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in Deutschland substituiert wurden. Der vorliegende Abschlussbericht stellt die Ergebnisse sowie die Vorgehensweise und die verwendete Datengrundlage im SeEiS-Projekt vor.

Abstract: Project SeEiS – Substitution of conventional electricity generation by renewable energies

The SeEiS research project aims at the further development of the methodology used so far for emission balancing of the renewable energy sources used in the German electricity sector. In view of the increasing interconnectedness of the European electricity market, the effects of German foreign trade in electricity should be adequately considered in the emissions balance. For this purpose, the avoided conventional electricity generation throughout Europe, which was substituted by electricity generation from renewable energy sources in Germany between 2013 and 2018, is model based analysed and quantified. This final report presents the results as well as the methodology and the data used in the SeEiS project.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	8
Tabellenverzeichnis	11
Abkürzungsverzeichnis	12
Kurzfassung	13
Executive Summary	20
1 Einleitung.....	27
1.1 Ziele des Forschungsprojektes	27
1.2 Überblick zur methodischen Umsetzung.....	28
2 Methodik der Modellierung und Datengrundlage	30
2.1 Auswahl des Modellierungsansatzes	30
2.2 Das Strommarktmodell ELTRAMOD.....	31
3 Entwicklung des kontrafaktischen Kraftwerksparks ohne EE-Erzeugungstechnologien.....	36
3.1 Grundsätzliche Annahmen und Festlegungen für die Alternativszenarien	36
3.2 Methodik und Daten zur Erstellung der Alternativszenarien	39
3.2.1 Bestimmung des konventionellen Kraftwerksparks 2006	39
3.2.2 Bestimmung der hypothetischen Entwicklung des Kraftwerksparks ab 2007	42
3.2.3 Entwicklungspfade für Brennstoffpreise, CO ₂ -Preise und Stromnachfrage	45
3.3 Definition der Alternativszenarien.....	51
3.4 Ergebnisse der Alternativszenarien	53
3.4.1 Ergebnisse der Alternativszenarien 1 bis 9 zur Analyse unterschiedlicher Erwartungen für die Preisentwicklungspfade und zur Höhe der Stromnachfrage.....	53
3.4.2 Ergebnisse der Alternativszenarien 10 bis 17 zur Untersuchung ergänzender methodischer Aspekte der Modellierung	56
3.4.3 Zusammenfassung der Ergebnisse der Alternativszenarien.....	60
3.5 Synthese des kontrafaktischen Kraftwerksparks	62
4 Bestimmung der Substitutionseffekte	64
4.1 Eingangsdaten und Modellvorbereitung zur Quantifizierung der Substitutionseffekte	65
4.2 Methodik zur Quantifizierung der Substitutionseffekte durch die deutsche EE-Stromerzeugung.....	70
4.2.1 Bestimmung der Substitutionseffekte auf stündlicher Ebene.....	70
4.2.2 Berücksichtigung der Substitutionseffekte einzelner EE-Technologien durch den geänderten Pumpspeichereinsatz	73
4.3 Ergebnisse der Substitution konventioneller Stromerzeugung durch die deutsche EE-Stromerzeugung.....	75

4.4	Evaluierung saisonaler und tageszeitlicher Trends und Muster der Substitution	84
4.5	Auswertung zur Belastung des innerdeutschen Netzes und der grenzüberschreitenden Interkonnektoren	92
4.5.1	Vorgehen zur Bestimmung der Netzauswirkungen auf die Substitutionseffekte durch erneuerbare Energien.....	93
4.5.2	Anpassungen für die Netzbetrachtungsfälle in ELTRAMOD und deren Auswirkungen auf die Substitutionseffekte.....	94
4.5.3	Modellierung der Netzbetrachtungsfälle in ELMOD.....	95
4.5.4	Ergebnisse und Auswertung der Netzberechnungen	98
4.5.5	Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf die Belastung der Interkonnektoren und Ring- bzw. Transitflüsse durch Nachbarländer	100
4.5.6	Unsicherheiten in Bezug auf die Netzberechnungen	103
5	Fazit und Ausblick.....	104
6	Quellenverzeichnis	106
A	Anhang	115

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Überblick zur Vorgehensweise und den eingesetzten Modellen.....	28
Abbildung 2:	Modellübersicht ELTRAMOD im SeEIS-Projekt.....	33
Abbildung 3:	Ermittlung des deutschen konventionellen Kraftwerksparks im Jahr 2006.....	41
Abbildung 4:	Bereinigte Inbetriebnahmen und Stilllegungen realer konventioneller Kraftwerkskapazitäten 2007 bis 2018 in Deutschland	43
Abbildung 5:	Bereinigter konventioneller deutscher Kraftwerkspark 2006 bis 2018	43
Abbildung 6:	Erwartungen zur Entwicklung des Steinkohlepreises in 2003 bis 2010 veröffentlichten Studien.....	47
Abbildung 7:	Erwartungen zur Entwicklung des Gaspreises in 2003 bis 2010 veröffentlichten Studien.....	47
Abbildung 8:	Erwartungen zur Entwicklung des CO ₂ -Preises in 2006 bis 2010 veröffentlichten Studien.....	48
Abbildung 9:	Erwartete Steinkohle-Preispfade für die Alternativszenarien.....	49
Abbildung 10:	Erwartete Gas-Preispfade für die Alternativszenarien.....	49
Abbildung 11:	Erwartete Preispfade für CO ₂ -Zertifikate für die Alternativszenarien	49
Abbildung 12:	Zubau und Stilllegungen von Steinkohle-, Gas- und Öl-Erzeugungs-kapazitäten bei verschiedenen Preiserwartungen (AS1 bis AS3)	53
Abbildung 13:	Zubau und Stilllegungen von Steinkohle-, Gas- und Öl-Erzeugungs-kapazitäten bei verschiedenen Preiserwartungen – Brennstoff- vs. CO ₂ -Preis (AS4 und AS5)	54
Abbildung 14:	Zubau und Stilllegung von Steinkohle-, Gas- und Öl-Erzeugungs-kapazitäten – Hoher CO ₂ -Preis 2007 bis 2013 und reduzierte Nettostromnachfrage (AS6 und AS7)	55
Abbildung 15:	Zubau und Stilllegungen von Steinkohle-, Gas- und Öl-Erzeugungs-kapazitäten – Langer vs. mittelfristiger Planungshorizont (AS8 und AS9)	56
Abbildung 16:	Zubau und Stilllegungen von Steinkohle-, Gas- und Öl-Erzeugungs-kapazitäten – Zubau endogen und Stilllegungen exogen (AS10 und AS11).....	57
Abbildung 17:	Zubau und Stilllegungen von Steinkohle-, Gas- und Öl-Erzeugungs-kapazitäten – altersbeschränkte Laufzeitverlängerung (AS12 bis AS15)	58
Abbildung 18:	Zubau und Stilllegungen von Steinkohle-, Gas- und Öl-Erzeugungs-kapazitäten – reduzierte Verfügbarkeit (AS16 und AS17).....	59
Abbildung 19:	Konventionelle Stromerzeugungskapazität in den Alternativszenarien	61
Abbildung 20:	Installierte konventionelle Stromerzeugungskapazität in Deutschland in der Realität und im kontrafaktischen Fall für die Jahre 2013 bis 2018	63
Abbildung 21:	Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland 2013 bis 2018	65
Abbildung 22:	Monatliche Mittelwerte für Brennstoff- und CO ₂ -Zertifikatspreise.....	67
Abbildung 23:	Vergleich der von der ENTSO-E und der BNetzA ausgewiesenen Jahresstromnachfrage für Deutschland 2013 bis 2018.....	68
Abbildung 24:	Netto-Stromerzeugung in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2018.....	69
Abbildung 25:	Ergebnisse der Modellkalibrierung für Deutschland 2013 bis 2018 ohne EE-Erzeugung und Vergleich mit den Zahlen der BNetzA-Monitoringberichte.....	70

Abbildung 26:	Ermittlung der Substitutionsmengen und Verteilung auf die einzelnen EE-Technologien	71
Abbildung 27:	Mittlere tageszeitliche Verschiebung des Pumpspeichereinsatzes durch Integration von PV-Anlagen im Betrachtungszeitraum 2013 bis 2017	74
Abbildung 28:	Verdrängte konventionelle Stromerzeugung in Deutschland und im europäischen Ausland durch die deutsche EE-Einspeisung 2013 bis 2018.....	76
Abbildung 29:	Verdrängte konventionelle Stromerzeugung aus Gas in Deutschland und im europäischen Ausland durch die deutsche EE-Einspeisung 2017	81
Abbildung 30:	Verdrängte konventionelle Stromerzeugung aus Steinkohle in Deutschland und im europäischen Ausland durch die deutsche EE-Einspeisung 2017	82
Abbildung 31:	Verdrängte konventionelle Stromerzeugung aus Braunkohle in Deutschland und im europäischen Ausland durch die deutsche EE-Einspeisung 2017	83
Abbildung 32:	Mittlere tägliche Stromerzeugung aus Wind (Onshore) der Jahre 2013 bis 2017 unterteilt nach Wochentag und Monat im Jahresverlauf.	84
Abbildung 33:	Dichteplot der stündlichen Erzeugungsleistung von Wind (Onshore) im Verlauf der Jahre 2013 bis 2017	85
Abbildung 34:	Mittlere tägliche EE-Stromerzeugung (Wind und Solar) der Jahre 2013 bis 2017 unterteilt nach Wochentag und Monat im Jahresverlauf.	86
Abbildung 35:	Boxplot der fluktuierenden EE-Stromerzeugung (Wind und Solar kumuliert) der Jahre 2013 bis 2017.....	87
Abbildung 36:	Verdrängte Steinkohle-Stromerzeugung (kontrafaktisch - real) im Tagesmittel, unterteilt nach Wochentag und Monat im Jahresverlauf von 2013 bis 2017.	87
Abbildung 37:	Gegenüberstellung der stündlichen Wind-Stromerzeugung und der zeitgleich verdrängten Steinkohle-Stromerzeugung in den verschiedenen Jahreszeiten sowie für die Wintermonate im Verlauf der jährlichen Entwicklung	88
Abbildung 38:	Woche mit der maximalen kumulierten Stromerzeugungsleistung aus Solar und Wind (Onshore) für 2017 (2014 bis 2016 zum Vergleich) sowie die gleichzeitig verdrängte Stromerzeugung aus Steinkohle und Erdgas in Deutschland.....	89
Abbildung 39:	Woche mit der höchsten Stromerzeugungsleistung aus Wind (Onshore) für 2017 (2014 bis 2016 zum Vergleich) sowie die gleichzeitig verdrängte Stromerzeugung aus Steinkohle und Erdgas in Deutschland	90
Abbildung 40:	Gegenüberstellung der Einsenkung von Braunkohle-Stromerzeugung in der saisonalen Betrachtung und der zeitgleichen Wind-Stromerzeugung.....	91
Abbildung 41:	Übersicht zur Methodik zur Berechnung der Netzeffekte	93
Abbildung 42:	Auswirkungen der Anpassungen in ELTRAMOD.....	95
Abbildung 43:	In ELMOD abgebildete Übertragungsnetze.....	96
Abbildung 44:	Regionale Verteilung der zusätzlichen Kraftwerkskapazität	97
Abbildung 45:	Gegenüberstellung der ELMOD Ergebnisse mit den historischen Netzengpässen	98
Abbildung 46:	Netzengpässe in den Fällen „real“ und „kontrafaktisch“	99

Abbildung 47:	Vergleich der berechneten und historischen Redispatchvolumen	100
Abbildung 48:	Analyse der Belastung der deutschen Grenzleitungen	101
Abbildung 49:	Westliche Ring- bzw. Transitflüsse über NL-BE-FR	102
Abbildung 50:	Transitflüsse durch die östlichen Anrainer	102
Abbildung 51:	Erwartungen zur Entwicklung des Ölpreises in 2003 bis 2010 veröffentlichten Studien.....	115
Abbildung 52:	Erwartungen zur Braunkohlepreisentwicklung in 2005 bis 2008 veröffentlichen Studien	115
Abbildung 53:	Erwartete Öl-Preisfade für die Alternativszenarien	116
Abbildung 54:	Mittlere tägliche Solar-Stromerzeugung der Jahre 2013 bis 2017 unterteilt nach Wochentag und Monat im Jahresverlauf	116

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Klassifizierung der modellierten Stromerzeugungsanlagen in ELTRAMOD	33
Tabelle 2:	Wesentliche techno-ökonomische Parameter der Stromerzeugungs- technologien (Modellstand 2017)	34
Tabelle 3:	Quellen und Inhalte verschiedener Kraftwerkslisten	40
Tabelle 4:	Überblick zu den Modellierungsvarianten für reale und fiktive Inbetrieb- nahmen inklusive hypothetischer Laufzeitverlängerungen realer Still- legungen von Steinkohle-, Gas- und Ölkraftwerken	44
Tabelle 5:	Als Annuität ermittelte damalige Erwartungen für Brennstoff- und CO ₂ -Preise für einen 30-jährigem Planungshorizont.....	50
Tabelle 6:	Als Annuität ermittelte damalige Erwartungen für Brennstoff- und CO ₂ -Preise für einen 10-jährigem Planungshorizont.....	50
Tabelle 7:	Überblick zur Definition der Alternativszenarien	51
Tabelle 8:	Länderspezifische Verfügbarkeit von Einspeisezeitreihen bzw. verwendete angepasste Ersatzzeitreihe für 2014	66
Tabelle 9:	Durchschnittliche kumulierte Import- und Export-NTCs für 2014	67
Tabelle 10:	EU-weit aggregiertes Ergebnis der stündlichen Differenzbetrachtung zwischen kontrafaktischem und realem konventionellen Kraftwerkeinsatz für 2017	72
Tabelle 11:	Verdrängte konventionelle Stromerzeugung in der EU durch die deutsche EE-Einspeisung im Jahr 2013 differenziert nach Energieträgern	77
Tabelle 12:	Verdrängte konventionelle Stromerzeugung in der EU durch die deutsche EE-Einspeisung im Jahr 2014 differenziert nach Energieträgern	77
Tabelle 13:	Verdrängte konventionelle Stromerzeugung in der EU durch die deutsche EE-Einspeisung im Jahr 2015 differenziert nach Energieträgern	78
Tabelle 14:	Verdrängte konventionelle Stromerzeugung in der EU durch die deutsche EE-Einspeisung im Jahr 2016 differenziert nach Energieträgern	78
Tabelle 15:	Verdrängte konventionelle Stromerzeugung in der EU durch die deutsche EE-Einspeisung im Jahr 2017 differenziert nach Energieträgern	79
Tabelle 16:	Verdrängte konventionelle Stromerzeugung in der EU durch die deutsche EE-Einspeisung im Jahr 2018 differenziert nach Energieträgern	79
Tabelle 17:	Genutzte Quellen zur Modellierung des europäischen Kraftwerksparks	112

Abkürzungsverzeichnis

AS	Alternativszenario
EE	erneuerbare Energie(n)
el	elektrisch
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EU ETS	European Union Emissions Trading System / Emissionshandelssystem der Europäischen Union
GuD	Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerk
KWK / CHP	Kraft-Wärme-Kopplung / Combined Heat Power
KW	Kraftwerk
NB-Fall	Netzbetrachtungsfall
NTC	Net Transfer Capacity / Netto-Transferkapazitäten
NUTS	Nomenclature des Unites Territoriales Statistiques / Nomenklatur der Gebietseinheiten für die Statistik (NUTS 0 = Nationalstaaten, NUTS 3 = Landkreise/kreisfreie Städte/Stadtkreise)
PV	Photovoltaik
PSP	Pumpspeicher

Kurzfassung

Das Umweltbundesamt erstellt regelmäßig die Emissionsbilanz der erneuerbaren Energien (EE) für die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr (u. a. [UBA_2018, UBA_2019, UBA_2021]). Diese Publikation spiegelt den aktuellen Erkenntnisstand zur Emissionsvermeidung durch den Einsatz von EE-Technologien in Deutschland wider. Für den Stromsektor basiert diese Bilanzierung bislang auf einer Modellierung der durch die EE-Stromerzeugung verdrängten Einspeisung fossiler Kraftwerke in Deutschland, welche alle zwei Jahre aktualisiert wird und sich dabei auf Strommarktdaten der jeweiligen Vorjahre stützt. Aufgrund der zunehmenden Vernetzung des europäischen Strommarkts wird die isolierte Betrachtung des deutschen Strommarktes unter Vernachlässigung des Stromaußenhandels einer umfassenden Beurteilung der Emissionsvermeidung durch die deutsche EE-Stromerzeugung nicht mehr gerecht.

Um den Effekten im Ausland bei der Erstellung der EE-Emissionsbilanz zukünftig adäquat Rechnung zu tragen, widmet sich das SeEiS-Forschungsvorhaben der Weiterentwicklung der Bilanzierungsmethodik für den deutschen Stromsektor. Konkret wird analysiert, in welchem Maße die wachsende EE-Einspeisung in Deutschland den Einsatz fossiler Kraftwerke im In- und Ausland substituiert. Diese Substitutionseffekte werden jährlich für den Zeitraum 2013 bis 2018 auf der Ebene einzelner Länder evaluiert. Im Ergebnis sind die Verdrängungsbeziehungen zwischen einzelnen konventionellen und erneuerbaren Energieträgern mengenmäßig auszuweisen. Die verdrängten konventionellen Strommengen werden differenziert betrachtet nach der Erzeugung aus: Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Öl, Kernbrennstoff, Abfall (konventionell), Grubengas und PSP-Wasser (Pumpspeicher ohne natürlichen Zufluss). Die verdrängenden deutschen EE-Einspeisemengen werden ebenfalls differenziert betrachtet nach der Erzeugung aus: Solar (Photovoltaik), Wind an Land (Onshore), Wind auf See (Offshore), Biomasse, Wasser (EE), Abfall (EE), Geothermie, Deponiegas und Klärgas. Des Weiteren werden die folgenden Aspekte betrachtet:

- ▶ die Auswirkung von Stromspeichern (Pumpspeicherwerke) auf die Substitutionseffekte,
- ▶ die Einsenkung von Grundlastkraftwerken im In- und Ausland durch die deutsche EE-Stromerzeugung,
- ▶ der Einfluss der deutsche EE-Stromerzeugung auf mögliche innerdeutsche Netzeengpässe und auf die Kapazitätsrestriktionen der Kuppelstellen zum Ausland sowie
- ▶ saisonale und tageszeitliche Trends und Muster der Substitutionsbeziehungen.

Zur Bestimmung der Substitutionseffekte wird der reale europäische Strommarkt mit einem kontrafaktischen europäischen Strommarkt verglichen. Der kontrafaktische Strommarkt entspricht dem realen europäischen Strommarkt jedoch mit einem angepassten deutschen Kraftwerkspark. Letzterer beinhaltet keine EE-Anlagen dafür aber fiktive zusätzliche konventionelle Erzeugungskapazitäten. Für den realen und den kontrafaktischen Fall wird mithilfe des Strommarktmodells ELTRAMOD der europaweite Kraftwerkseinsatz berechnet. Aus den feststellbaren Differenzen werden die einzelnen Verdrängungsbeziehungen zwischen konventionellen und erneuerbaren Energieträgern quantifiziert. Sie bilden das Mengengerüst für die Berechnung der vermiedenen CO₂-Emissionen durch die deutsche EE-Stromerzeugung in der Emissionsbilanz.

Mit dem Strommarktmodell ELTRAMOD werden die Entscheidungen zum Ausbau und zur Stilllegung von Erzeugungskapazitäten sowie zum stündlichen Kraftwerkseinsatz an den minimalen Systemkosten zur Lastdeckung ausgerichtet. Für die Analysen im SeEiS-Projekt wird der Kraftwerkspark für Deutschland, seine Anrainer sowie Italien und Schweden blockscharf modelliert. Der Kraftwerkspark der restlichen EU-Staaten wird dagegen technologiescharf aggregiert auf der NUTS 0-Ebene abgebildet.

ENTWICKLUNG DES KONTRAFAKTISCHEN KRAFTWERKSPARKS OHNE EE-ERZEUGUNGSTECHNOLOGIEN

Bevor die Differenzen zwischen dem realen und dem kontrafaktischen Kraftwerkseinsatz berechnet werden, ist zunächst ein plausibler kontrafaktischer Kraftwerkspark ohne EE-Anlagen in Deutschland zu bestimmen. Hierfür werden im Rahmen einer Voranalyse verschiedene Alternativszenarien mithilfe von ELTRAMOD analysiert. Die Voranalyse dient der Beurteilung, inwieweit sich der konventionelle Kraftwerkspark in den letzten Jahren ohne den forcierten Ausbau von EE-Technologien in Deutschland abweichend von der Realität entwickelt hätte. Dies betrifft fiktive konventionelle Erzeugungskapazitäten in Form von zusätzlich in Betrieb genommenen Kraftwerken oder in Form von Laufzeitverlängerungen real stillgelegter Kraftwerke.

Für die Alternativszenarien werden folgende grundsätzliche Annahmen und Festlegungen getroffen, welche im Wesentlichen das Ergebnis eines Expertenworkshops darstellen und sich aus der Zielsetzung des SeEIS-Projekts ergeben:

- ▶ Mit Ausnahme des EE-Ausbaus im deutschen Stromerzeugungssektor bleiben die politischen Zielsetzungen und Vorgaben unverändert.
- ▶ Für die Bestimmung der kontrafaktischen Kraftwerkskapazitäten in Deutschland wird der Stromaustausch über die grenzüberschreitenden Interkonnektoren vernachlässigt.
- ▶ Die hypothetische Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks ohne EE-Technologien wird ausgehend vom Jahr 2006 betrachtet.
- ▶ 2006 vorhandene Wasserkraftwerke werden durch fiktive Kapazitäten zur Steinkohleerzeugung substituiert. Sonstige 2006 vorhandene EE-Kapazitäten werden vernachlässigt.
- ▶ Die Betrachtung hypothetischer Entwicklungspfade im deutschen Kraftwerkspark beschränkt sich auf Stromerzeugungskapazitäten basierend auf Steinkohle, Gas und Öl.

Die Definition der Alternativszenarien stützt sich auf öffentlich zugängliche Daten. Um eine realitätsnahe Entwicklung des hypothetischen Kraftwerksparks nach 2006 bereitzustellen, werden bei der Modellierung u. a. dokumentierte Inbetriebnahmen und Stilllegungen realer Erzeugungskapazitäten berücksichtigt [BNetzA_2014-2019]. Für die Brennstoffpreise, CO₂-Preis und Stromnachfrage als wesentliche Modelltreiber werden Daten aus regelmäßig fortgeschriebenen Studien ab 2007 genutzt [BMU_2007, BMU_2008, BMU_2010, BMU_2012, BMU_2014]. Diese weisen historische Erwartungswerte aus, die in üblichen Planungszeiträumen für Kraftwerksprojekte vor dem jeweils betrachteten Jahr einer möglichen Stilllegung bzw. Inbetriebnahme vorherrschten.

Insgesamt werden 17 Alternativszenarien modellgestützt analysiert, um die Bandbreite der hypothetischen Zubau- und Stilllegungsentscheidungen für Steinkohle-, Gas- und Ölkraftwerke unter verschiedenen Annahmen zu untersuchen sowie qualitative Überlegungen für die Plausibilisierung des kontrafaktischen Falls zu stützen. Konkret werden die Auswirkungen folgender separat und kombiniert betrachteter Variationen untersucht:

- ▶ Verschiedene erwartete Brennstoff- und CO₂-Preisniveaus (hoch, mittel, niedrig)
- ▶ Abweichende Erwartungen zur Nettostromnachfrage (520 und 540 TWh/a)
- ▶ Unterschiedliche Länge des Planungshorizonts (30 Jahre vs. 10 Jahre)
- ▶ Unsicherheiten bzgl. fiktiver Laufzeitverlängerungen real erfolgter Stilllegungen
- ▶ Verschiedene Verfügbarkeitsniveaus der installierten Erzeugungskapazitäten (85 und 90 %)

Die Ergebnisse der Alternativszenarien zeigen vor allem eine Dynamik bei den steinkohle- und gasbasierten Erzeugungskapazitäten hinsichtlich des fiktiven Zubaus zusätzlicher Kapazitäten sowie bei der Laufzeitverlängerung real erfolgter Stilllegungen nach 2006. Während die Dynamik bei mittleren und niedrigen Preiserwartungen sehr gering ausfällt, ergibt sich bei hohen Brennstoff- und CO₂-Preiserwartungen eine größere Sensitivität. Hohe Brennstoffpreise begünstigen tendenziell den Einsatz von Steinkohle. Hohe CO₂-Preise begünstigen erwartungsgemäß den Gaseinsatz. Die Reduktion des Verfügbarkeitsfaktors führt vorrangig zu einer Erhöhung der fiktiven steinkohlebasierten Erzeugungskapazitäten. Die Einflüsse verschiedener Längen des Planungshorizontes und der Variation der erwarteten Stromnachfrage sind dagegen minimal.

Eine sehr große Sensitivität ist bei den Entscheidungen zur fiktiven Laufzeitverlängerung real stillgelegter Kraftwerke festzustellen. Hier besteht eine größere Unsicherheit, da keine belastbaren Informationen zum Anlagenzustand und den Beweggründen der real erfolgten Stilllegungen sowie zu den erforderlichen Investitionen für eine Laufzeitverlängerung vorliegen. Die Ergebnisse der Alternativszenarien zeigen jedoch, dass die Möglichkeit zur Laufzeitverlängerung von Kohlekraftwerken weitestgehend unabhängig von den dafür erforderlichen Investitionen und den getroffenen Annahmen zum erwarteten Brennstoffpreisniveau kaum genutzt wird. Tendenziell erscheint hier der Zubau neuer Erzeugungskapazitäten gegenüber dem verlängerten Einsatz alter Kohlekraftwerke mit schlechterem Wirkungsgrad attraktiver. Die Laufzeitverlängerung real stillgelegter Gaskraftwerke zeigt sich dagegen deutlich sensibler gegenüber den damit verbundenen Investitionen und den erwarteten Brennstoff- und CO₂-Preisen.

Aus den gewonnenen Erkenntnissen der Alternativszenarien wird der kontrafaktische deutsche Kraftwerkspark synthetisiert. Zur Beschränkung der Unsicherheiten bei der fiktiven Laufzeitverlängerungen wird diese auf eine differenzierte Betrachtung nach dem Betriebsalter der real stillgelegten Anlagen gestützt. Damit wird lediglich für sechs nach 2006 stillgelegte Gaskraftanlagen mit einer Nutzungsdauer von < 25 Jahren eine fiktive Laufzeitverlängerung eingeräumt. Für den kontrafaktischen Fall wird davon ausgegangen, dass die Steinkohlekapazität durch fiktive zusätzliche Kraftwerke bis 2016 ca. 3 GW über der realen Erzeugungsleistung liegt und bis 2018 auf ca. 4,5 GW ansteigt. Die fiktive zusätzliche Gaserzeugungsleistung beträgt bis 2016 lediglich 0,6 – 0,7 GW, steigt jedoch ab 2017 ebenfalls auf ca. 3 GW an. Die 2006 betriebenen Laufwasser- und Reservoir-Kraftwerke werden durch weitere fiktive Steinkohlekraftwerke mit einer Gesamtkapazität von rund 4 GW ersetzt. Alle sonstigen 2006 bereits vorhandenen EE-Kapazitäten in Deutschland werden vernachlässigt.

Für die geringfügigen Ölkraftkapazitäten zeigen sich in den Alternativszenarien keine Abweichungen zur realen Entwicklung. Die Entwicklung der Erzeugungsleistungen aus Kernkraft und Braunkohle wird äquivalent zur Realität angenommen. Der Zubau dieser Anlagen unterliegt starken Restriktionen, welche auch ohne den EE-Ausbau in Deutschland zum Tragen gekommen wären. Die Entwicklung von Anlagen zur Müllverbrennung und Grubengasanlagen wird hauptsächlich durch die Faktoren Abfallverwertung bzw. Brennstoffverfügbarkeit bestimmt. Aus diesem Grund werden diese Erzeugungskapazitäten im Modell ebenfalls auf die realen Entwicklungspfade fixiert.

BESTIMMUNG DER SUBSTITUTIONSEFFEKTE

Für die ELTRAMOD-Modellläufe zur Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes werden für beide Betrachtungsfälle (real und kontrafaktisch) historische Daten als Eingangsparameter genutzt. Die Preise für CO₂-Zertifikate stützen sich auf Daten des Emissionshandelssystems der Europäischen Union (EU ETS) [EEX_2013-2019]. Als reale Brennstoffkosten für Kraftwerke in Deutschland werden die Grenzübergangspreise für Erdgas, Öl und Steinkohle angesetzt [BAFA_2017-2019]. Für die europäischen Nachbarländer werden die Preise mit länder- und brennstoffspezifischen Markups angepasst (u. a. [Eurostat_2017-2019, EC_2017-2019]). Die EE-Einspeisung wird aus Daten der ENTSO-E mit länderspezifischen Zeitreihen in stündlicher Auflösung modelliert [ENTSO-E_2017-2019a, Netztrans_2017-2019]. Die Abbildung der richtungsabhängigen Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromaustausch stützt sich auf die stündlichen Nettotransportkapazitäten [ENTSO-E_2017-2019b].

Da die Abbildung des realen deutschen Kraftwerksparks auf den Kraftwerkslisten der BNetzA basiert, soll dessen Dispatch aus Gründen der Konsistenz auch auf die BNetzA-Daten zu den jährlichen Erzeugungsmengen kalibriert werden [BNetzA_2014, BNetzA_2015, BNetzA_2016, BNetzA_2017, BNetzA_2018a, BNetzA_2019]. Für die stündliche Auflösung der Nachfrage wird mangels entsprechender Daten der BNetzA das normierte Nachfrageprofil der ENTSO-E Transparenzplattform für Deutschland mit den durch die BNetzA ausgewiesenen Erzeugungsmengen skaliert. Für das europäische Ausland werden direkt die auf der Transparenzplattform der ENTSO-E bereitgestellten Nachfrageprofile genutzt [ENTSO-E_2017-2019c].

Die Modellkalibrierung wird mit dem realen Kraftwerkspark separat für jedes betrachtete Jahr vorgenommen und fokussiert auf die historischen Stromeinspeisungen aus den Grundlasttechnologien Braunkohle und Kernenergie sowie aus grundlastfähigen Steinkohleanlagen. Die Ergebnisse des kalibrierten Modelllaufs liefern gleichzeitig den stündlich aufgelösten Kraftwerkseinsatz für den realen Fall. Um den kontrafaktischen Kraftwerkseinsatz zu bestimmen, wird im kalibrierten Modell der reale durch den kontrafaktischen deutschen Kraftwerkspark ersetzt und unter Vernachlässigung der deutschen EE-Einspeisung ein erneuter Modelllauf für jedes Jahr durchgeführt.

Auf Grundlage der ermittelten realen und kontrafaktischen Kraftwerkseinsätze wird für jedes Land und für jede einzelne Stunde die Verdrängung der konventionellen Stromerzeugungsmengen durch die EE-Stromerzeugung in Deutschland in einem zweistufigen Verfahren quantifiziert. In der ersten Stufe werden die Verdrängungsbeziehungen stundenscharf bestimmt, indem zunächst der reale Erzeugungswert jeder konventionellen Technologie von ihrem kontrafaktischen Erzeugungswert subtrahiert wird. Die so ermittelten Verdrängungswerte werden anschließend den einzelnen erneuerbaren Energien entsprechend ihres Anteils an der gesamten EE-Stromeinspeisung in Deutschland in der jeweiligen Stunde zugeordnet.

In der zweiten Stufe werden tageszeitliche Verlagerungen dieser Substitutionseffekte adäquat berücksichtigt, welche durch den Einsatz der Pumpspeicherwerke entstehen. Hierfür kommt ein vereinfachtes Verfahren zum Einsatz, welches auf der eingehenderen Analyse dieser Effekte beruht. Durch die unterschiedlichen EE-Einspeisepprofile ergeben sich in der aggregierten Jahresbetrachtung spezifische Substitutionsbeziehungen zwischen den einzelnen konventionellen und erneuerbaren Erzeugungstechnologien. Diese werden in Form einer jährlichen Verdrängungsmatrix für jedes Land ausgewiesen.

Ergebnisse der Substitution konventioneller Stromerzeugung durch die deutsche EE-Stromerzeugung

Entsprechend dem fortschreitenden EE-Ausbau in Deutschland zeigen die Ergebnisse einen Anstieg der verdrängten konventionellen Erzeugungsmengen zwischen 2013 und 2018 von 147 TWh auf 214 TWh. Im Wesentlichen ist dieser Zuwachs dem Ausbau der Windkraft zuzuschreiben. Rund 37 % der inländischen EE-Erzeugung (ca. 54 TWh) substituiert 2013 konventionell erzeugte Strommengen im Ausland. Durch die beschränkten Kapazitäten zum grenzüberschreitenden Stromaustausch bleiben die im Ausland verdrängten Erzeugungsmengen mit ca. 50-60 TWh über den gesamten Betrachtungszeitraum relativ konstant. Die ansteigende EE-Stromerzeugung führt damit zu steigenden Verdrängungseffekten in Deutschland. 2018 beträgt der inländische Verdrängungsanteil rund 73 % der EE-Stromerzeugung (ca. 156 TWh).

Europaweit verdrängen die in Deutschland einspeisenden EE-Anlagen zwischen 2013 und 2018 hauptsächlich Stromerzeugung aus Steinkohle. Der Anteil an der Gesamtverdrängung beträgt im Mittel 63 %. Rund 34 % sind im Mittel der Verdrängung der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken zuzuordnen. Der Einsatz von braunkohlebefeuerten Anlagen wird durchschnittlich um knapp 3 % reduziert.

Bei der inländischen Verdrängung entfallen rund 79 % (± 3 %) auf die Stromerzeugung aus Steinkohle und ca. 20 % (± 3 %) auf die Stromerzeugung aus gasbefeuerten Anlagen. Die Verdrängung der Stromerzeugung aus Braunkohle und sonstigen konventionellen Anlagen ohne Pumpspeicherwerke erreicht bislang mit 0,3 % bis 1,7 % nur einen sehr geringen Anteil, welcher bis 2018 jedoch eine leicht ansteigende Tendenz aufweist.

Für das Ausland zeigen die Ergebnisse, dass vorrangig Strom aus Gaskraftwerken verdrängt wird. Der Anteil des verdrängten Stroms aus Gaskraftwerken an der gesamten ausländischen Verdrängung beträgt im Mittel ca. 63 %. Lediglich 29 % entfallen auf die Verdrängung von Strom aus Steinkohle. Mit knapp 7 % erreicht die Substitution von Strom aus Braunkohle insbesondere in Tschechien, Rumänien und Polen einen höheren Anteil als in Deutschland. Im Mittel sind die größten Verdrängungseffekte in Italien ca. 11 TWh (± 7 TWh), in den Niederlanden ca. 9 TWh (± 2 TWh) und in Österreich ca. 6 TWh (± 2 TWh) festzustellen.

Evaluierung saisonaler und tageszeitlicher Trends und Muster der Substitution

Die Bestimmung der Substitutionseffekte mit stundenscharfer Auflösung erlaubt eine nachgelagerte Betrachtung zu erkennbaren saisonalen und tageszeitlichen Trends und Mustern. Darunter fallen auch extreme Substitutionssituationen, welche zu identifizieren und zu charakterisieren sind. Im ersten Analyseschritt werden die Erzeugungszeitreihen für verschiedene Erzeugungstechnologien visualisiert und auf saisonale Muster und Trends hin untersucht.

Bei der Erzeugung Wind Onshore ist erkennbar, dass mit dem Zubau neuer Windkraftanlagen von 2013 bis 2017 die maximalen Einspeiseleistungen nicht nur in den Wintermonaten Dezember bis Februar zunehmen, sondern teilweise auch in den Herbstmonaten Oktober bis November Erzeugungsspitzen im Tagesmittel von über 30 GW Windleistung erreicht werden. Bei der Solarerzeugung ergibt sich ebenfalls eine Ausdehnung der Leistungsbandbreite in die Frühlings- und Herbstmonate für die gemittelten Tagesleistungen. Insgesamt nimmt die mittlere Tagesleistung der fluktuierenden erneuerbaren Erzeugung von 9,5 GWh/h im Jahr 2013 auf über 16,3 GWh/h im Jahr 2017 zu.

Die Ergebnisse der saisonalen Betrachtung der erneuerbaren Erzeugungszeitreihen spiegeln sich jedoch nicht direkt in der Differenzbetrachtungen bei den verdrängten konventionellen Erzeugungsleistungen wider. Weder bei der Gesamtverdrängung noch bei der Verdrängung einzelner Energieträger lassen sich eindeutige Muster im saisonalen Verlauf feststellen.

Verschiedene Hypothesen zur Abhängigkeit zwischen erneuerbarer und verdrängter konventioneller Stromerzeugung werden weiterführend mithilfe statistischer Verfahren getestet. Eindeutige Abhängigkeiten sind allerdings nicht feststellbar.

Neben den saisonalen Abhängigkeiten werden auch ausgewählte einwöchige Perioden mit der höchsten Erzeugung von Wind und Solarkraft bzw. andere Extremsituationen analysiert, um den Einfluss auf die verdrängten fossilen Erzeugungen zu beurteilen. Der Verlauf der verdrängten fossilen Erzeugung weist aber auch hier keine eindeutigen allgemeingültigen Muster auf. Lediglich einzelne Sturmereignisse an Feiertagen mit niedriger Stromnachfrage können in Zusammenhang mit der Substitution von Braunkohle gebracht werden. Ein Umkehrschluss ist allerdings nicht zulässig, d. h. nicht in jedem Fall ist eine Verdrängung der Stromerzeugung aus Braunkohle auch auf eine sehr hohe Stromerzeugung aus Windkraft zurückzuführen.

Auswertung zur Belastung des innerdeutschen Netzes und der grenzüberschreitenden Interkonnektoren

Für die Untersuchung zur Belastung des innerdeutschen Übertragungsnetzes und der grenzüberschreitenden Interkonnektoren durch die deutsche EE-Stromerzeugung wird exemplarisch das Jahr 2015 betrachtet, da in diesem Jahr besonders hohe Redispatchvolumen angefallen sind [BNetzA_2016]. Wesentliches Ziel dieser Analyse ist eine Beurteilung, inwiefern sich Netzrestriktionen auf die Substitutionseffekte auswirken. Hierfür kommt ergänzend zum Strommarkmodell ELTRAMOD das Netzmodell ELMOD zum Einsatz. Letzteres ist speziell auf die Analyse der europäischen Übertragungsnetze ausgerichtet.

Auch für die netzseitige Untersuchung werden die Kraftwerkseinsätze im kontrafaktischen und im realen Fall miteinander verglichen. Im Vordergrund stehen nun jedoch die feststellbaren Unterschiede bei den daraus resultierenden Netzbelastungen und den gegebenenfalls notwendigen Redispatchmaßnahmen. Dazu wird der mit ELTRAMOD bestimmte Kraftwerkseinsatz als Input in das Netzmodell ELMOD eingespielt. Dieser Kraftwerkseinsatz ist für den realen Fall bereits anhand von historischen Einspeisedaten einschließlich des realen Redispatches mengenmäßig für einzelne Energieträger kalibriert. Da bislang nur kumulierte jährlichen Effekte des Redispatches berücksichtigt werden, ansonsten Netzrestriktionen aber bisher keinen Einfluss auf den Kraftwerkseinsatz haben, ergeben sich bei der Netzbetrachtung mit ELMOD Netzengpässe. Mit ELMOD werden deshalb die Lastflüsse bestimmt und die auftretenden Netzengpässe durch Redispatch kostenminimal für das Gesamtsystem aufgelöst.

Aus den Unterschieden zwischen den Ergebnissen zur Netzbelastung im realen und kontrafaktischen Fall können Rückschlüsse zu den EE-Auswirkungen auf das Übertragungsnetz gezogen werden. Dagegen zeigen die durch den Redispatch bedingten Abweichungen zwischen den Modellergebnissen von ELTRAMOD und ELMOD die Auswirkungen des Netzes auf die EE-Substitutionseffekte.

Die Ergebnisse der Netzberechnungen für den kontrafaktischen und realen Fall unterscheiden sich hinsichtlich der feststellbaren Netzengpässe signifikant. Im kontrafaktischen Fall treten deutlich weniger Engpässe an der Nord-Süd-Achse sowie an der ehemaligen innerdeutschen Grenze auf. Hier wird deutlich, dass diese Engpässe im Wesentlichen durch die Windkraft mit ihren Erzeugungsschwerpunkten im Norden und Osten hervorgerufen werden, während relevante Verbrauchsschwerpunkte in Süddeutschland verortet sind.

Der Einfluss von Netzrestriktionen auf die zu bestimmenden Substitutionseffekte fällt allerdings kaum ins Gewicht. Verschiebungen des Kraftwerkseinsatzes durch erforderliche Redispatchmaßnahmen können einzelne Blöcke innerhalb der betrachteten Energieträgerkategorien betreffen, aber auch zwischen Blöcken mit unterschiedlichem Energieträgereinsatz stattfinden.

Für die auszuweisenden Verdrängungsbeziehungen auf der Ebene einzelner Energieträger wäre insbesondere der zweite Fall zu beachten. Aufgrund der relativ geringen Erzeugungsmengen, die davon betroffen sein könnten, ist dies jedoch nur von untergeordneter Bedeutung. Eine ergänzende Netzmodellierung zur Bestimmung der Substitutionseffekte wird deshalb aktuell nicht zwingend als notwendig erachtet.

Bei der Analyse der Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf die Belastung der Interkonnectoren zwischen Deutschland und seinen Anrainerstaaten werden sowohl die Anzahl der Stunden mit einer physikalischen Auslastung der Leitungen größer 80 % als auch die tatsächlichen Engpässe betrachtet. Im Ergebnis reduziert sich die Anzahl an Engpässen im kontrafaktischen Fall um mehr als 60 % von ca. 3.800 auf knapp 1.500 Stunden. Die kritischen Netz-situationen nehmen jedoch nur um ca. 20 % ab. Für diese könnten im kontrafaktischen Fall insbesondere relativ hohe Importvolumina verantwortlich sein.

Bei der Untersuchung EE-bedingter Ring- bzw. Transitflüsse über die Anrainerstaaten Deutschlands ist kein Unterschied zwischen den Ring- bzw. Transitflüssen im Westen und im Osten festzustellen. Im Westen fließt im realen Fall Strom von Norddeutschland über die Niederlande, Belgien und Frankreich nach Süddeutschland. Im kontrafaktischen Fall ist das dagegen nicht mehr bzw. seltener der Fall. In den Netzberechnungen sinken sowohl die Anzahl der Stunden, in denen ein Ringfluss auftritt, als auch die durchschnittliche Leistung dieses Flusspfades deutlich. Daraus kann geschlossen werden, dass die deutsche EE-Einspeisung maßgeblich für diesen Ringfluss verantwortlich ist. Weiterhin zeigen die Analysen für die östlichen Anrainer, dass die deutsche EE-Einspeisung auch hier die Transportnetze belastet und erhebliche Transitflüsse durch Polen und Tschechien verursacht.

Executive Summary

The German Environment Agency regularly publishes the emissions balance of renewable energies sources (RES) concerning the sectors electricity, heating, and transport (e.g. [UBA_2018, UBA_2019, UBA_2021]). This publication reflects the current state of knowledge on emission avoidance through the application of RES in Germany. For the electricity sector, this balance has so far been based on a model of the feed-in of fossil power plants in Germany, which has been replaced by electricity production from RES. This model is updated every two years and is based on electricity market data from the respective previous years. Due to the increasing interconnectedness of the European electricity market, an isolated view of the German electricity market is neglecting foreign electricity trade. Due to the increasing interconnection of the European electricity markets, an isolated view on the German electricity market, neglecting external electricity trade, is no longer sufficient for the assessment of the emissions avoided by German renewable electricity generation.

For the consideration of the effects abroad in the RES emissions balance, the SeEiS research project is dedicated to the further development of the balancing methodology for the German electricity sector. Especially, it will analyze to what extent the growing German RES feed-in substitutes the use of fossil power plants in Germany and other EU countries. These substitution effects will be evaluated on an annual basis for the period 2013 to 2018 at the level of individual countries. As a result, the displacement relationship between conventional power generation and RES are calculated in terms of volume. In the analysis, the displaced conventional electricity quantities are differentiated according to generation from: lignite, hard coal, gas, oil, nuclear fuel, waste (conventional), mine gas, and PSP water (pumped storage without natural inflow). Likewise, the displacing German RES feed-in quantities are differentiated according to generation as well: solar (photovoltaics), onshore wind, offshore wind, biomass, hydro, waste, geothermal, landfill gas and sewage treatment plant gas. Besides, the following aspects are examined:

- ▶ the impact of electricity storage (pumped storage plants) on substitution effects,
- ▶ the reduction in baseload power plants in Germany and abroad achieved so far by German renewable electricity generation,
- ▶ the influence of German renewable electricity generation on grid congestions in Germany and the capacity restrictions of the interconnectors to foreign countries as well as
- ▶ seasonal and diurnal trends and patterns in substitution relationships.

To determine the substitution effects, the real European electricity market is compared with a counterfactual European electricity market. The counterfactual electricity market corresponds to the real European electricity market, but with an adjusted German power plant park. The latter does not include any RES plants but fictitious additional conventional generation capacities. The electricity market model ELTRAMOD is used to calculate the European power plant dispatch for the real case and the counterfactual case. The individual displacement relationships between conventional and renewable energy sources are quantized from the differences that can be determined. They form the quantity matrix for calculating the avoided CO₂ emissions by German renewable electricity generation in the emissions balance.

ELTRAMOD calculates the decisions on the expansion and decommissioning of generation capacities as well as the hourly power plant dispatch based on the minimization of system costs for load coverage. For the analyses in the SeEiS project, the power plant portfolio for Germany, its neighboring countries as well as Italy and Sweden are modeled on single block scale. In contrast, the power plant portfolios of the remaining EU states are aggregated and depicted by technology on the NUTS 0 level.

DEVELOPMENT OF THE COUNTERFACTUAL POWER PLANT PORTFOLIO WITHOUT RES GENERATION TECHNOLOGIES

Before the differences between the real and counterfactual power plant dispatch are calculated, a plausible counterfactual power plant portfolio without RES plants in Germany must be determined at first. For this purpose, various alternative scenarios are examined with the help of ELTRAMOD. This preliminary analysis serves to assess the extent to which the conventional power plant portfolio would have developed differently from reality in Germany in recent years without the forced integration of RES generation technologies. This concerns the possibility of fictitious conventional generation capacities in the form of additionally installed power plants or lifetime extensions of real decommissioned power plants.

For the alternative scenarios, the following basic assumptions and specifications are made, which are the result of an expert workshop and arise from the objectives of the SeEiS project:

- ▶ Except for the forced RES expansion in the German electricity sector, the political objectives and targets remain unchanged.
- ▶ For the determination of the counterfactual power plant capacities in Germany, the exchange of electricity via the cross-border interconnectors is neglected.
- ▶ The hypothetical development of the German power plant portfolio without RES technologies is considered starting from the year 2006.
- ▶ Existing hydroelectric power plants in 2006 are substituted by hard coal generation capacities. Other RES generation capacities available in 2006 are neglected.
- ▶ The consideration of hypothetical development paths in the German power plant park is limited to hard coal, gas, and oil generation capacities.

The alternative scenarios are based on publicly available data. To generate a realistic development of the hypothetical power plant portfolio beyond 2006, the modelling considers documented commissioning and decommissioning of real generation capacities [BNetzA_2014-2019]. For the main model drivers namely fuel prices, CO₂ price, and electricity demand, data from regularly updated studies from 2007 onwards are used [BMU_2007, BMU_2008, BMU_2010, BMU_2012, BMU_2014]. These drivers show historical expected values that prevailed in the usual planning periods for power plant projects prior to the respective year under consideration of a possible shutdown or commissioning.

A total of 17 alternative scenarios are defined and model-based analysed to examine the range of the hypothetical expansion and decommissioning decisions for hard coal, gas, and oil-fired power plants under different assumptions. Furthermore, the scenario analysis supports qualitative considerations for the plausibility of the counterfactual case. Specifically, the effects of the following variations – considered separately and in combination – are examined:

- ▶ Various expected fuel and CO₂ price levels (high, medium, low)
- ▶ Deviating expectations for net electricity demand (520 - 540 TWh/a)
- ▶ Different length of the planning horizon (30 years vs. 10 years)
- ▶ Uncertainties regarding fictitious lifetime extensions of real decommissioning projects
- ▶ Different levels of availability of installed generation capacity (85-90%)

The results of the alternative scenarios show above all a dynamic in hard coal- and gas-based generation capacities about the notional expansion of additional generation capacities and the extension of the operating lives of real decommissioning projects beyond 2006. While this is very low for medium and low-price expectations, it is more sensitive for high fuel and CO₂ price expectations. High fuel prices tend to favour the use of hard coal. As expected, high CO₂ prices favour the use of gas. The reduction of the availability factor primarily leads to an increase in fictitious hard coal generation capacities. In contrast, the effects of different lengths of the planning horizon and the variation in expected electricity demand are negligible.

A very high sensitivity can be observed in decisions on the hypothetical lifetime extension of power plants that have been shut down. There is greater uncertainty, as there is no reliable information on the condition of the power plant, the reasons for the decommissioning, and the investments required for extending the lifetime. However, the results of the alternative scenarios show that the possibility of extending the lifetime of coal-fired power plants is hardly ever used. The trend shows that the installation of new generation capacities is more attractive than the prolonged use of old coal-fired power plants with lower efficiency. In contrast, the extension of the lifetime of gas-fired power plants that have been shut down, is much more sensitive to the associated investments and the expected fuel and CO₂ prices.

The counterfactual German power plant portfolio is synthesized from the findings of the alternative scenarios. To limit the uncertainties of the hypothetical lifetime extensions, this is based on a differentiated consideration according to the operating age of the plants. This means that a lifetime extension is only granted for six gas-fired power plants decommissioned after 2006 with a life span of lower than 25 years. In the counterfactual case, it is assumed that the hard coal capacity will be approx. 3 GW above real generation capacity by 2016 and increase to approx. 4.5 GW until 2018 due to hypothetical additional power plants. The notional additional gas generation capacity is only 0.6 - 0.7 GW until 2016 but will also increase to approx. 3 GW from 2017. The run-of-river and reservoir power plants operated in 2006 will be replaced by further fictive hard coal-fired power plants with a total capacity of around 4 GW. All other renewable energy capacities already available in Germany in 2006 will be neglected.

For the few oil power capacities, the alternative scenarios show no deviations from the real development. The development of generation capacities from nuclear power and lignite is assumed to be equivalent to reality. The expansion of these plants is subject to strong restrictions that would apply even without the RES expansion in Germany. The development of waste incineration plants and mine gas plants is primarily determined by the factors waste utilization and fuel availability. For this reason, the model fixes these generation capacities to real developments as well.

DETERMINATION OF SUBSTITUTION EFFECTS

To determine the power plant deployment with ELTRAMOD, historical data are used as input parameters for both cases (real and counterfactual). The prices for CO₂ certificates are based on data for the European emissions trading system (EU ETS) [EEX_2013-2019]. The cross-border prices for natural gas, oil, and hard coal are used as real fuel costs for power plants in Germany [BAFA_2017-2019]. For neighbouring European countries, the prices are adjusted with country and fuel-specific price mark-ups (e.g. [Eurostat_2017-2019, EC_2017-2019]). The RES feed-in is modelled with data from the ENTSO-E with country-specific time series in hourly resolution [ENTSO-E_2017-2019a, Netztrans_2017-2019]. The modelling of direction-dependent capacities for cross-border electricity exchange is based on the hourly net transport capacities [ENTSO-E_2017-2019b].

Since the modelling of the real German power plant portfolio is based on the power plant lists of the BNetzA, its dispatching is also to be calibrated to the BNetzA data on annual generation volumes for reasons of consistency [BNetzA_2014, BNetzA_2015, BNetzA_2016, BNetzA_2017, BNetzA_2018a, BNetzA_2019]. Due to the lack of corresponding data from the BNetzA, the hourly resolution of demand is based on the standardized demand profile of the ENTSO-E transparency platform for Germany scaled with the generation volumes reported by the BNetzA. For other European countries, the demand profiles reported on the ENTSO-E transparency platform are directly adopted [ENTSO-E_2017-2019c].

The model calibration is carried out separately for each year under consideration and focuses on the historical electricity feed-in from the baseload technologies lignite and nuclear energy as well as from hard coal plants. The results of the calibrated model run simultaneously provide the required time series of the hourly power plant dispatch for the real case. To determine the counterfactual dispatch time series, the real German power plant portfolio is replaced by the counterfactual power plant portfolio in the calibrated model. With this adjustment, a further model run at which the German RES feed-in is neglected, is carried out for each year.

Based on the two-time series determined before, the displacement of conventional electricity generation by RES generation in Germany is quantified in a two-stage procedure for each country and each hour. In the first stage, the displacement relationships are determined in each hour by initially subtracting the real generation value of each conventional technology from its counterfactual generation value. These computed displacement values are then allocated to the individual renewable energies according to their share of the total renewable electricity feed-in in Germany in the respective hour. In the second stage, temporary displacements of these substitution effects, which are caused using pumped storage plants, are adequately considered. A simplified procedure is used for this purpose, which is based on a more detailed analysis of these effects. The different RES feed-in profiles result in specific substitution relationships between the individual conventional and renewable generation technologies in the aggregated annual analysis. These substitution relationships are shown in the form of an annual displacement matrix for each country.

Results of the substitution of conventional electricity generation by German RES electricity generation

In line with the progressive expansion of renewable energy in Germany, the results show an increase in displaced conventional generation volumes between 2013 and 2018 from 147 TWh to 214 TWh. This increase is mainly due to the expansion of wind power. Around 37 % (approx. 54 TWh) of RES generation in Germany replaces conventionally generated electricity abroad in 2013. Due to the limited capacities for cross-border electricity exchange, the generation volumes displaced abroad remain relatively constant at approx. 50-60 TWh over the analysed period. The rise in renewable electricity generation leads to increasing displacement effects in Germany. In 2018, the inland displacement share converges around 73 % (approx. 156 TWh) of total national renewable electricity generation.

Throughout Europe, between 2013 and 2018 the RES plants feeding into the grid in Germany primarily displace electricity generation from hard coal. The share of total displacement averages 63 %. Around 34 % is attributable to the displacement of electricity generation from gas-fired power plants. The use of lignite-fired plants will be reduced by just under 3 % on average.

In the case of inland displacement, about 79 % (± 3 %) is accounted for electricity generation from hard coal and about 20 % (± 3 %) by electricity generation from gas-fired plants. The displacement of electricity generation from lignite and other conventional plants without pumped storage power plants has so far only reached a very small share of 0.3 % to 1.7 %, but this share is expected to increase slightly until 2018.

In foreign countries primarily electricity from gas-fired power plants is displaced. The average share of total foreign displacement is approx. 63 %. Only 29 % is attributable to the displacement of electricity from hard coal. At almost 7 %, the substitution of electricity from lignite has a higher share especially in the Czech Republic, Romania, and Poland than in Germany. On average, the largest displacement effects are found in Italy approx. 11 TWh (± 7 TWh), the Netherlands approx. 9 TWh (± 2 TWh) and Austria approx. 6 TWh (± 2 TWh).

Evaluation of seasonal and diurnal trends and patterns of substitution

The determination of the substitution effects with hourly resolution allows a subsequent observation of recognizable seasonal and diurnal trends and patterns. This also includes extreme substitution situations, which must be identified and characterized. In the first analysis step, the generation time series for different generation technologies are visualized and examined for seasonal patterns and trends.

During the installation of new wind turbines from 2013 to 2017, the maximum feed-in capacities will not only increase in the winter months from December to February, but in some cases also in the autumn months from October to November, generation peaks will reach a daily average of over 30 GW of wind power. In the case of solar generation, there is also an expansion of the bandwidth of the fed-in power into the spring and autumn months for the average daily output. Overall, the average daily output of fluctuating renewable generation will increase from 9.5 GWh/h in 2013 to over 16.3 GWh/h in 2017.

However, the results of the seasonal analysis of the renewable energy generation time series are not directly reflected in the differential analysis of the displaced conventional generation capacities. Neither the overall displacement nor the displacement of individual energy sources shows clear patterns in the seasonal development. Various hypotheses on the dependency between renewable and displaced conventional energy sources are tested further with the help of statistical methods. Yet, no explicit dependencies can be identified.

In addition to the seasonal dependencies, selected one-week periods with the highest wind and solar power generation or other extreme situations are analysed to assess the impact on the displaced fossil generation. However, the course of the displaced fossil generation does not show any clear generally valid patterns here either. Only individual storm events on holidays with low electricity demand can be linked to the substitution of lignite. Nevertheless, a reverse conclusion is not permissible, i.e. a displacement of lignite-based electricity generation is not always due to very high electricity generation from wind.

Evaluation of the load on the inner-German network and the cross-border interconnectors

The year 2015 is taken as an example for the study on the workload of the domestic German transmission grid and cross-border interconnectors caused by German renewable electricity generation, as particularly high redispatch volumes were incurred in that year [BNetzA_2016]. The main objective of this analysis is to assess the extent to which network restrictions affect substitution effects. For this purpose, the ELTRAMOD electricity market model is supplemented by the ELMOD network model. The latter is specifically designed for the analysis of European transmission grids.

For the assessment of grid effects, the power plant dispatch of the counterfactual case and the real case is also compared. However, the focus is now on the differences in the resulting grid loads and any necessary redispatch measures. For this purpose, the power plant dispatch determined with ELTRAMOD is used in the ELMOD network model as data input. This power plant dispatch has already been calibrated for the real case based on historical feed-in data including redispatch in terms of quantity for individual energy sources. In the context of the grid analysis, bottlenecks arise since only the cumulative annual effects of the redispatch are taken into account (due to the calibration), but grid restrictions have, of course, not been considered in power plant dispatch. Since real redispatch measures affect specific power plant units, the power plant dispatch from ELTRAMOD can still cause grid congestions. With ELMOD the load flows are therefore determined and any network congestions that occur are resolved by redispatch at minimum cost for the entire system.

From the differences between the results of the grid load in the real and counterfactual cases, conclusions can be drawn about the RES effects on the transmission grid. In contrast, the differences between the model results of ELTRAMOD and ELMOD caused by the redispatch show the grids effects on RES substitution effects.

The results of the grid calculations for the counterfactual and real cases differ significantly concerning the identifiable network congestions. In the counterfactual case there are significantly fewer congestions on the north-south axis and the former inner-German border. Here it becomes clear that these congestions are mainly caused by wind power with its generation centres in the north and east, while key consumption centres are in southern Germany.

However, the influence of grid restrictions on the determination of substitution effects is rather small. Shifts in the dispatch of power plants due to necessary redispatch measures can affect individual units within the energy source categories considered but can also occur between units with different energy sources. For the displacement relationships to be evaluated at the level of individual energy sources, the second case would be more relevant. However, due to the relatively small quantities of generation that could be affected, this is only of minor importance. A grid modelling to determine the substitution effects is therefore not considered necessary.

When analysing the effects of renewable energies on the load of the interconnectors between Germany and its neighbouring countries, both the number of hours with a physical utilization of the lines of more than 80 % and the actual congestions are considered. As a result, the number of

congestions in the counterfactual case is reduced by more than 60 % from approx. 3,800 to almost 1,500 hours. However, the critical network situations only decrease by about 20 %. In the counterfactual case, relatively high import volumes could be responsible for this.

In the study of RES-related ring- or transit flows via Germany's neighbouring countries, there is no difference between West and East. In the West, in the real case, electricity flows from Northern Germany via the Netherlands, Belgium and France to Southern Germany. In the counterfactual case, however, this is no longer or less frequently the case. In the grid calculations, both the number of hours in which a ring or transit flows occur, and the average power of this flow path decrease significantly. From this it can be concluded that the German RES feed-in is significantly responsible for this ring or transit flow. Furthermore, the analyses for the eastern neighbouring countries show that the German RES feed-in also stresses the transport networks here and causes considerable transit flows through Poland and the Czech Republic.

1 Einleitung

Das Umweltbundesamt (UBA) erstellt seit 2007 die regelmäßig fortgeschriebene Emissionsbilanz der erneuerbaren Energien (EE) in Deutschland. Die Bilanz gibt Auskunft über den erreichten Stand der Emissionsvermeidung durch den Einsatz von EE-Technologien in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Damit bildet sie gleichzeitig eine wichtige Grundlage für die Fortschrittsberichte nach RL 2009/28/EG sowie für verschiedene nationale Berichtspflichten und Publikationen, in denen der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Erreichung der gesteckten Klimaziele dargestellt und evaluiert wird (u. a. [BMWi_2021, UBA_2021]). Die Methodik zur EE-Emissionsbilanzierung wurde in den vergangenen Jahren kontinuierlich weiterentwickelt. Dieser Prozess ist nun insbesondere für die Bilanzierung im Stromsektor weiter voranzutreiben.

Für den Stromsektor stützt sich die Emissionsbilanzierung auf eine Modellierung der verdrängten Einspeisung aus fossilen Kraftwerken in Deutschland, welche alle zwei Jahre anhand von ex-post Strommarktdaten aktualisiert wird. Bislang werden dabei die Einflüsse der zunehmenden Vernetzung des europäischen Strommarkts weitgehend vernachlässigt. Ein durch das UBA beauftragtes Gutachten [UBA_2016] kommt zu dem Ergebnis, dass in den Jahren 2012 und 2013 mehr als 42 % der deutschen EE-Stromeinspeisung zur Verdrängung konventioneller Stromerzeugung im Ausland führten. Um die daraus resultierenden Substitutionseffekte in der Fortschreibung der Emissionsbilanzierung hinreichend berücksichtigen zu können, ist deshalb ein besseres Verständnis der Zusammenhänge bzw. Wechselwirkungen zwischen der deutschen EE-Einspeisung und dem Einsatz konventioneller Kraftwerke sowohl in Deutschland als auch durch den grenzüberschreitenden Stromhandel im Ausland notwendig.

1.1 Ziele des Forschungsprojektes

Im Forschungsvorhaben SeEiS werden die Substitutionseffekte im Bereich der in- und ausländischen Stromerzeugung durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger in Deutschland für den Zeitraum 2013 bis 2018 jahresscharf evaluiert und quantifiziert. Unter Berücksichtigung des grenzüberschreitenden Stromaustausches sind die europaweit verdrängten konventionellen Stromerzeugungsmengen zu bestimmen und den EE-Einspeisemengen in Deutschland möglichst verursachergerecht zuzuordnen. Die Verdrängungsbeziehungen sind differenziert nach einzelnen Energieträgern auf Länderebene auszuweisen. Auf dieser Grundlage werden vom UBA die Bruttovermeidungsfaktoren und letztendlich die durch deutsche EE-Erzeugung vermiedenen CO₂-Emissionen berechnet.

Von besonderem Interesse sind Erkenntnisse zur bislang erreichten Einsenkung von Grundlastkraftwerken im In- und Ausland durch die deutsche EE-Stromerzeugung. Des Weiteren werden ihre Einflüsse auf mögliche innerdeutsche Netzengpässe sowie auf die Kapazitätsrestriktionen der Kuppelstellen zum Ausland eingehender betrachtet. Erkennbare Netzengpässe werden identifiziert und hinsichtlich ihrer Häufigkeit beurteilt. Ebenso ist die Wirkung von Stromspeichern im In- und Ausland auf die Substitution zu untersuchen und zu quantifizieren. Hierbei steht die Nutzung des Pumpspeicherpotentials für die Speicherung von EE-Strom im Fokus.

Ergänzend sind Aussagen zu saisonalen und tageszeitlichen Trends und Muster sowie zu möglichen Spannbreiten der Substitutionsbeziehungen zwischen der deutschen EE-Stromerzeugung und dem Einsatz des fossilen Kraftwerksparks in Europa zu treffen. Typische Substitutionssituationen sind dabei ebenso von Interesse wie «Extremsituationen» bei hoher und niedriger EE-Erzeugung.

1.2 Überblick zur methodischen Umsetzung

Zur Bestimmung der Substitutionseffekte wird der reale Kraftwerkseinsatz in den europäischen Strommärkten inklusive der deutschen EE-Stromerzeugung (realer Fall) dem hypothetischen Kraftwerkseinsatz in den europäischen Strommärkten ohne die deutsche EE-Stromerzeugung (kontrafaktischer Fall) vergleichend gegenübergestellt. Die dabei festzustellenden Differenzen zeigen den Einfluss der deutschen EE-Stromerzeugung auf den Einsatz des europäischen Kraftwerksparks. Daraus wird die Verdrängung der konventionellen Stromerzeugung errechnet.

Der erste Schwerpunkt der methodischen Arbeit konzentriert sich auf die Entwicklung einer plausiblen kontrafaktischen Welt ohne die EE-Stromproduktion in Deutschland. Diese Voranalyse ist erforderlich, da Entscheidungen zur Stilllegung oder zum Ausbau konventioneller Erzeugungskapazitäten zunehmend durch den fortschreitenden EE-Ausbau beeinflusst werden. Deshalb ist zunächst zu beurteilen, inwieweit sich der konventionelle Kraftwerkspark in den letzten Jahren ohne den forcierten Ausbau von EE-Erzeugungstechnologien in Deutschland abweichend von der Realität entwickelt hätte. Die dadurch gegebenenfalls bedingten Änderungen zum realen konventionellen Stromerzeugungsmix sind bei der Untersuchung der Substitutionseffekte adäquat zu berücksichtigen [Kunze_2019].

Auf dieser Grundlage baut der zweite methodische Schwerpunkt des Projektes auf, welcher auf die Quantifizierung und die weiterführende Analyse der Substitutionseffekte durch die deutsche EE-Stromerzeugung abzielt. Im Vordergrund stehen die Berechnung und Ausweisung konkreter Verdrängungsbeziehungen zwischen den einzelnen konventionellen und erneuerbaren Energieträgern sowie die Verortung der Effekte im In- und Ausland. Für die Arbeiten werden in Abhängigkeit der gesetzten Schwerpunkte verschiedene Energiesystemmodelle mit jeweils spezifischem Analysefokus eingesetzt. Um eine konsistente Untersuchung der Substitutionseffekte zu gewährleisten, werden diese Modelle datenseitig miteinander gekoppelt. Abbildung 1 gibt einen schematischen Überblick zur Vorgehensweise und den eingesetzten Modellen.

Abbildung 1: Überblick zur Vorgehensweise und den eingesetzten Modellen



Eigene Darstellung [ESA² GmbH].

Für die Erarbeitung des kontrafaktischen Falls ist im ersten Schritt ein geeigneter Startzeitpunkt zu wählen, ab welchem die hypothetische Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks ohne EE-Technologien losgelöst von dessen realer Entwicklung betrachtet wird. Anschließend werden alternative Szenarien entworfen, um mögliche Entwicklungspfade für einen deutschen Kraftwerkspark ohne EE-Technologien zu untersuchen.

Für diese Alternativszenarien wird jeweils ein Bündel von Annahmen zu relevanten Rahmenbedingungen definiert. Dies betrifft insbesondere die Entwicklungen der Brennstoff- und CO₂-Preise. Unter Berücksichtigung des üblichen Planungsvorlaufs zur Umsetzung von Kraftwerksprojekten stützen sich diese Annahmen auf Erwartungen, welche in den Jahren vor dem Zeitpunkt einer Inbetriebnahme bzw. Stilllegung vorherrschten. Um eine hohe Transparenz der Analysen zu gewährleisten, werden hierfür ausschließlich frei verfügbare Daten aus damaligen Studien zur erwarteten Preisentwicklung herangezogen. Ergänzend beinhaltet die Definition der Alternativszenarien auch eine qualitative Betrachtung der politischen Rahmenbedingungen und gegebenenfalls genereller Sichtweisen bzw. Hemmnisse relevanter Akteure mit Auswirkungen auf die Entscheidungen zur Inbetriebnahme oder Stilllegung von Kraftwerken.

Für die einzelnen Alternativszenarien werden die Entwicklungspfade für die konventionellen Erzeugungskapazitäten in Deutschland mithilfe des INVEST-Moduls des Strommarktmodells ELTRAMOD bestimmt. Dies erfolgt im Rahmen eines iterativen Prozesses, welcher gegebenenfalls auch Anpassungen bzw. Erweiterungen der Annahmen zu den Alternativszenarien erlaubt. Basierend auf den Erkenntnissen und Ergebnissen der Alternativszenarien erfolgt letztendlich die Synthese des kontrafaktischen Kraftwerksparks. Die Eignung des gewählten Modellierungsansatzes für die gesetzten Zielstellungen im SeEIS-Projekt wird im zweiten Kapitel diskutiert und begründet. Im Anschluss daran wird das eingesetzte Modell ELTRAMOD kurz vorgestellt. Die Entwicklung der Alternativszenarien und die Definition des kontrafaktischen Kraftwerksparks sind Gegenstand des dritten Kapitels.

Der kontrafaktische Kraftwerkspark bildet den Ausgangspunkt für die Analyse und Quantifizierung konkreter Substitutionseffekte. Während bislang die Bestimmung der Erzeugungskapazitäten im Vordergrund stand, liegt der Fokus nun auf der detaillierten Betrachtung des Kraftwerkseinsatzes auf europäischer Ebene. Hierfür wird das DISPATCH-Modul von ELTRAMOD eingesetzt, welches u. a. auch den Betrieb von Stromspeichern adäquat berücksichtigt. Die Ergebnisse zum Kraftwerkseinsatz im kontrafaktischen Fall werden mit den Ergebnissen zum Kraftwerkseinsatz eines kalibrierten Modelllaufs für den realen Fall verglichen. Aus den Ergebnisdifferenzen wird die europaweite Verdrängung konventioneller Stromerzeugung durch die deutsche EE-Stromerzeugung bestimmt. Die konkrete Vorgehensweise und die Ergebnisse für die betrachteten Jahre 2013 bis 2018 werden im vierten Kapitel beschrieben. Dies beinhaltet auch eine eingehendere Analyse der Pumpspeichereffekte.

Anhand der Ergebnisse werden anschließend erkennbare saisonale und tageszeitliche Trends und Muster von Verdrängungseffekten mithilfe statistischer Methoden charakterisiert sowie Spannbreiten der Substitutionsbeziehungen näherungsweise quantifiziert. Ein besonderes Augenmerk wird auf erkennbare typische Substitutionssituationen sowie «Extremsituationen» bei hoher und niedriger EE-Erzeugung gelegt. Das vierte Kapitel schließt mit der Analyse zur Belastung des innerdeutschen Netzes und der grenzüberschreitenden Interkonnektoren. Hierfür kommt das europäische Netzmodell ELMOD zum Einsatz, welches einleitend kurz vorgestellt wird. Mithilfe von ELMOD wird untersucht, welche Auswirkung die EE-Stromerzeugung auf Netzengpässe in Deutschland und in den Anrainerstaaten sowie an den Grenzkuppelstellen haben. Um die Auswirkungen von Netzrestriktionen auf die Substitutionseffekte abschätzen zu können, werden Netzbelastungen sowie notwendige Redispatchmaßnahmen im kontrafaktischen und im realen Fall bestimmt und mit den reinen Strommarktergebnissen verglichen.

2 Methodik der Modellierung und Datengrundlage

Elektrizitätssysteme weisen komplexe gewachsene Strukturen auf, welche durch technische, wirtschaftliche und politische Aspekte beeinflusst sind. Um ein besseres Verständnis für die daraus resultierenden Wirkzusammenhänge in einem Elektrizitätssystem zu erhalten, werden Strommarktmodelle eingesetzt. Ein solches Modell bildet das reale Elektrizitätssystem in abstrahierter Form ab, indem die relevanten Wechselwirkungen zwischen seinen einzelnen Bestandteilen beschrieben werden [Möst_2009]. Hierfür stehen verschiedene Modellierungsansätze zur Verfügung, welche in Abhängigkeit der betrachteten Fragestellungen auch unterschiedliche Stärken und Schwächen aufweisen. Im Folgenden wird ein geeigneter Ansatz für die Analysen im SeEiS-Projekt diskutiert und ausgewählt. Im Anschluss werden der grundlegende Aufbau des eingesetzten Systemmodells ELTRAMOD und die verwendeten Technologiedaten vorgestellt.

2.1 Auswahl des Modellierungsansatzes

Modelle lassen sich zunächst nach dem eingenommenen Blickwinkel auf das System einteilen. Top-down-Modelle, als makroökonomische Ansätze, weisen in der Regel einen hohen Aggregationsgrad hinsichtlich der Abbildung von Produktionsfunktionen und technischer Charakteristika auf. Prozess- oder Energieträgersubstitutionen werden hier meist über Elastizitäten abgebildet, die auf empirischen Schätzungen beruhen. Sie kommen bspw. zur Abschätzung der Entwicklung des aggregierten Energiekonsums zum Einsatz. Im Mittelpunkt stehen die Beziehungen zwischen verschiedenen Sektoren der Energiebereitstellung und -nachfrage (Industrie, Haushalte etc.).

Dagegen beschreiben Bottom-up-Modelle das Energiesystem aus dem Blickwinkel einzelner Technologien und Prozesse. So ermöglicht die differenzierte techno-ökonomische Modellierung von verschiedenen Stromerzeugungsprozessen und der dafür eingesetzten Kraftwerkstechnologien eine detaillierte Analyse der Wirkzusammenhänge der einzelnen Systembestandteile unter Berücksichtigung von bestehenden oder zukünftigen Rahmenbedingungen (bspw. Energieträgerpreise, Gesetze oder die Verfügbarkeit neuer Technologien). Bottom-up-Modelle kommen deshalb immer dann zum Einsatz, wenn die Entwicklung eines Technologieportfolios aus verschiedenen vorgegebenen Anlagenalternativen mit spezifischer techno-ökonomischer Charakteristik abzuschätzen ist [Schönfelder_2011, Enzensberger_2003].

Weiterhin lassen sich die Bottom-up-Modelle in Optimierungsmodelle und Simulationsmodelle unterscheiden. Optimierungsmodelle minimieren entweder die Gesamtsystemausgaben (häufig angewendet) oder maximieren die volkswirtschaftliche Wohlfahrt (weniger gebräuchlich). Dabei wird unter vorgegebenen Rahmenbedingungen das optimale Technologieportfolio (Neubau bzw. Inbetriebnahme von Anlagen und deren Einsatz sowie Stilllegungen) zur vollständigen Deckung der Energienachfrage berechnet. Es wird davon ausgegangen, dass strategisches Verhalten einzelner Marktakteure eine untergeordnete Rolle spielt und sie im perfekten Wettbewerb zueinander stehen.

Im Gegensatz dazu versuchen Simulationsmodelle das Energiesystem abzubilden, indem unterschiedliche Regeln (u. a. zum Kraftwerkseinsatz, zum Verhalten einzelner Marktakteure etc.) und deren Interaktionen modelliert wird. Dementsprechend ist ihr vorrangiges Einsatzgebiet die Analyse bzw. Abschätzung des Marktgeschehens. Neben dem Kraftwerkseinsatz können aber auch hier Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten einbezogen werden. Basis dafür bilden die Entscheidungsregeln, die sich von der Zielfunktion eines Optimierungsmodells für das Gesamtsystem unterscheiden (bspw. Minimierung der Gesamtsystemausgaben vs. Gewinnmaximierung für einzelne Akteure) und gegebenenfalls auch strategisches Verhalten der Marktteilnehmer berücksichtigen können [Möst_2009].

Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal bei optimierenden Energiesystemmodellen ist die Länge des betrachteten Zeitraums, welcher bei der Entscheidungsfindung für einen bestimmten Zeitpunkt berücksichtigt wird. Beim einperiodischen Ansatz werden die Systemausgaben in einem Schritt über den gesamten Zeitraum bis zum Betrachtungshorizont optimiert, der sich meist über mehrere Jahrzehnte erstreckt. Da alle Preise und Mengen für den gesamten Zeitraum bekannt sind und bei der Optimierung alle Entscheidungen bis zum Betrachtungshorizont berücksichtigt werden, spricht man von Modellen mit perfekter Voraussicht.

Dagegen wird beim mehrperiodischen Ansatz (myopischer Ansatz) jeweils nur einer von mehreren aufeinanderfolgenden kurzen Zeiträumen (bspw. ein Jahr) optimiert. Sich im Zeitverlauf ändernde Preise, Mengeninformationen und zukünftige Entscheidungen werden erst in den jeweiligen Folgejahren berücksichtigt. Durch diesen Ansatz werden Systemanpassungen gegebenenfalls verzögert und es können „sunk costs“ entstehen. Diese Kosten fallen in der Realität an, da die Marktakteure nur über eine eingeschränkte Voraussicht unter mehr oder weniger großer Unsicherheit verfügen und zukünftige Handlungen anderer Akteure bei ihren Entscheidungen nur bedingt abschätzen und berücksichtigen können.

Da die differenzierte Analyse der technologischen Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks im SeEIS-Projekt im Vordergrund steht, wird für die Erstellung der Alternativszenarien ein Bottom-up-Ansatz angewandt. Bezüglich der Analysemethodik wird der Systemoptimierung gegenüber der Simulation von Akteursverhalten der Vorrang gegeben. Der wesentliche Grund ist darin zu sehen, dass kaum belastbare Daten zur Modellierung der Entscheidungsregeln für die einzelnen Akteure, welche die Modellergebnisse wesentlich beeinflussen, öffentlich verfügbar sind. Die deshalb erforderliche Kalibrierung eines solchen Ansatzes am historischen Akteursverhalten würde durch die vorgesehene hypothetische Betrachtung des deutschen Kraftwerksparks ohne EE-Technologien zusätzlichen Unsicherheiten unterliegen.

Hinsichtlich der Länge des betrachteten Zeitraums wird die myopische Modellierung in Jahres-schritten bevorzugt. Dieses Vorgehen erlaubt sich im Zeitverlauf ändernde Erwartungen der Entscheidungsträger zu berücksichtigen und beschränkt gleichzeitig deren Voraussicht auf sich ändernde Rahmenbedingungen [Kunze_2019].

2.2 Das Strommarktmodell ELTRAMOD

Das Systemmodell „**Electricity Transshipment Model**“ (ELTRAMOD) ist ein Optimierungsmodell zur Analyse von Kraftwerkseinsatz- und Investitionsentscheidungen in den europäischen Strommärkten mit einer unterjährigen Zeitauflösung von 8760 Stunden. In seiner Grundstruktur umfasst ELTRAMOD die EU-28-Staaten sowie die Schweiz, Norwegen und die Länder des Balkans mit einer detaillierten Abbildung der regionalen Energieversorgungsstrukturen. Dazu zählen der blockscharf modellierte Kraftwerkspark sowie stündlich aufgelöste EE-Einspeisezeitreihen und Verbrauchsprofile der Energienutzer.

Für die Modellanwendung im SeEIS-Projekt wird von der technologisch hochaufgelösten Grundstruktur etwas abgewichen. Der Kraftwerkspark für Deutschland, die deutschen Anrainerstaaten (Dänemark, Polen, Tschechien, Österreich, Schweiz, Frankreich, Luxemburg, Belgien und die Niederlande) sowie Italien und Schweden wird blockscharf modelliert. Die Erzeugungskapazitäten in den restlichen Staaten werden differenziert für jedes Land, jedoch aggregiert für einzelne energieträgerspezifische Technologien abgebildet.

Diese Vereinfachung erfolgt aus Gründen der Komplexitätsreduktion und hat keinen nennenswerten Einfluss auf die zu treffenden Aussagen im Projekt. Zum einen ist davon auszugehen, dass sich die Einflussstärke der deutschen EE-Einspeisung mit zunehmender Entfernung zu Deutschland verringert und zunehmend von Einflussfaktoren in den jeweiligen Strommärkten überlagert wird. Zum anderen sind die Substitutionseffekte nicht blockscharf, sondern auf der Ebene einzelner Energieträger zu bewerten.

Die Handelsaktivitäten zwischen den einzelnen Marktgebieten werden in ELTRAMOD durch die Nettotransportkapazitäten (Net Transfer Capacities - NTCs) begrenzt. Entsprechend dem Handel am Day-Ahead-Markt werden die Netzengpässe innerhalb einer Marktregion vernachlässigt (Betrachtung als „Kupferplatte“). Das Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU ETS) wird durch entsprechende Zertifikatspreise im Modell berücksichtigt.

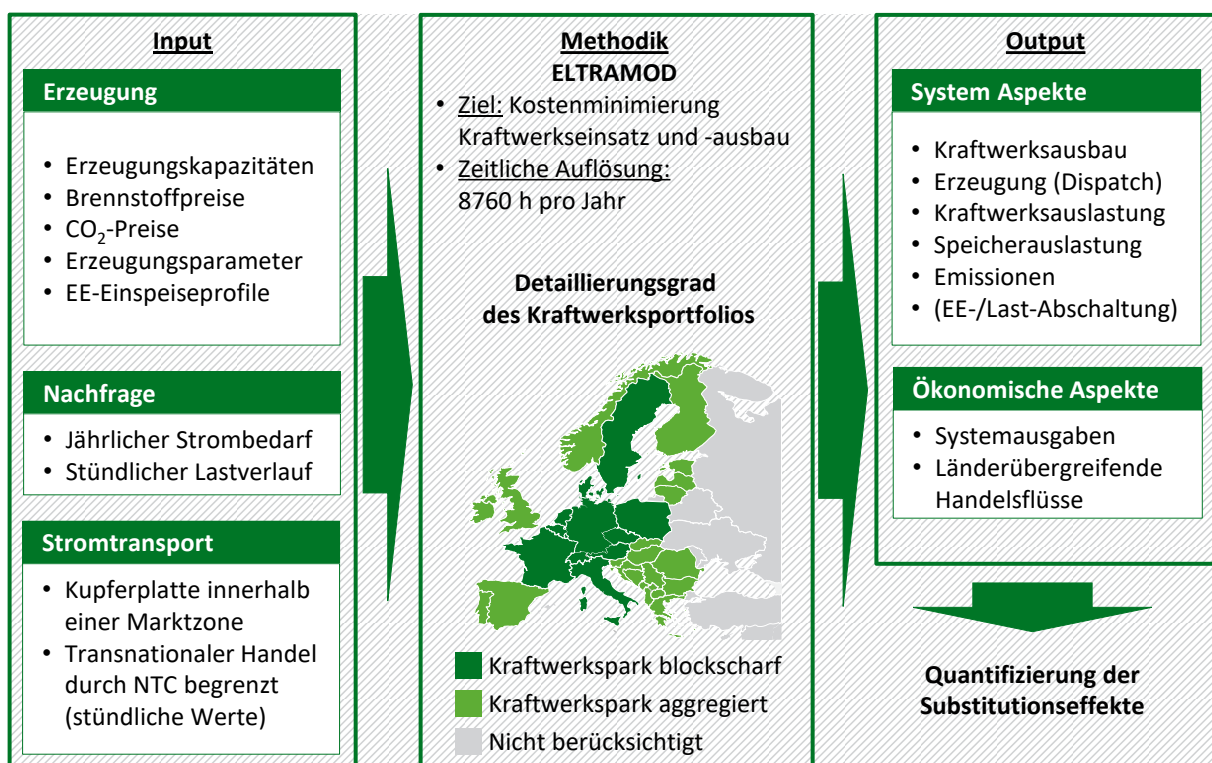
ELTRAMOD ist ein Fundamentalmodell, welches die erzeugungsseitige Gestaltung des Energiesystems an der Minimierung der entscheidungsrelevanten Systemkosten zur vollständigen Deckung der Stromnachfrage durch eine lineare Optimierung ausrichtet:

$$TC = \sum_{p,t} G_{p,t} * c_{p,t} + LC_{p,t}^{UP} * c_{p,t}^{UP} + LC_{p,t}^{DOWN} * c_{p,t}^{DOWN} \quad \forall p \in P; \forall t \in T$$

P	Liste der Stromerzeugungsanlagen
T	Liste der Zeitschritte (Stunden)
TC	Systemkosten / Systemausgaben
$G_{p,t}$	Erzeugte Strommenge
$c_{p,t} / c_{p,t}^{UP} / c_{p,t}^{DOWN}$	Stromerzeugungskosten / Laständerungskosten
$LC_{p,t}$	Laständerung

Die tatsächlichen Produktionsmöglichkeiten der Erzeugungstechnologien werden durch technische und ökonomische Restriktionen abgebildet. Die technologiespezifischen Parameter umfassen u. a. Wirkungsgrade, Emissionsfaktoren und Verfügbarkeiten. Eine zusammenfassende Übersicht zu ELTRAMOD im SeEIS-Projekt zeigt Abbildung 2.

Tabelle 1 zeigt die Klassifizierung der in ELTRAMOD modellierten Anlagen zur Stromerzeugung. Der Kategorie der konventionellen Technologien sind die fossilen Energieträger Braunkohle, Steinkohle, Gas und Öl sowie die Kernenergie und die Pumpspeicherwerke (PSP) zugeordnet. Erneuerbare Energie-Technologien beinhalten Biomasse, Windenergie, Solarenergie, Wasserkraft aus natürlichem Zufluss sowie sonstige EE.

Abbildung 2: Modellübersicht ELTRAMOD im SeEIS-Projekt

Eigene Darstellung [TU Dresden].

Tabelle 1: Klassifizierung der modellierten Stromerzeugungsanlagen in ELTRAMOD

Kategorie	Energieträger	Technologien
Erneuerbare Energie	Biomasse	Mit fester und flüssiger Biomasse sowie mit Biogas befeuerte Anlagen
	Wind	Onshore- und Offshore-Windturbinen
	Solar	Photovoltaik-Anlagen
	Wasser (EE)	Laufwasserkraftwerke und Speicherkraftwerke (Reservoir) mit natürlichem Zufluss
	Sonstige (EE)	Anlagen zur Nutzung von Geothermie, Klärgas, Deponiegas und Abfall biogenen Ursprungs
Konventionelle Energie	Kernbrennstoff	Kernkraftwerke
	Steinkohle	Steinkohlekraftwerke
	Braunkohle	Braunkohlekraftwerke
	Erdgas	Gasturbinenkraftwerke, mit Gas befeuerte Dampfturbinenprozesse, GuD-Anlagen
	Öl	Mit Öl befeuerte Gas- oder Dampfturbinenprozesse, Verbrennungsmotoren
	PSP-Wasser	Pumpspeicher(kraft)werke ohne natürlichen Zufluss
	Sonstige (konventionell)	Anlagen zur Nutzung von Grubengas und Abfall nicht biogenen Ursprungs

Eigene Darstellung [TU Dresden].

Die in Tabelle 1 gelisteten Technologien sind im Modell durch eine Vielzahl technologischer und ökonomischer Parameter charakterisiert. Tabelle 2 gibt einen Überblick zu wesentlichen Kenngrößen und den dafür verwendeten Datenquellen.

Tabelle 2: Wesentliche techno-ökonomische Parameter der Stromerzeugungstechnologien (Modellstand 2017)

Parameter	Erzeugungstechnologie	Quelle
Spezifische Investitionen	alle	DIW_2013
Wirkungsgrad	alle	DIW_2013
Variable Betriebskosten	Kernkraftwerke	Traber_2011
	Restliche Technologien	DIW_2013
Fixe Betriebskosten	Kernkraftwerke	VGB_2011
	Restliche Technologien	DIW_2013
Technische/ökonomische Nutzungsdauern	alle	IEA_2010
Emissionsfaktoren	alle	UBA_2014
Verfügbarkeit	alle	Gaidosch_2007 und Holster_1996
Laständerungskosten	Kernkraftwerke	Traber_2011
	Restliche Technologien	DIW_2013

Eigene Darstellung [TU Dresden].

Darüber hinaus wird die Nutzung der bereitgestellten Wärme aus der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) durch vorgegebenen Zeitreihen für den Wärmebedarf und mit einer minimalen Erzeugungsebene für die Wärmeabfuhr entsprechender installierter KWK-Kapazitäten dargestellt [Kunze_2019].

$$G_{p,t} \geq inst_p * chp_{p,t} * avail_{p,t} \quad \forall p \in P; \forall t \in T$$

P	Liste der Stromerzeugungsanlagen	$inst_p$	Installierte Stromerzeugungskapazität
T	Liste der Zeitschritte (Stunden)	$chp_{p,t}$	KWK-Faktor
$G_{p,t}$	Erzeugte Strommenge	$avail_{p,t}$	Verfügbarkeitsfaktor

Um einen anwendungsspezifischen Einsatz von ELTRAMOD zu ermöglichen, besteht das Modell aus zwei Modulen (vgl. [Schubert_2016]). Das Modul **ELTRAMOD-INVEST** ist speziell auf die Ausbauplanung von Kraftwerken unter Berücksichtigung politischer und techno-ökonomischer Rahmenbedingungen ausgerichtet. Wesentliche Treiber für die Modellergebnisse sind die vorgegebenen Erwartungen zur Entwicklung der Brennstoffpreise, der CO₂-Preise und der Stromnachfrage sowie die technologische Entwicklung zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung. Im Rahmen des SeEIS-Projektes wird dieses Modul eingesetzt, um in den Alternativszenarien die Entscheidungen zur Inbetriebnahme neuer bzw. zur Stilllegung bestehender Kraftwerkskapazitäten zu untersuchen. Mit dem gewählten myopischen Ansatz werden diese Entscheidungen für jedes betrachtete Jahr separat getroffen und für das darauffolgende Jahr als Ausgangszustand übernommen. Diese Vorgehensweise ermöglicht es, sich im Zeitverlauf ändernde Erwartungen der Entscheidungsträger zu berücksichtigen und beschränkt gleichzeitig deren Voraussicht auf die sich ändernden Rahmenbedingungen.

Das Modul **ELTRAMOD-DISPATCH** fokussiert hingegen auf eine detaillierte Modellierung des Kraftwerkseinsatzes im europäischen Energiesystem. Dabei wird explizit auch die temporäre (Nicht-)Verfügbarkeit von verschiedenen Erzeugungstechnologien berücksichtigt. Des Weiteren ermöglicht die zeitlich hochaufgelöste Modellierung die Abbildung von intertemporalen Zusammenhängen beim Einsatz von Erzeugungs- und Speichereinheiten unter Berücksichtigung der auftretenden Einspeise- und Lastbedingungen. Als Speichereinheiten sind Reservoir- und Pumpspeicher(kraft)werke abgebildet, deren Einsatz durch länderspezifisch vorgegebene maximale Volllaststunden begrenzt ist. Um die Charakteristika von Pumpspeichern adäquat abbilden zu können, werden diese mit separaten Pump- und Turbinierprozessen sowie den maximalen Speicherfüllständen modelliert. Mit ELTRAMOD-DISPATCH wird im SeEIS-Projekt die Substitution der konventionellen Stromerzeugung im europäischen Energiesystem durch die EE-Stromerzeugung in Deutschland untersucht.

Die hier vorgestellte Struktur und Datengrundlage von ELTRAMOD ist der einheitliche Ausgangspunkt für die modellgestützten Analysen im SeEIS-Projekt. Ergänzend werden weitere Modelleingangsdaten benötigt, welche sich jedoch in Abhängigkeit des konkreten Anwendungsfalls im Projekt voneinander unterscheiden. Diese Daten werden an den entsprechenden Stellen in den folgenden Kapiteln vorgestellt. Gleiches gilt für sehr spezifische Aspekte der Modellierung sowie Abweichungen von der hier beschriebenen grundsätzlichen Modellierungsmethodik, die gegebenenfalls erforderlich sind, um dem jeweiligen Analysefokus besser gerecht zu werden.

3 Entwicklung des kontrafaktischen Kraftwerksparks ohne EE-Erzeugungstechnologien

Um die Substitutionseffekte durch die deutsche EE-Stromerzeugung für die Jahre 2013 bis 2018 zu quantifizieren, werden die Unterschiede zwischen dem europaweiten Kraftwerkseinsatz mit und ohne der deutsche EE-Stromerzeugung betrachtet. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Kraftwerksbetreiber ohne den forcierten EE-Ausbau in Deutschland gegebenenfalls auch andere Entscheidungen zur Inbetriebnahme oder Stilllegung von Stromerzeugungsanlagen getroffen hätten, welche sich auf den kontrafaktischen Stromerzeugungsmix auswirken. Die ermittelten Substitutionseffekte sind somit stark von den Annahmen und Festlegungen für den kontrafaktischen Fall abhängig, welcher aufgrund seiner hypothetischen Natur mehr oder weniger großen Unsicherheiten unterliegt. Um die Relevanz dieser Unsicherheiten beurteilen zu können, wird zunächst eine Reihe von Alternativszenarien mit unterschiedlichen Annahmen zu den realen Rahmenbedingungen in dem betrachtenden Zeitraum erstellt. Mit dem Strommarktmodell ELTRAMOD-INVEST werden die Auswirkungen dieser Annahmen auf die Entwicklung des Kraftwerksparks hinsichtlich der Inbetriebnahme- und Stilllegungsentscheidungen untersucht. Dabei werden wesentliche Treiber identifiziert und die Sensitivität der Ergebnisse auf diese Einflussfaktoren bestimmt.

Ausgangspunkt für die Erstellung der Alternativszenarien sind zunächst grundsätzliche Festlegungen für die Modellierung. So ist u. a. ein geeignetes Startjahr zu wählen, von dem aus die hypothetische Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks ohne EE-Technologien betrachtet werden soll. Darauf aufbauend sind die szenariospezifischen Eingangsdaten für die Modellierung zusammenzustellen. Diese Daten müssen sich auf historische Erwartungswerte stützen, welche in den üblichen Planungszeiträumen vor dem Jahr der (realen oder hypothetisch möglichen) Inbetriebnahme bzw. Stilllegung eines Kraftwerkes anzutreffen waren.

Die modellgestützten Analysen werden durch qualitative Betrachtungen von techno-ökonomischen und politikgetriebenen Aspekten der Systemgestaltung ergänzt. Gegebenenfalls sind dabei auch relevante akteursübergreifende Sichtweisen bzw. Hemmnisse zu berücksichtigen, welche Auswirkungen auf die Kapazitätsentwicklung konventioneller Technologien gehabt hätten. Diese Betrachtungen fließen ebenfalls in die Erstellung der Alternativszenarien aber auch in die Modellierungsmethodik mit ein.

Aus den Modellergebnissen der Alternativszenarien und den Erkenntnissen der qualitativen Betrachtungen wird letztendlich ein plausibler und möglichst robuster kontrafaktischer Kraftwerkspark zur Bestimmung der Substitutionseffekte durch den Einsatz von EE-Technologien im deutschen Stromerzeugungsbereich synthetisiert.

3.1 Grundsätzliche Annahmen und Festlegungen für die Alternativszenarien

Um eine plausible kontrafaktische Welt ohne die deutsche EE-Stromerzeugung in den Alternativszenarien entwickeln zu können, sind vorab einige grundlegende Vereinbarungen zu treffen. Diese adressieren methodische Aspekte der Modellierung, welche sich u. a. aus den Rahmenbedingungen und spezifischen Gegebenheiten für den Stromerzeugungsbereich ergeben. Die im Folgenden beschriebenen Annahmen und Festlegungen sind im Wesentlichen das Ergebnis eines im September 2017 durchgeführten Workshops, an dem verschiedene Experten aus dem Bereich der Energiesystemmodellierung teilgenommen haben.

Mit Ausnahme des EE-Ausbaus im deutschen Stromerzeugungssektor bleiben die politischen Zielsetzungen und Vorgaben unverändert.

Der EE-Ausbau im deutschen Stromerzeugungsbereich wurde vor allem durch politische Instrumente vorangetrieben, u. a. um den Verpflichtungen Deutschlands im Rahmen der europäischen Zielstellungen zum Klimaschutz gerecht zu werden. Wäre dieser EE-Ausbau in Deutschland keine Handlungsoption gewesen, könnte unterstellt werden, dass alternative Anstrengungen zur Emissionsreduktion (bspw. eine zusätzliche Steigerung der Kraft-Wärme-Kopplung oder der Effizienz auf der Nachfrageseite) forciert worden wären. Diese könnten die Gestaltung des kontrafaktischen Kraftwerkspark für Deutschland maßgeblich beeinflussen.

Der Fokus des Projektes liegt jedoch explizit nicht auf dem Vergleich verschiedener Klimaschuttszenarien bzw. Zielerreichungspfade, sondern auf der Quantifizierung der Bruttovermeidungsfaktoren für den realisierten Pfad des EE-Ausbaus im deutschen Stromerzeugungssektor. Deshalb werden keine alternativen Vorgaben zur Emissionsreduktion bei der Definition des kontrafaktischen Falls unterstellt.

Für die Bestimmung der kontrafaktischen Kraftwerkskapazitäten in Deutschland wird der Stromaustausch über die grenzüberschreitenden Interkonnektoren vernachlässigt.

Im Fokus der Betrachtung steht die kontrafaktische Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks. Grundsätzlich wäre ohne den EE-Ausbau zu erwarten, dass sich die hypothetische konventionelle Gesamterzeugungsleistung mindestens an der realen konventionellen Gesamterzeugungsleistung orientiert. Hierfür spricht vor allem der Aspekt der Versorgungssicherheit, da auch für zeitweise „Dunkelflauten“ und Auslastung der Interkonnektoren die Deckung der Stromnachfrage sicherzustellen ist. Des Weiteren bedingt strategisches Verhalten einzelner Akteure, dass der Markt Überkapazitäten aufweist. In diesem Zusammenhang ist auch zu bedenken, dass ohne den EE-Ausbau langfristig auch eine höhere Planungssicherheit hinsichtlich der Einsatzdauern konventioneller Erzeugungskapazitäten gegeben gewesen wäre.

Vor diesem Hintergrund würde eine modellgestützte Analyse zur Bestimmung des kontrafaktischen deutschen Kraftwerksparks unter optimaler Ausnutzung des grenzüberschreitenden Stromaustauschs und somit auch der Stromerzeugung in den Anrainerstaaten zu starken Verzerrungen führen. Die Fixierung des historischen Stromaustauschs ist als Modellierungsansatz eher ungeeignet, da dieser durch die deutsche EE-Einspeisung beeinflusst wurde. Deshalb wird das deutsche Stromversorgungssystem für die Bestimmung hypothetischen Kapazitäten in den Alternativszenarien als Insel modelliert. Die Vorgabe bedingt, dass gegebenenfalls vorhandene Wechselwirkungen zwischen dem deutschen EE-Ausbau und der Kraftwerksparkentwicklung in den Anrainerstaaten vernachlässigt werden. Dies wird jedoch als vertretbar erachtet, da dieser Einfluss als eher gering einzuschätzen ist und stark von den spezifischen Gegebenheiten in den anderen Ländern bzw. Marktzone überlagert wird. Für die spätere Ermittlung der Substitutionseffekte, bei der sich die Betrachtung auf den Kraftwerkseinsatz beschränkt, wird diese Restriktion allerdings wieder aufgehoben und der grenzüberschreitende Stromaustausch modellendogen berücksichtigt.

Die hypothetische Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks ohne EE-Technologien wird ausgehend vom Jahr 2006 betrachtet.

Für das Startjahr als Ausgangspunkt der fiktiven Fortschreibung des konventionellen deutschen Kraftwerksparks ist ein Zeitpunkt zu wählen, bis zu dem die politischen Zielsetzungen zum Ausbau der EE-Technologien im Entscheidungsprozess von Kraftwerksplanungen weniger großen Einfluss hatten als in der Folge. Vor diesem Hintergrund wäre ein möglicher Startzeitpunkt das Jahr 2000, in dem das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Kraft getreten ist. Die Analyse der Substitutionseffekte soll sich jedoch nicht nur auf den durch das EEG getriebenen Ausbau beschränken. So sind auch Wasserkraftwerke, deren Einsatz sich viele Jahrzehnte vor der EEG-Einführung in Deutschland etabliert hat, und auch alle weiteren EE-Anlagen zu betrachten, deren Ausbau bereits im Vorfeld zur EEG-Einführung u. a. durch das Stromeinspeisungsgesetz von 1991 initiiert wurde.

Gleichzeitig ist zu beachten, dass die Verfügbarkeit öffentlich zugänglicher Daten zur Reproduktion des konventionellen Kraftwerksbestandes für weit zurückliegende Jahre stark eingeschränkt ist. Dies gilt insbesondere für die umgesetzten Stilllegungen bzw. Rückbauprojekte vor 2011 (siehe Abschnitt 3.2.1). Bei der Wahl eines deutlich früheren Startjahres steigt die Unsicherheit für diese benötigten Daten somit übermäßig an.

Vor diesem Hintergrund wird das Jahr 2006 als Ausgangspunkt für die Fortschreibung des konventionellen deutschen Kraftwerksparks gewählt, von dem aus die hypothetische Entwicklung ohne EE-Technologien analysiert wird. Zum einen kann davon ausgegangen werden, dass der EEG-getriebene Ausbau von EE-Technologien unter Berücksichtigung des erforderlichen Planungsvorlaufes zur Umsetzung von Kraftwerksprojekten noch keinen wesentlichen Einfluss auf die bis dato betriebsbereiten konventionellen Kraftwerkskapazitäten hatte. Diese Auffassung wird u. a. auch von [Diekmann_2007] und [Sensfuß_2010] vertreten. Zum anderen werden durch die Wahl dieses Zeitpunktes die Unsicherheiten zur Reproduktion des konventionellen Kraftwerksparks auf ein vertretbares Maß beschränkt.

2006 vorhandene Wasserkraftwerke werden durch fiktive Kapazitäten zur Steinkohleverstromung substituiert. Sonstige 2006 vorhandene EE-Kapazitäten werden vernachlässigt.

Um die Substitutionseffekte sämtlicher deutscher EE-Erzeugungsanlagen zu bestimmen, ist der bestehende Kraftwerkspark im Jahr 2006 als Ausgangspunkt für dessen hypothetische Fortschreibung auf rein konventionelle Technologien zu reduzieren. Da gemäß oben getroffener Annahme der bis zu diesem Zeitpunkt erfolgte EE-Ausbau noch keinen entscheidenden Einfluss auf die Entwicklung der konventionellen Erzeugungskapazitäten genommen haben sollte, kann der 2006 bestehende deutsche Kraftwerkspark hierfür einfach um die vorhandenen EE-Kapazitäten bereinigt werden.

Eine Ausnahme bildet jedoch die Wasserkraft, konkret die der EE-Erzeugung zugeordneten Laufwasser- und Reservoirkraftwerke (vgl. Tabelle 1). Ihre Gesamterzeugungsleistung belief sich 2006 auf rund 4 GW. Da diese Anlagen zu diesem Zeitpunkt teilweise schon seit vielen Jahrzehnten im Einsatz waren, ist davon auszugehen, dass ihr Fehlen durch andere Erzeugungskapazitäten kompensiert worden wäre. Aufgrund ihrer Charakteristik als grundlastfähige Erzeuger werden deshalb die 2006 vorhandenen Wasserkraftwerke für die Modellierung durch fiktive Steinkohle-Erzeugungskapazitäten ersetzt. Um den unterschiedlichen Zeitpunkten ihrer Inbetriebnahme gerecht zu werden, wird dieser Ersatzkapazität der durchschnittliche Wirkungsgrad über alle 2006 real vorhandenen Steinkohlekraftwerke unterstellt.

Die Betrachtung hypothetischer Entwicklungspfade im deutschen Kraftwerkspark beschränkt sich auf Stromerzeugungskapazitäten basierend auf Steinkohle, Gas und Öl.

In den Alternativszenarien wird die Entwicklung der Kapazitäten von Braunkohle- und Kernkraftwerken äquivalent zur Realität angenommen. Der wesentliche Grund ist darin zu sehen, dass der Ausbau und die Stilllegung dieser Kraftwerke sehr stark von politisch motivierten Vorgaben bestimmt ist. So war die Inbetriebnahme der nach 2006 neu installierten Braunkohlkraftwerke an die Bedingung zur Stilllegung alter Braunkohlekapazitäten gebunden. Für die Kernkraft wurde bereits 2002 ein Ausstiegsplan gesetzlich verankert. Die Reaktorkatastrophe von Fukushima 2011 bedingte einen deutlich beschleunigten Ausstiegsplan sowie die sofortige Stilllegung einzelner Kernkraftwerke. Diese politischen Vorgaben sind vorrangig durch Sicherheits- und Umweltschutzaspekte sowie letztendlich auch stark durch das aktuelle Meinungsbild der Öffentlichkeit getrieben. Somit ist davon auszugehen, dass sie auch ohne den forcierten Ausbau der EE-Erzeugung zum Tragen gekommen wären.

Darüber hinaus sprechen aber auch techno-ökonomische Aspekte gegen eine abweichende Betrachtung dieser Erzeugungstechnologien. So wird der Zubau weiterer Braunkohlekapazitäten durch die Kapazität der Tagebaue in Deutschland beschränkt. Des Weiteren liegen beide Technologien am Anfang der Merit Order. Für den zu betrachtenden Zeitraum wären deshalb ohnehin nur sehr geringe Auswirkungen auf die Investitionsentscheidungen bei Braunkohle- und Kernkraftwerken zu erwarten, welche sich ausschließlich durch den Wegfall des EE-Ausbaus begründen ließen. Im Rahmen der Alternativszenarien werden deshalb keine alternativen Entwicklungspfade für diese Technologien betrachtet. Gleiches gilt für Pumpspeicher und alle sonstigen konventionellen Kraftwerke, deren Entwicklung stark von technologiespezifischen Aspekten geprägt ist und die aufgrund ihrer geringen Erzeugungsleistung auch nur eine untergeordnete Rolle für die Entwicklung der anderen konventionellen Technologien spielen.

3.2 Methodik und Daten zur Erstellung der Alternativszenarien

Mit den Alternativszenarien werden zunächst die Auswirkungen von entscheidungsrelevanten Aspekten bzw. Rahmenbedingungen auf hypothetische Entwicklungspfade des deutschen Kraftwerksparks ohne EE-Ausbau untersucht. Ziel dieser Szenarioanalyse mit dem INVEST-Modul von ELTRAMOD ist es, die mögliche Bandbreite für den kontrafaktischen Fall zu beurteilen sowie qualitative Überlegungen für dessen Plausibilisierung durch Erkenntnisse aus den Modellergebnissen zu stützen. In diesem Zusammenhang sind bestehende Unsicherheiten bei den Annahmen und der Modellierungsmethodik zu berücksichtigen. Im Fokus stehen die Entscheidungen zur Inbetriebnahme neuer und zur Stilllegung bestehender Steinkohle-, Gas- und Öl-Erzeugungskapazitäten ausgehend vom konventionellen Kraftwerkspark 2006, welcher zunächst zu rekonstruieren ist.

3.2.1 Bestimmung des konventionellen Kraftwerksparks 2006

Zur Ermittlung des konventionellen deutschen Kraftwerksparks im Jahr 2006 werden öffentlich zugängliche Quellen analysiert. Tabelle 3 zeigt die recherchierten Kraftwerkslisten verschiedener Herausgeber und veranschaulicht, welche Informationen zum Kraftwerksstatus vorliegen.

Die Kraftwerkslisten der Bundesnetzagentur (BNetzA) bieten die umfangreichste Datengrundlage zur Ermittlung des blockscharfen konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland. Die Liste wird jährlich aktualisiert und enthält alle in Betrieb stehenden Anlagen, neue Inbetriebnahmen, als auch endgültige und vorläufige Stilllegungen. Ergänzend werden Zubauprojekte und erwartete Stilllegungen in einem gesonderten Datenblatt gelistet.

In einer Studie des Büros für Energiewirtschaft und technische Planung (BET) [Krzikalla_2006] sind alle Neubauprojekte von konventionellen Kraftwerken aufgelistet, welche im Jahr 2006 bekannt waren. Informationen zu den in Betrieb stehenden Kraftwerken sind jedoch nicht erfasst.

Der Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) erstellt turnusmäßig eine blockscharfe Kraftwerksliste, welche Zubauprojekte von konventionellen Kraftwerken größer 20 MW_{el} beinhaltet. Es werden Projekte aufgelistet, welche sich im Bau, in Planung, im Probebetrieb oder im Genehmigungsverfahren befinden. Eine weitere Information aus der BDEW-Kraftwerksliste ist das voraussichtliche Jahr der Inbetriebnahme. Dieses ist jedoch nicht für alle Projekte abgebildet. Die Kraftwerksliste des BDEW enthält keine Informationen zu den in Betrieb stehenden Anlagen. Ebenso sind keine Kraftwerke gelistet, die bereits stillgelegt wurden oder als Reservekraftwerke dienen.

Das Umweltbundesamt (UBA) veröffentlicht eine Liste mit allen sich in Betrieb befindlichen Kraftwerken Deutschlands ab 100 MW_{el}. Stillgelegte Kraftwerke werden in der UBA-Kraftwerksliste nicht aufgeführt. Der Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e. V. (BUND) dokumentiert den Status aller Braun- und Steinkohlekraftwerke Deutschlands. Es werden Kohlekraftwerke gelistet, welche neu in Betrieb, im Bau, in Planung, im Probebetrieb oder im Genehmigungsverfahren sind. Zusätzliche Informationen sind das voraussichtliche Inbetriebnahmejahr oder das erwartete Stilllegungsjahr sowie gegebenenfalls das Jahr des Baustopps.

Eine ähnliche Datengrundlage bietet die Deutsche Umwelthilfe e. V. (DUH). Die Studien der DUH listen nur Zubauprojekte von Kohlekraftwerken, welche sich im Bau, in Planung oder im Genehmigungsverfahren befinden. Das voraussichtliche Jahr der Inbetriebnahme wird nur für einzelne Projekte aufgeführt. Das Deutsche Atomforum e. V. (DAF) und die VGB Power Tech GmbH stellen Daten für alle stillgelegten und noch existierenden Kernkraftwerke Deutschlands bereit.

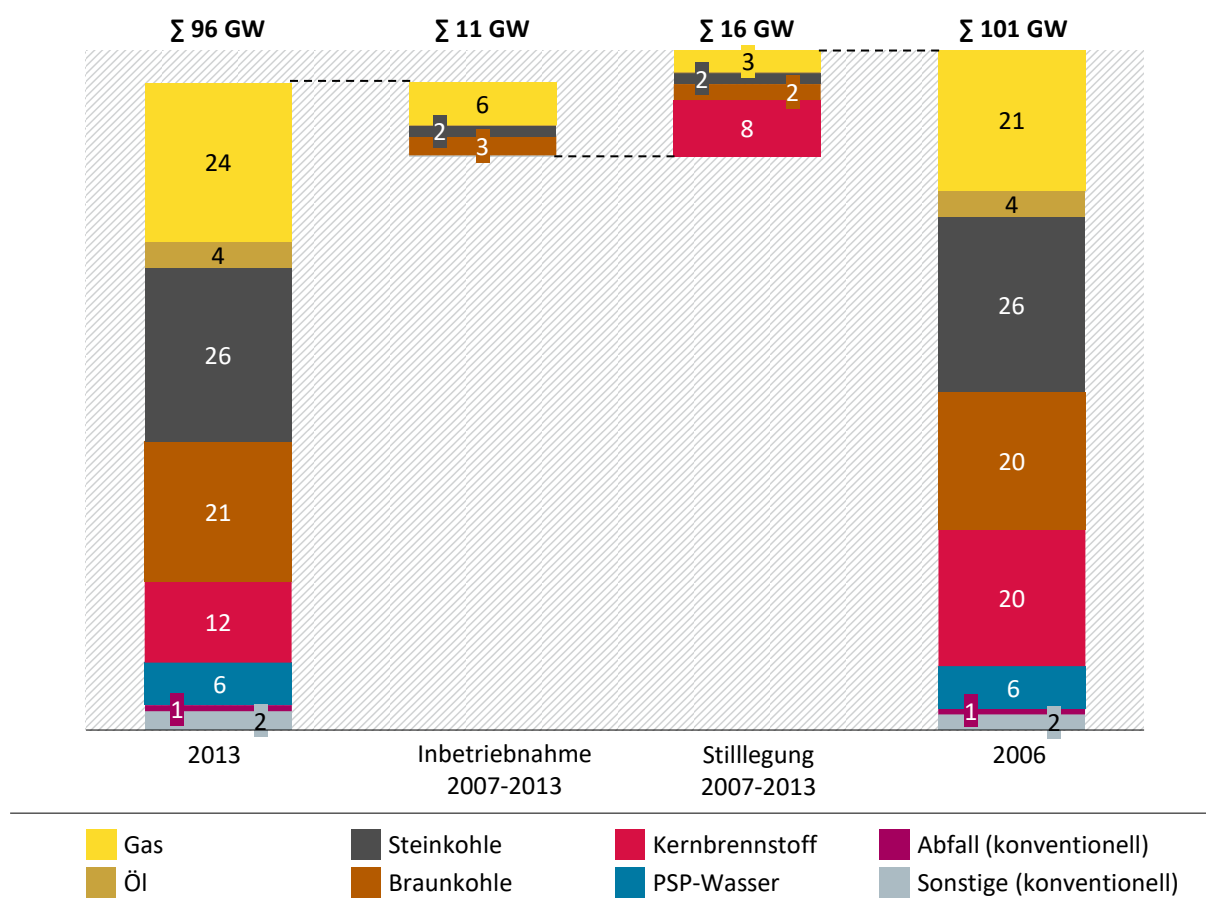
Tabelle 3: Quellen und Inhalte verschiedener Kraftwerkslisten

Quelle Stand	BNetzA 2014-2017	BET 2006	BDEW 2008/2013/ 2015/2017	DAF/VGB 2017	UBA 2017	BUND 2016	DUH 2009/2010
Kraftwerkstypen	alle	konv.	alle	Kernkraft	alle	Kohle	Kohle
in Betrieb	X			X	X		
Inbetriebnahmen	X	X		X		X	
Stilllegungen vorläufig/endgültig	X			X			
Reserve/Sicherheits- bereitschaft/Sonderfall	X						
Bau/Planung	X		X			X	X
Probebetrieb			X			X	X
Genehmigung erteilt/im Verfahren			X			X	X
Voraussichtliche Inbetriebnahme	X		X			X	X
Stilllegung/Baustopp erwartet	X					X	X

Eigene Darstellung [TU Dresden] zu verfügbaren Informationen von [BNetzA_2014-2019, Krzikalla_2006, BDEW_2008, BDEW_2013, BDEW_2015, BDEW_2017, DAF_VGB_2017, UBA_2017, BUND_2016, DUH_2009, DUH_2010].

Keine der öffentlich zugänglichen Quellen weist den tatsächlichen Kraftwerkspark für das Jahr 2006 blockscharf aus. Aus diesem Grund wird dieser Kraftwerkspark anhand von bekannten Zu- und Rückbauprojekten der Jahre 2007 bis 2013 ausgehend vom Bestand im Jahr 2013 zurückgerechnet (siehe Abbildung 3). Als Ausgangspunkt dient die Kraftwerksliste der BNetzA für das Jahr 2013 [BNetzA_2014-2019], da diese den deutschen Kraftwerkspark im Hinblick auf Aktualität und Umfang an Informationen mit dem höchsten Detailgrad abbildet. Jedoch ist zu berücksichtigen, dass eine Veröffentlichungspflicht für Stilllegungen erst ab dem Jahr 2011 existiert.¹ Daher können reale Stilllegungsprojekte, die vor 2011 erfolgten und nicht in der Kraftwerksliste der BNetzA dokumentiert sind, nur bedingt berücksichtigt werden. Eine Ausnahme bilden Kernkraftwerke. Entsprechende Stilllegungen sind für den Zeitraum von 2007 bis 2013 hinreichend dokumentiert und in die Rückrechnung des Kraftwerksparks eingegangen.

Abbildung 3: Ermittlung des deutschen konventionellen Kraftwerksparks im Jahr 2006 (GW)



Eigene Darstellung [ESA² GmbH, TU Dresden] basierend auf Daten der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur [BNetzA_2014-2019].

Der in Abbildung 3 dargestellte Kraftwerkspark 2006 wird für die Berechnungen in den Alternativszenarien noch um 4.024 MW Steinkohle-Ersatzkapazität zur Substitution der 2006 vorhandenen EE-Wasserkraft ergänzt (vgl. Abschnitt 3.1).

¹ Es konnte keine öffentlich zugängliche Quelle recherchiert werden, welche zuverlässige Angaben zu Stilllegungen von konventionellen Kraftwerken vor 2011 dokumentiert. Nach Rücksprache mit der BNetzA und dem BDEW wurde bestätigt, dass keine blockscharfe Dokumentation existiert. Konsultierte Experten äußerten die Annahme, dass vor 2011 nur wenige konventionelle Kraftwerke (ausgenommen Kernkraftwerke) stillgelegt wurden.

3.2.2 Bestimmung der hypothetischen Entwicklung des Kraftwerksparks ab 2007

Die Zubau- und Stilllegungsentscheidungen für Steinkohle-, Gas- und Öl-Erzeugungskapazitäten werden ausgehend vom konventionellen Bestandskraftwerkspark 2006 modellgestützt analysiert. Mit dem Ziel eine plausible, realitätsnahe Entwicklung des hypothetischen Kraftwerksparks zu generieren, werden reale Zubauten bzw. Inbetriebnahmen und Stilllegungsprojekte ab 2007 im Modell berücksichtigt, an denen sich die modellendogenen Entscheidungen orientieren.

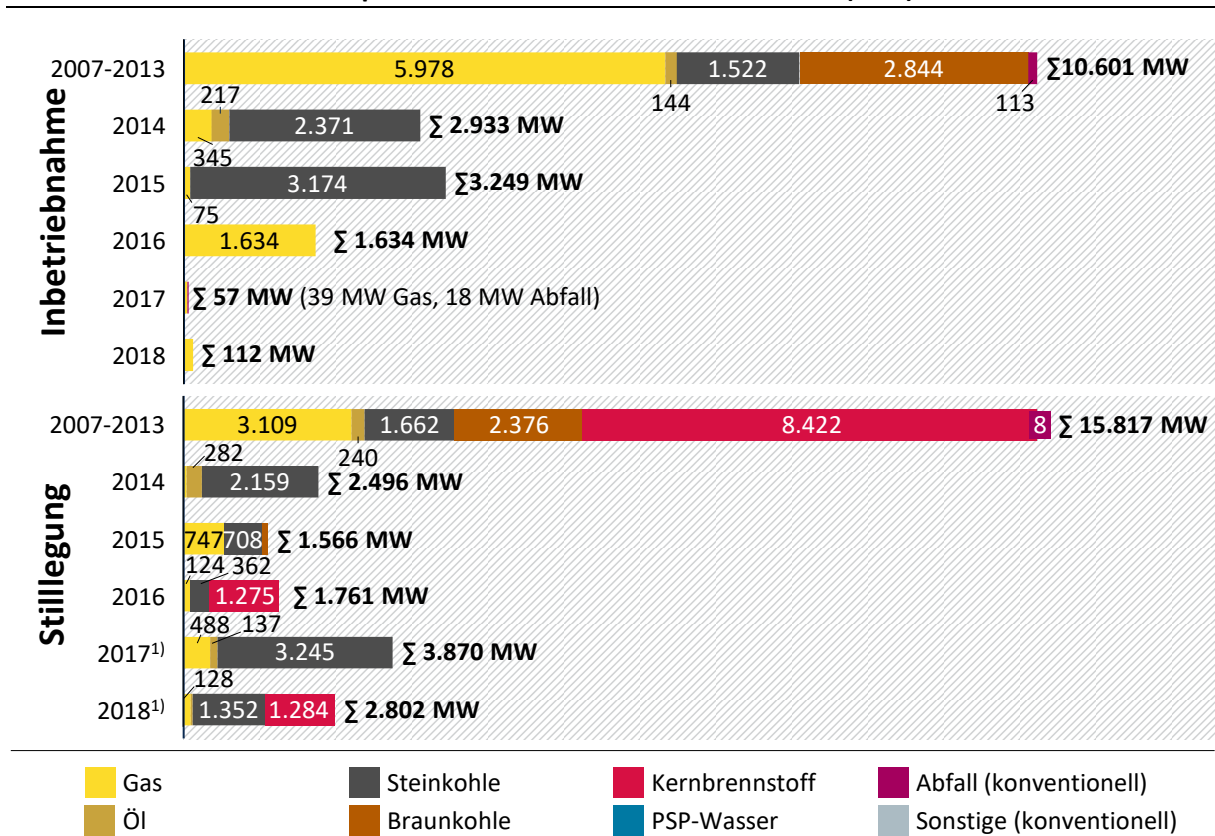
Der Zeitraum 2007 bis 2013 wird in einem Modellierungsschritt, d. h. zeitlich nicht weiter differenziert, betrachtet. Diese Vereinfachung wird als vertretbar erachtet, obwohl in diesen Zeitraum mit einer Weltwirtschaftskrise und der Reaktorkatastrophe von Fukushima einflussstarke und vom EE-Ausbau unabhängige Änderungen von entscheidungsrelevanten Rahmenbedingungen fallen. Diese Ereignisse waren jedoch nicht vorhersehbar und konnten sich erst nach ihrem Eintritt auf relevante Entscheidungen auswirken. So wurden in den direkten Folgejahren der Wirtschaftskrise keine wesentlichen Kraftwerksneubauten umgesetzt. Entsprechende Handlungen zwischen 2007 und 2013 konzentrieren sich auf den Zeitraum bis 2008 und nahmen mit Verzögerung bis 2013 wieder zu. Der deutliche Einbruch der Stromnachfrage wirkte dagegen nur kurzfristig und normalisierte sich ab 2010 wieder auf das Niveau vor der Krise.

Die Reaktorkatastrophe von Fukushima 2011 war ein einschneidendes Ereignis mit weitreichenden Änderungen für den Stromerzeugungsbereich. Allerdings sind ihre Auswirkungen auf die Umsetzung von Neubauprojekten bis 2013 im Bereich Kohle und Gas aufgrund des Planungsvorlaufs eher gering einzuschätzen. Ebenso wurde die erst wenige Monate zuvor in Kraft getretene Novellierung des Atomgesetzes² umfassend revidiert, die eine deutliche Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke vorsah. Somit dürften die Inbetriebnahmen bis 2013 im Wesentlichen noch auf Entscheidungen beruht haben, welche sich auf das Atomgesetz von 2002 stützten.

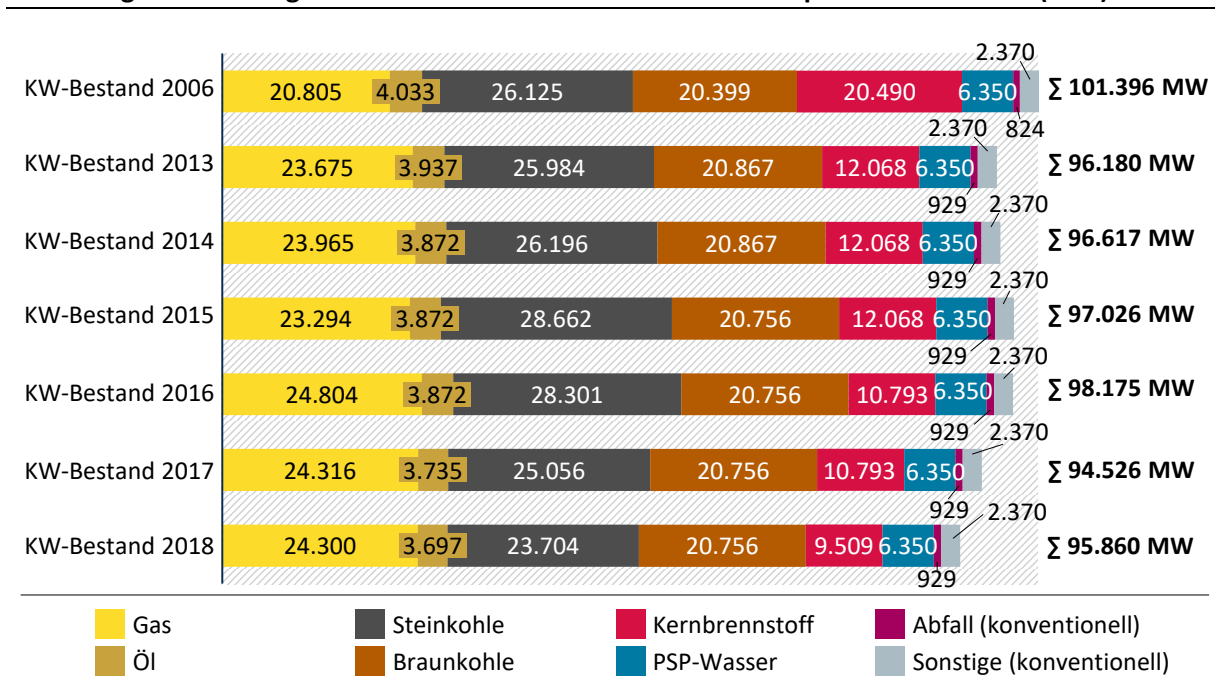
Ab dem Modellierungsjahr 2014 wird der hypothetische Kraftwerkspark jährlich fortgeschrieben. Die Bestimmung der realen Zubau- und Stilllegungsprojekte stützt sich hier ebenfalls auf die turnusmäßig veröffentlichten Kraftwerkslisten der BNetzA. Hierbei ist festzuhalten, dass diese Listen, welche jeweils auch den Kraftwerkspark der Vorjahre ausweisen, den aktuellen Erkenntnisstand an einem bestimmten Stichtag darstellen. Fortlaufende Änderungen und Korrekturen an bestehenden Datensätzen führen dazu, dass sich der deutsche Kraftwerkspark nur bedingt kontinuierlich fortschreiben lässt. Weiterhin besteht eine Unsicherheit in Bezug auf den Status der Kraftwerke, da die möglichen Zustände sich über den Zeitverlauf ändern. Für die Modellrechnungen wird angenommen, dass Kraftwerke die den Status „in Betrieb“, „Reservekraftwerk“ und „Sonderfall“ haben, dem Energiemarkt zur Verfügung stehen.

Vor diesem Hintergrund wird die Kraftwerksdatenbank von ELTRAMOD-INVEST an der BNetzA-Kraftwerksliste 2013 kalibriert [BNetzA_2014-2019]. Darauf aufbauend wird der deutsche Kraftwerkspark mit den Inbetriebnahmen und Stilllegungen kontinuierlich fortgeschrieben. Der gewählte Modellierungsansatz erlaubt keine unterjährigen Veränderungen am Kraftwerkspark. Deshalb wird die Festlegung getroffen, dass alle Veränderungen am Kraftwerkspark bereits zum Beginn einer Berechnungsperiode als realisiert betrachtet werden. Kraftwerke, die im Laufe des aktuell betrachteten Zeitraumes stillgelegt werden, stehen für diesen somit nicht mehr zur Verfügung. Kraftwerke, die im Laufe des aktuell betrachteten Zeitraumes ans Netz gehen, stehen dagegen für den gesamten betrachteten Zeitraum zur Verfügung. Abbildung 4 zeigt die so ermittelten Inbetriebnahmen und Stilllegungen. Abbildung 5 zeigt die daraus resultierenden energieträgerspezifischen konventionellen Erzeugungskapazitäten des deutschen Kraftwerksparks, welche für die Modellierung der Alternativszenarien genutzt werden.

² Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren.

Abbildung 4: Bereinigte Inbetriebnahmen und Stilllegungen realer konventioneller Kraftwerkskapazitäten 2007 bis 2018 in Deutschland (MW)

Eigene Darstellung [ESA² GmbH, TU Dresden] basierend auf [BNetzA_2014-2019]. ¹⁾ Das Kernkraftwerk Gundremmingen-B ist Ende 2017 vom Netz gegangen. Es wird ab 2018 als stillgelegt angesehen.

Abbildung 5: Bereinigter konventioneller deutscher Kraftwerkspark 2006 bis 2018 (MW)

Eigene Darstellung [ESA² GmbH, TU Dresden] basierend auf [BNetzA_2014-2019].

Für die Modellrechnungen im SeEIS-Projekt werden grundsätzlich die realen Stilllegungen in einer Periode zunächst als bestehende Kraftwerke berücksichtigt. Sie können entweder stillgelegt oder weiterbetrieben werden (fiktive Laufzeitverlängerung). Für bestehende KWK-Anlagen wird vereinfachend davon ausgegangen, dass ihre Wärme-Must-Run-Bedingung zum Zeitpunkt ihrer realen Stilllegung entfällt, da ihr Beitrag zur Deckung der Wärmenachfrage in der Folge durch andere reale Anlagen substituiert wird.

Die realen Inbetriebnahmen stehen als Zubauoptionen in der betrachteten Periode zur Verfügung. Darüber hinaus können aber auch fiktive Erzeugungskapazitäten zur Deckung der Stromnachfrage zugebaut werden. Der Bestandskraftwerkspark der Folgeperiode ergibt sich jeweils aus den Ergebnissen der Vorperiode. Wenn real erfolgte Inbetriebnahmen oder Stilllegungen in einem Jahr modellseitig nicht umgesetzt werden, stehen sie im nächsten Jahr als Handlungsoption zur Verfügung. Dieses Vorgehen ist für alle betrachteten Perioden äquivalent.

Für die Modellierung ist jedoch zu berücksichtigen, dass die realen Stilllegungen aus unterschiedlichen Beweggründen heraus erfolgt sind und nur bedingt durch den EE-Ausbau beeinflusst wurden. So ist davon auszugehen, dass einige der real umgesetzten Stilllegungen auch ohne den EE-Ausbau zum Tragen gekommen wären. Allerdings könnte im kontrafaktischen Fall eine Laufzeitverlängerung für diese Kapazitäten eine attraktive Handlungsoption darstellen. Diese wäre jedoch in Abhängigkeit des Baualters bzw. des Anlagenzustandes sowie den Möglichkeiten bzw. Erfordernissen für ein Retrofit mit mehr oder weniger hohen Investitionen verbunden. Ein stärkerer EE-bedingter Einfluss auf die Entscheidung zur Stilllegung könnte gegebenenfalls für Anlagen unterstellt werden, für die eine Laufzeitverlängerung auch ohne größere Investitionen möglich gewesen wäre.

Zum Anlagenzustand und den Beweggründen der real erfolgten Stilllegungen liegen jedoch keine verlässlichen Informationen vor. Dies erschwert die Abschätzung, welchen Einfluss der EE-Ausbau darauf hatte. Die Modellierung dieser Handlungsoptionen ist deshalb mit einer hohen Unsicherheit behaftet. Eine parallele, rein endogene Betrachtung von Inbetriebnahmen und Stilllegungen ist vor allem aufgrund fehlender belastbarer Daten zu den erforderlichen Investitionen für Laufzeitverlängerungen nicht sinnvoll möglich. Um diese Unsicherheit zu handhaben, werden bezüglich der Freiheitsgrade des Zubaus und der Stilllegungen zwei verschiedene Modellierungsansätze für die Alternativszenarien verfolgt. Diese sind in Tabelle 4 zusammengefasst.

Tabelle 4: Überblick zu den Modellierungsvarianten für reale und fiktive Inbetriebnahmen inklusive hypothetischer Laufzeitverlängerungen realer Stilllegungen von Steinkohle-, Gas- und Ölkraftwerken

Handlungsoptionen	Modellierungsvariante 1	Modellierungsvariante 2
Zubau bzw. Inbetriebnahme	- In der Realität erfolgte Inbetriebnahmen sind exogen vorgegeben. - Zusätzlich ist ein endogener Zubau fiktiver Kapazitäten möglich.	- Keine (exogene) Vorgabe von in der Realität erfolgten Inbetriebnahmen. - Fiktive Erzeugungskapazitäten können endogen zugebaut werden.
Stilllegung vs. Laufzeitverlängerung	Stilllegungen werden endogen betrachtet. Laufzeitverlängerungen sind ohne Investitionen möglich.	Alle realen Stilllegungen sind exogen vorgegeben. Laufzeitverlängerungen sind nicht möglich.

Eigene Darstellung [ESA² GmbH, TU Dresden].

In der ersten Modellierungsvariante werden die real neu gebauten Anlagen exogen vorgegeben und es können zusätzlich fiktive Erzeugungskapazitäten mit Steinkohle, Gas oder Öl zugebaut werden. Eine mögliche Laufzeitverlängerung für real stillgelegte Anlagen wird endogen betrachtet und kann ohne Retrofit grundsätzlich ohne Investitionen erfolgen. Es ist zu erwarten, dass die gesetzten realen Zubauprojekte die hypothetischen Laufzeitverlängerungen verringern. Letztere werden jedoch voraussichtlich wegen der vernachlässigten Investitionen für die Laufzeitverlängerung gegenüber dem Neubau von fiktiven Erzeugungskapazitäten überschätzt. Allerdings können in den Ergebnissen nicht genutzte Laufzeitverlängerungen grundsätzlich für den kontrafaktischen Fall ausgeschlossen werden, da eine Verlängerung der Nutzungsdauer für diese Anlagen selbst ohne erforderliche Investitionen aus techno-ökonomischer Sicht nicht attraktiv erscheint. Ergänzend werden mit dieser Modellierungsvariante auch die Auswirkungen einer vereinfachten Differenzierung der Möglichkeiten zur Laufzeitverlängerungen in Abhängigkeit des Baualters der Anlagen untersucht.

Der zweite Modellierungsansatz erlaubt einen alternativen Blickwinkel, mit dem vor allem die Vorteilhaftigkeit von Neubauten unabhängig vom real erfolgten Ausbau analysiert wird. Deshalb sind die real in Betrieb genommenen Anlagen hier nicht exogen gesetzt und eine Laufzeitverlängerung der real stillgelegten Anlagen ist ausgeschlossen. Als Handlungsoption werden ausschließlich fiktive Zubauten betrachtet. Von Interesse sind insbesondere die Anteile der verschiedenen Erzeugungstechnologien bei diesen Neubauten. Gleichzeitig lassen die Ergebnisse aber auch Rückschlüsse auf die Vorteilhaftigkeit von Laufzeitverlängerungen mit einem am Neubaustandard orientierten Retrofit zu. Zwar übersteigen die Investitionen eines Neubaus die eines umfassenden Retrofits in der Regel deutlich, dennoch geben die Ergebnisse einen Anhaltspunkt, für welche Erzeugungstechnologien bei den real stillgelegten Anlagen eine Erweiterung der Einsatzdauer trotz hoher Investitionen für ein umfassendes Retrofit gegebenenfalls attraktiv gewesen wäre.

Bei dem zweiten Modellierungsansatz werden bewusst Vorgaben vermieden, welche die Überdeckung der im Regelfall notwendigen Erzeugungskapazitäten zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Extremsituationen gewährleisten. Die für den hypothetischen Fall plausibel zu erwartende Gesamterzeugungskapazität wird mit dieser Modellierungsvariante somit deutlich unterschätzt. Die Ergebnisse dienen deshalb vorrangig dazu, qualitative Überlegungen bei der Synthese des kontrafaktischen Kraftwerksparks zu untermauern.

3.2.3 Entwicklungspfade für Brennstoffpreise, CO₂-Preise und Stromnachfrage

Zu den relevanten Rahmenbedingungen für die Alternativszenarien gehören vor allem die angenommenen Entwicklungspfade für die Brennstoff- und CO₂-Preise. Unter Berücksichtigung des Planungsvorlaufs für die Umsetzung von Kraftwerksprojekten sind diese auf Erwartungen zu stützen, die bei den Entscheidungsträgern in den Zeiträumen vor dem Jahr der eigentlichen Inbetriebnahme bzw. Stilllegung anzutreffen waren. Dabei müssen die Erwartungswerte für die hypothetischen Betrachtungen nicht zwingend von den damals vorherrschenden realen Erwartungen abweichen. So ist beim Kohlepreis aufgrund der hohen Liquidität der Weltmärkte und der geringen Nachfrageänderung, die durch den Wegfall des deutschen EE-Ausbaus im kontrafaktischen Fall bedingt wird, im Vergleich zur Realität kein großer Effekt zu erwarten. Gleiches gilt für den Ölpreis, welcher auch entscheidend durch die Nachfrage in anderen Sektoren beeinflusst wird. Wegen des insgesamt geringen Anteils der Ölkraftwerke am deutschen Erzeugungsmix nimmt er ohnehin nur eine untergeordnete Rolle für die Analysen ein. Für den Gaspreis ist dagegen eine deutlich höhere Abhängigkeit vom Einsatz dieses Energieträgers im Stromerzeugungsbereich gegeben.

Die daraus resultierenden Unsicherheiten werden im Rahmen der Alternativszenarien durch den Ansatz von drei verschiedenen Preisentwicklungspfaden (Basispreis, Hochpreis und Niedrigpreis) berücksichtigt. Als Ausgangspunkt dienen hierfür Referenzszenarien aus älteren Studien, denen konsistente Bündel von entsprechenden Rahmendaten zugrunde liegen. Um die Transparenz der Analysen zu gewährleisten, werden wiederum ausschließlich frei verfügbare Daten genutzt.

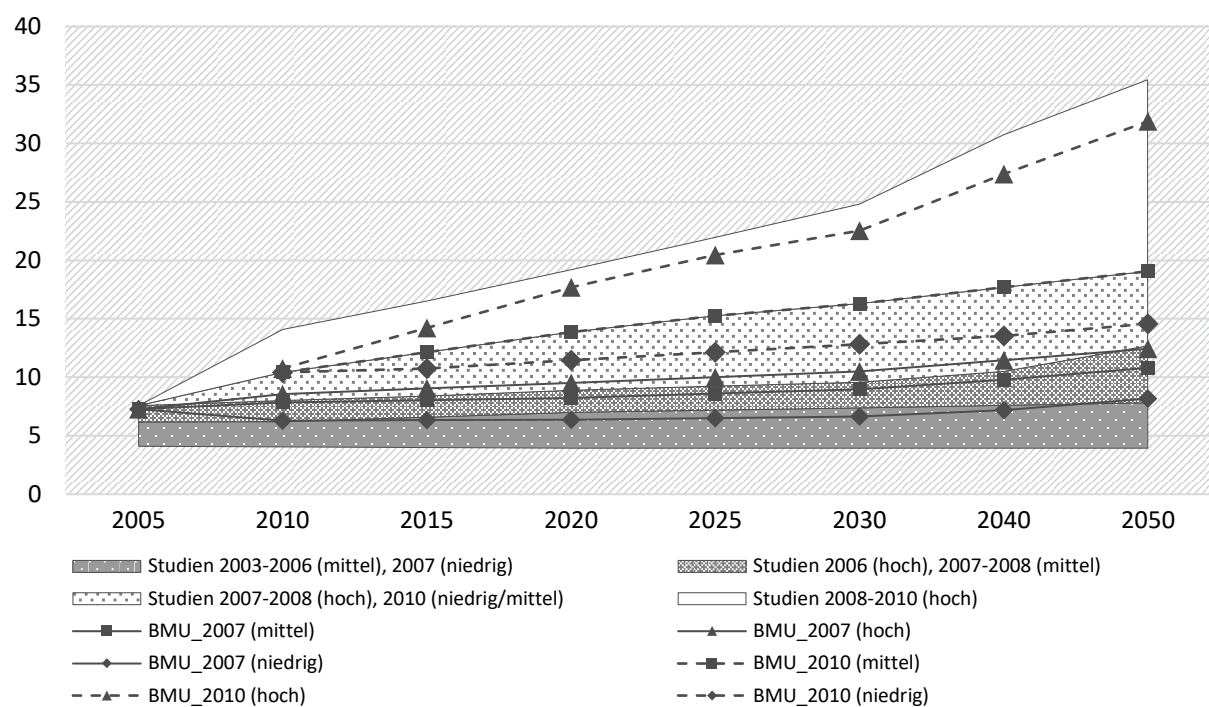
Gleiches gilt für die Annahmen zu den damals erwarteten CO₂-Preisentwicklungen. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass der EU-Emissionshandel erst kurz vor dem definierten Startjahr für die hypothetische Betrachtung der deutschen Kraftwerksparkentwicklung initiiert wurde. Nach anfänglichen Anstiegen jeweils zu Beginn der ersten und zweiten Handelsphase bewegte sich der Preis für CO₂-Zerifikate bis 2013 auf einem sehr niedrigen Niveau. Dies begründet sich durch die Überallokationen von Emissionsrechten, vor allem durch die überschätzten Emissionen im Industriebereich, welche auch infolge der Weltwirtschaftskrise nochmals deutlich geringer als erwartet ausfielen. Somit kann unterstellt werden, dass auch ohne forcierten EE-Ausbau im Stromerzeugungsbereich keine größeren Abweichungen zu den damals vorherrschenden Erwartungswerten für die CO₂-Preisentwicklung festzustellen gewesen wären.

Für die Auswahl und Zusammenstellung der erforderlichen Datengrundlage werden zunächst Studien mit Veröffentlichungsjahr zwischen 2002 und 2010 ausgewertet, um den damaligen Trend der Erwartungen für die Entwicklung der Brennstoffpreise beurteilen zu können. In Abbildung 6 und Abbildung 7 sind die Ergebnisse der Studiauswertung zur Bandbreite von damals erwarteten Steinkohle- und Gaspreisen zusammengefasst. Die Ergebnisse zu den erwarteten Öl- und Braunkohlepreisen sind Abbildung 51 und Abbildung 52 im Anhang zu entnehmen. Zu erkennen ist, dass insbesondere für Gas und Steinkohle im Zeitverlauf zunehmend von höheren Preisentwicklungspfaden ausgegangen wurde.

Als Ausgangspunkt für die Erstellung der Alternativszenarien werden die Preisentwicklungspfade aus den Leitstudien und Langfristszenarien des Bundesministeriums für Umwelt herangezogen [BMU_2007, BMU_2008, BMU_2010, BMU_2012]. Diese repräsentieren zum einen sehr gut die gesamte Bandbreite der erwarteten Preise. Zum anderen werden diese Studien kontinuierlich fortgeschrieben und ermöglichen somit ist eine konsistente Entwicklung der Alternativszenarien.

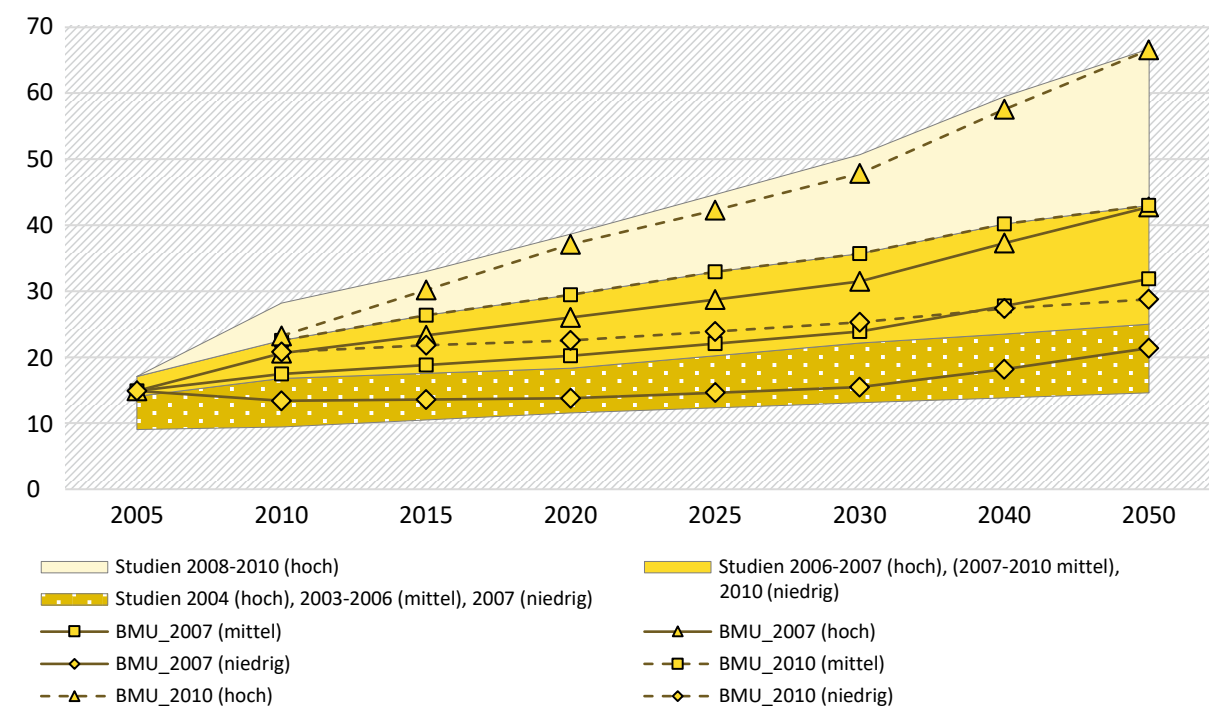
Die erwartete CO₂-Preisentwicklung in den Alternativszenarien stützt sich ebenfalls auf Daten aus den Leitszenarien des BMU. Zusätzlich wird auf einen Datensatz des Öko-Institutes für das Jahr 2005 zurückgegriffen [Öko-Institut_2006], um auch die Erwartungshaltung vor der Eröffnung des EU-Emissionshandels in die Analyse mit einzubeziehen. Diese Erwartung hätte zumindest für die Anfangszeit der ersten betrachteten Periode 2007-2013 einen Einfluss auf die Zubau- und Stilllegungsentscheidungen haben können (siehe Abbildung 8).

Abbildung 6: Erwartungen zur Entwicklung des Steinkohlepreises (EUR₂₀₀₅/MWh) in 2003 bis 2010 veröffentlichten Studien



Eigene Darstellung [ESA² GmbH, TU Dresden] basierend auf zwischen 2002 und 2010 veröffentlichten Studien.³

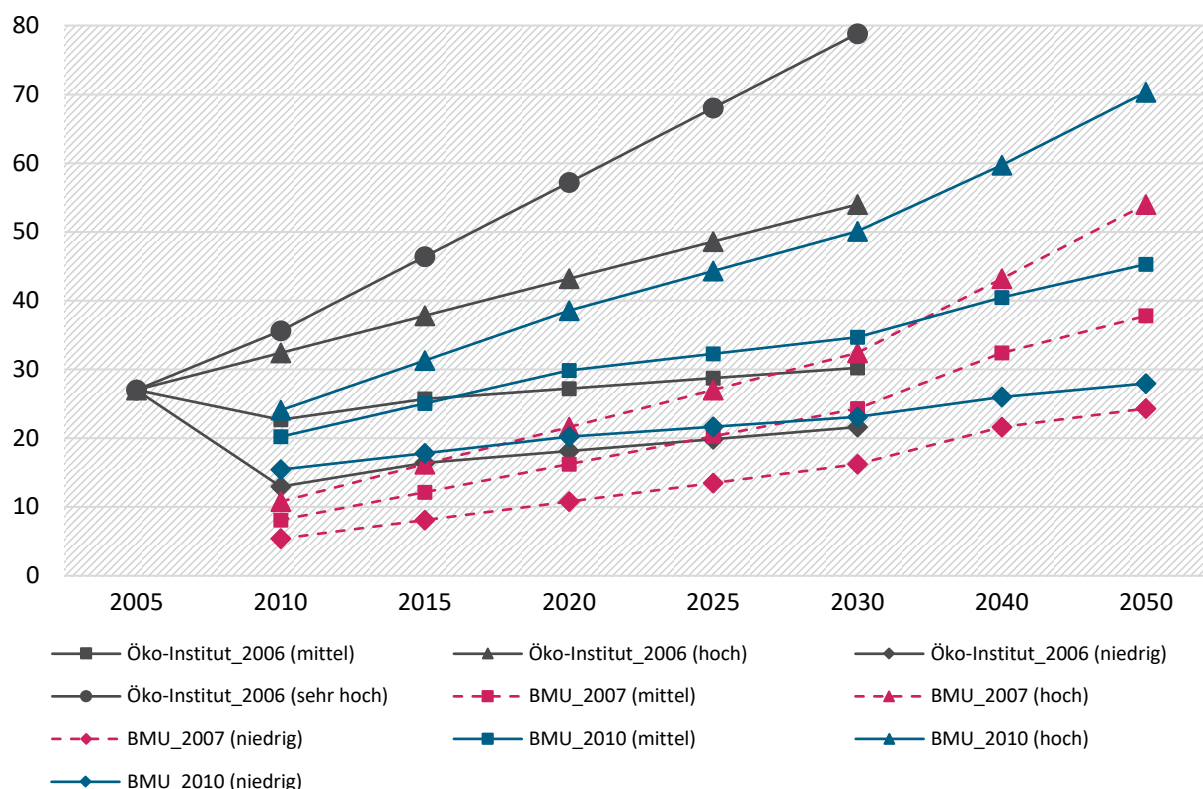
Abbildung 7: Erwartungen zur Entwicklung des Gaspreises (EUR₂₀₀₅/MWh) in 2003 bis 2010 veröffentlichten Studien



Eigene Darstellung [ESA² GmbH, TU Dresden] basierend auf zwischen 2002 und 2010 veröffentlichten Studien.³

³ [EK_2002, EC-PRIMES_2003, EC-PRIMES_2004, EC-PRIMES_2005, EWI_2005, UBA_2005, EC-PRIMES_2006, IEA_2006, EC-PRIMES_2007, BMU_2007, IER_2007, EWI_2007, BMU_2008, EC-Primes_2008, ICCS_2008, UBA_2009a, UBA_2009b, BMU_2010, EURELECTRIC_2010, ICCS_2010, IEA_2010, IER_2010, ISI_2010].

Abbildung 8: Erwartungen zur Entwicklung des CO₂-Preises (EUR₂₀₀₅ / EUA) in 2006 bis 2010 veröffentlichten Studien

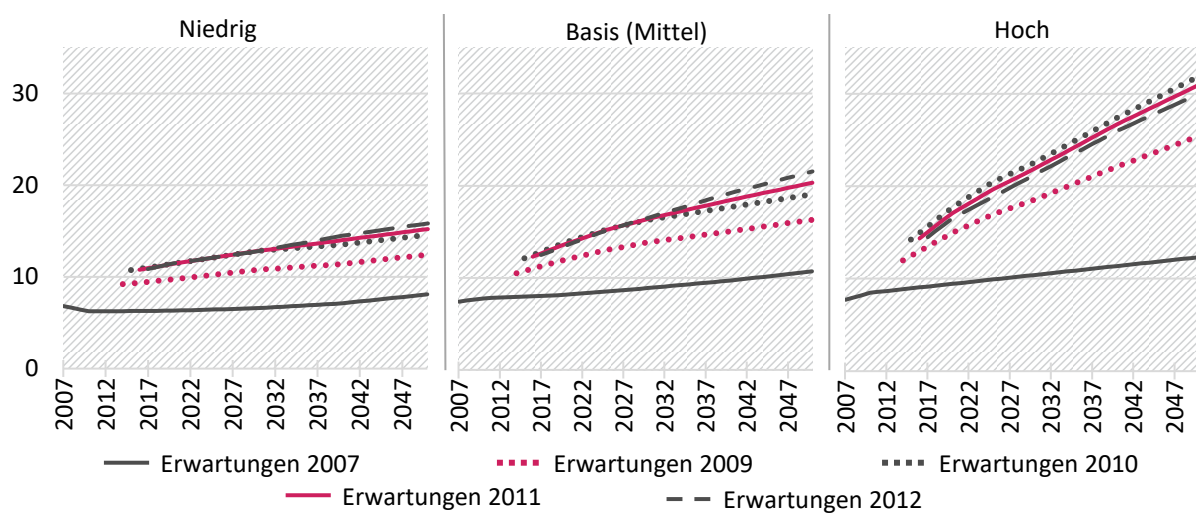


Eigene Darstellung [ESA² GmbH, TU Dresden] basierend auf [Öko-Institut_2006, BMU_2007, BMU_2010].

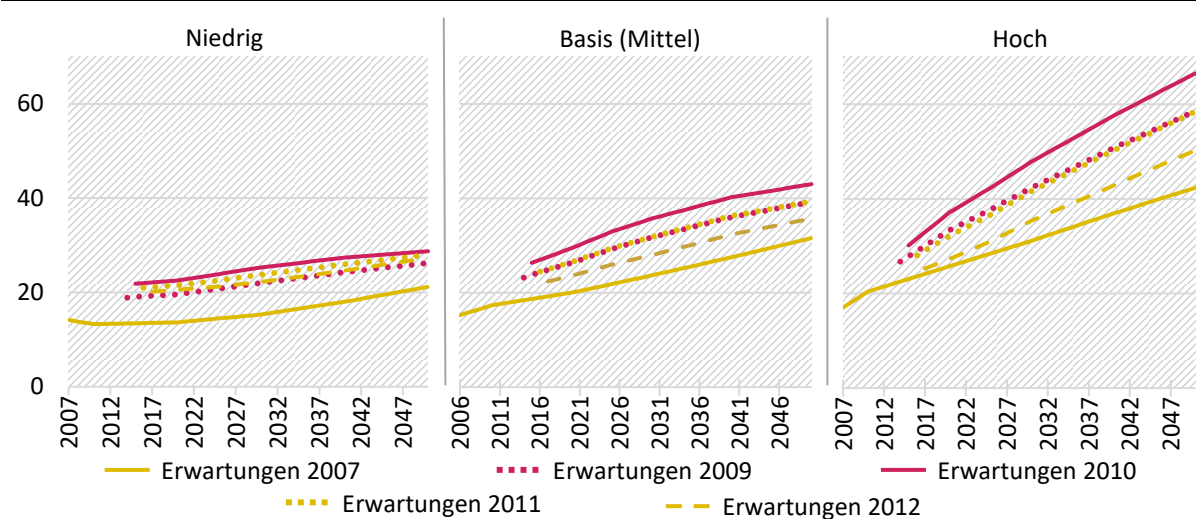
Für die myopische Modellierung werden die Preisentwicklungspfade für jede modellierte Periode in eine Annuität umgerechnet. Dabei soll auch der Einfluss der Länge des Planungshorizontes auf die Modellentscheidungen untersucht werden. Grundsätzlich wird von einem Planungshorizont mit 30 Jahren Vorausschau ausgegangen, für den die entsprechenden Erwartungswerte der Zeitreihen in die Annuitätenbildung einfließen. Aufgrund der Unsicherheit bei langfristigen Abschätzungen ist bei Kraftwerksinvestitionen gegebenenfalls aber auch die kurz- bis mittelfristige Sichtweise entscheidungsrelevant. Deshalb werden zusätzlich die Einflüsse auf die Modellergebnisse eines auf 10 Jahre Voraussicht beschränkten Planungszeitraums für die Basis- und Hochpreiserwartungen untersucht.

Zur Berücksichtigung des Planungsvorlaufs werden bei der Analyse der fiktiven Zubau- und Stilllegungsentscheidungen jeweils die vorherrschenden Erwartungen fünf Jahre vor der Entscheidungsumsetzung herangezogen. Beispielsweise werden für die Betrachtung der im Analysejahr 2015 umgesetzten Zubauten und Stilllegungen die Erwartungswerte aus dem Jahr 2010 angesetzt. Für die Periode 2007-2013 wird als einheitlicher „Stichtag“ für die Erwartungen das Jahr 2007 festgelegt.

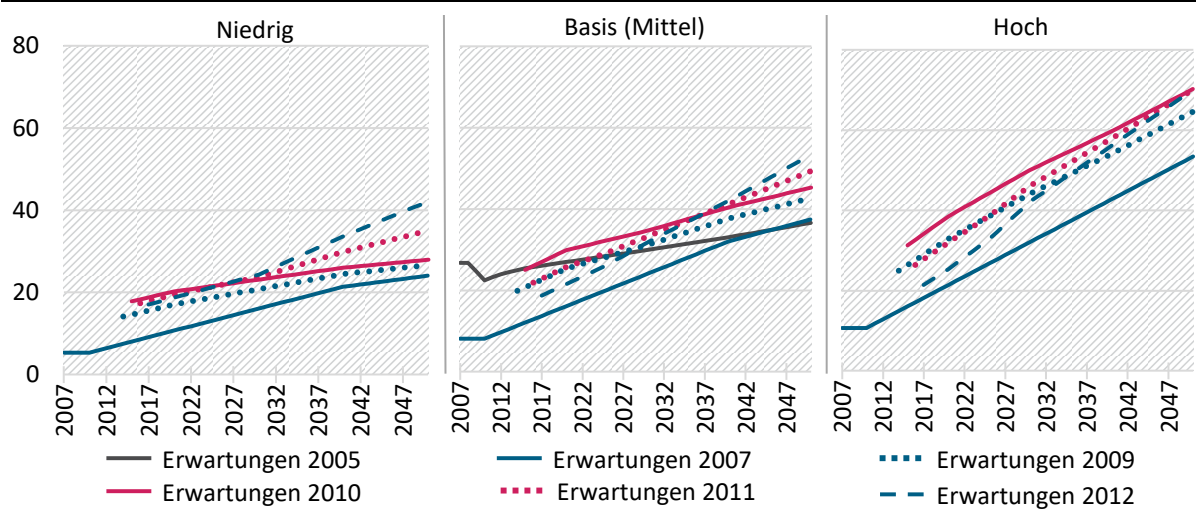
Um einer kontinuierlichen Änderung der Erwartungshaltungen Rechnung zu tragen, werden die sich zwischen den einzelnen Studien sprunghaft ändernden Preiszeitreihen interpoliert. So ergeben sich die Erwartungen im Jahr 2009, welche für das Analysejahr 2014 angesetzt werden, zu 1/3 aus den Daten der BMU-Leitstudie von 2007 und zu 2/3 aus den Daten der BMU-Leitstudie von 2010. In Abbildung 9 bis Abbildung 11 sind die Ergebnisse der Interpolationen der mittleren und hohen Preisentwicklungspfade für Steinkohle, Gas und CO₂-Zertifikate dargestellt. Die angesetzten Preisentwicklungspfade für Öl sind Abbildung 53 im Anhang zu entnehmen.

Abbildung 9: Erwartete Steinkohle-Preisföde für die Alternativszenarien (EUR₂₀₀₅/MWh)

Eigene Darstellung [ESA² GmbH] basierend auf [BMU_2007, BMU_2010, BMU_2012].

Abbildung 10: Erwartete Gas-Preisföde für die Alternativszenarien (EUR₂₀₀₅/MWh)

Eigene Darstellung [ESA² GmbH] basierend auf [BMU_2007, BMU_2010, BMU_2012].

Abbildung 11: Erwartete Preisföde für CO₂-Zertifikate für die Alternativszenarien (EUR₂₀₀₅/EUA)

Eigene Darstellung [ESA² GmbH] basierend auf [Öko-Institut_2006, BMU_2007, BMU_2010, BMU_2012].

Tabelle 5 und Tabelle 6 zeigen die daraus im Sinne einer Annuität bestimmten konstanten Brennstoff- und CO₂-Preise, welche für die Berechnung der Alternativszenarien genutzt werden.

Tabelle 5: Als Annuität ermittelte damalige Erwartungen für Brennstoff- und CO₂-Preise für einen 30-jährigem Planungshorizont

Analysejahr/ -periode	Öl (EUR ₂₀₀₅ /MWh)	Gas (EUR ₂₀₀₅ /MWh)	Steinkohle (EUR ₂₀₀₅ /MWh)	Braunkohle (EUR ₂₀₀₅ /MWh)	CO ₂ (EUR ₂₀₀₅ /EUA)
Basispreis					
2007-2013	35,1	19,3	8,1	4,1	13,9
2014	39,5	28,4	12,6	4,1	27,2
2015	40,8	32,3	14,8	4,1	31,9
2016	43,9	29,6	15,1	4,1	30,1
2017	47,0	26,6	15,5	4,1	28,6
2018	56,3	31,9	14,2	4,1	26,7
Hochpreis					
2007-2013	43,1	23,9	9,1	4,2	18,6
2014	49,2	36,5	16,2	4,2	36,9
2015	50,4	41,9	19,9	4,2	43,6
2016	52,7	37,5	19,8	4,2	39,8
Niedrigpreis					
2007-2013	22,5	14,0	6,4	3,5	9,3
2014	27,6	20,7	10,1	3,5	18,3
2015	30,0	23,9	12,0	3,5	21,4
2016	35,8	22,9	12,2	3,5	22,3

Eigene Berechnung [ESA² GmbH] basierend auf [BMU_2007, BMU_2010, BMU_2012, BMU_2014].

Tabelle 6: Als Annuität ermittelte damalige Erwartungen für Brennstoff- und CO₂-Preise für einen 10-jährigem Planungshorizont

Analysejahr/ -periode	Öl (EUR ₂₀₀₅ /MWh)	Gas (EUR ₂₀₀₅ /MWh)	Steinkohle (EUR ₂₀₀₅ /MWh)	Braunkohle (EUR ₂₀₀₅ /MWh)	CO ₂ (EUR ₂₀₀₅ /EUA)
Basispreis					
2007-2013	32,3	17,5	7,8	4,0	9,7
2014	36,0	25,5	11,6	4,0	23,6
2015	36,7	29,1	13,6	4,0	28,7
2016	40,2	26,8	13,7	4,0	25,6
Hochpreis					
2007-2013	38,1	20,7	8,5	4,0	12,9
2014	43,6	31,4	14,1	4,0	30,5
2015	44,1	35,8	17,1	4,0	37,3
2016	46,6	32,3	17,1	4,0	32,3

Eigene Berechnung [ESA² GmbH] basierend auf [BMU_2007, BMU_2010, BMU_2012].

Die Annahmen zur Stromnachfrage in den Alternativszenaren soll sich vorrangig auf damals erwartete Baseline-Entwicklungspfade stützen, da von der Realität abweichende Anstrengungen zu Effizienzsteigerung auf der Nachfrageseite nicht Gegenstand der Analyse sind (siehe Abschnitt 3.1). Hinsichtlich der Konsistenz der Rahmendaten werden hierfür ebenfalls die damaligen Abschätzungen der aus den BMU-Leitszenarien herangezogen [BMU_2007, BMU_2010, BMU_2012]. Mit Ausnahme der Erwartungen in [BMU_2010], welche noch stark von dem kurzfristigen Nachfrageeinbruch in Folge der Weltwirtschaftskrise beeinflusst waren, bewegen sich die Abschätzungen für die Netto-Stromnachfrage zwischen 2007 und 2016 im Wesentlichen zwischen 520 und 540 TWh und entsprechen in etwa der historisch realisierten Nachfrage.

Aufgrund der geringen Schwankungsbreite wird zur Beschränkung der Szenarioanzahl für den zu betrachtenden Zeitraum grundsätzlich von einer erwarteten Stromnachfrage von 540 TWh ausgegangen. Zusätzlich wird ein Alternativszenario mit einer auf 520 TWh reduzierten Nachfrageerwartung gerechnet, um die Einflussstärke dieses Parameters auf die Modellergebnisse beurteilen zu können.

3.3 Definition der Alternativszenarien

Zur Untersuchung der Einflüsse verschiedener Erwartungen auf die Gestaltung des deutschen Kraftwerksparks ohne EE-Technologien werden 17 Alternativszenarien definiert und modellgestützt analysiert. Diese Betrachtung beschränkt sich auf die Jahre 2007 bis 2016, da zum Zeitpunkt der Analyse in der ersten Phase des SeEIS-Projektes die erforderlichen Modelleingangsdaten für die Jahre 2017 und 2018 noch nicht vollständig vorliegen. Tabelle 7 gibt einen Überblick zu den Szenarien, die für jede der vier Analyseperioden (2007-2013, 2014, 2015 und 2016) separat berechnet werden. Insgesamt ergeben sich daraus 68 Modellläufe.

Tabelle 7: Überblick zur Definition der Alternativszenarien (AS)

Nr.	Erwartete Preisentwicklung für		Bemerkungen
	Steinkohle/Gas/Öl	CO ₂	
AS1	Basis	Basis	Modellierungsvariante 1 für Zubau- und Stilllegungsentscheidungen Langfristiger Planungshorizont (30 Jahre)
AS2	Hoch	Hoch	
AS3	Niedrig	Niedrig	
AS4	Hoch	Basis	
AS5	Basis	Hoch	
AS6	Basis	Basis	Erhöhte CO ₂ -Preiserwartung (26,4 EUR/EUA) für die erste Periode 2007-2013
AS7	Basis	Basis	Reduzierte Nachfrageerwartung (520 TWh)
AS8	Basis	Basis	Modellierungsvariante 1 für Zubau- und Stilllegungsentscheidungen Mittelfristiger Planungshorizont (10 Jahre)
AS9	Hoch	Hoch	
AS10	Basis	Basis	Modellierungsvariante 2 für Zubau- und Stilllegungsentscheidungen Langfristiger Planungshorizont (30 Jahre)
AS11	Hoch	Hoch	
AS12	Basis	Basis	Modellierungsvariante 1 für Zubau- und Stilllegungsentscheidungen mit Beschränkung der Laufzeitverlängerung auf Baualter ≤ 25 Jahre Langfristiger Planungshorizont (30 Jahre)
AS13	Hoch	Hoch	
AS14	Hoch	Basis	
AS15	Basis	Hoch	
AS16	Basis	Basis	Geringere Verfügbarkeit der Kapazitäten (90 % → 85 %)
AS17	Hoch	Hoch	

Eigene Darstellung [ESA² GmbH, TU Dresden].

Die Alternativszenarien gliedern sich grob in zwei Gruppen, welche jeweils einen spezifischen Analyseschwerpunkt haben. Die erste Gruppe (AS1 bis AS9) dient vorrangig zur Untersuchung der Bandbreite unterschiedlicher Erwartungen für die Entwicklungspfade von Preisen und zur Höhe der Stromnachfrage auf die Zubau- und Stilllegungsentscheidungen. Für die Restriktionen bzw. modellendogenen Freiheitsgrade dieser Entscheidungen wird die Modellierungsvariante 1 angewandt (vgl. Tabelle 4). Die angenommenen Preiserwartungen entsprechen mit Ausnahme der im Folgenden ausgewiesenen Modifizierungen den Werten aus Tabelle 5 für den langfristigen Planungshorizont.

Um die Einflussstärke der erwarteten Brennstoff- und CO₂-Preispfade differenziert betrachten können, werden verschiedene Kombinationen der Erwartungsniveaus für diese beiden Faktoren untersucht. Dies beinhaltet auch eine erhöhte CO₂-Preiserwartung im Zeitraum vor der Initiierung des EU-Emissionshandels, welche insbesondere für Zubauentscheidungen zum Beginn der ersten Analyseperiode (2007 bis 2013) relevant gewesen sein könnte. Hierfür wird im AS6 der Basiswert von 13,9 auf 26,4 EUR₂₀₀₅/EUA modifiziert. Diese Annahme stützt sich auf die Basis-szenario-Zeitreihe aus [ÖkoInst_2007] (vgl. Abbildung 11).

Mit dem AS7 soll dagegen die Sensitivität der Ergebnisse auf eine abweichende Erwartung zur Stromnachfrage auf die Modellergebnisse beurteilt werden. Hierfür wird die Stromnachfrage von 540 auf 520 TWh reduziert. Die Szenarien AS8 und AS9 sollen ergänzend zeigen, inwieweit ein eingeschränkter Planungshorizont die Ergebnisse beeinflusst, bei dem ausschließlich kurz- bis mittelfristige Preiserwartungen in die Entscheidungsfindung eingehen. Diese beiden Szenarien stützen sich auf die Preisdaten in Tabelle 6.

Die zweite Gruppe von Alternativszenarien (AS10 bis AS17) widmet sich vorrangig methodischen Aspekten der Modellierung. Diese Szenarien dienen u. a. dazu, qualitative Überlegungen für die Plausibilisierung des zu entwickelnden kontrafaktischen Kraftwerksparks modellseitig zu analysieren und zu stützen. Die Auswirkungen der methodischen Anpassungen im Zusammenspiel mit unterschiedlichen Preiserwartungen werden hier für das Basis- und Hochpreisniveau betrachtet.

In AS10 und AS11 werden zunächst modellendogenen Freiheitsgrade für die Zubau- und Stilllegungsentscheidungen gemäß der Modellierungsvariante 2 modifiziert (vgl. Tabelle 4). In den AS12 bis AS15 kommt wiederum der Modellierungsansatz 1 zur Anwendung, jedoch ist hier eine Laufzeitverlängerung von realen Stilllegungsprojekten auf eine Gesamtnutzungsdauer von 25 Jahren für diese Kapazitäten beschränkt. Diese Vorgabe stützt sich auf die in Studien ausgewiesenen durchschnittlichen Nutzungsdauern konventioneller Kraftwerke (vgl. [Markewitz_2018]). Diese methodischen Anpassungen verfolgen insbesondere das Ziel, Erkenntnisse zur Handhabung der bestehenden Unsicherheiten durch fehlende belastbare Informationen zu realen Stilllegungen und deren fiktiver Laufzeitverlängerung zu gewinnen.

Im letzten Schritt wird mit den Szenarien AS16 und AS17 noch die angenommene Verfügbarkeit der installierten Gesamtkapazitäten variiert. Diese schwankt in der Regel und in Abhängigkeit geplanter und ungeplanter Ausfälle zwischen 80 % und 90 % der installierten Gesamtkapazität [Gaidosch_2007, Schröter_2004, Holster_1996]. Um die Einflussstärke dieses Parameters in den anderen Szenarien gering zu halten, wird dort grundsätzlich eine hohe 90-prozentige Verfügbarkeit unterstellt. In AS16 und AS17 wird die Verfügbarkeit um 5 Prozentpunkte reduziert und die Auswirkungen auf die Zubau- und Stilllegungsentscheidungen untersucht.

3.4 Ergebnisse der Alternativszenarien

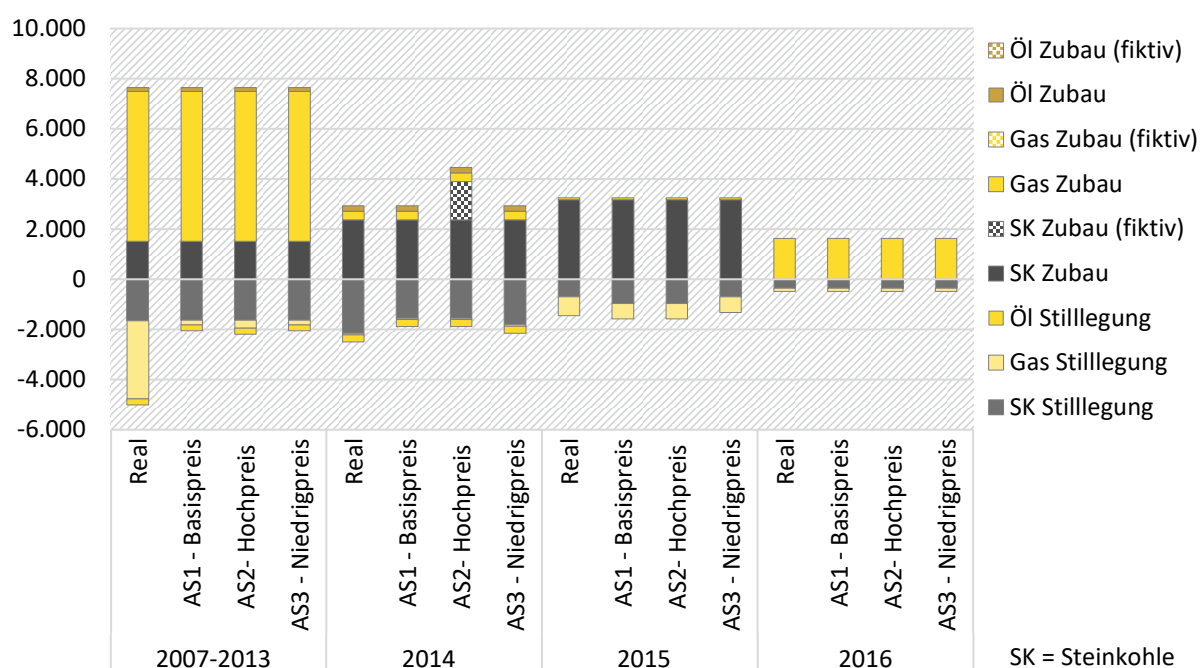
Bei der Analyse der Alternativszenarien stehen die hypothetischen Zubau- und Stilllegungsentscheidungen für Steinkohle-, Gas- und Ölkraftwerke im Vordergrund. Ziel ist es, die mögliche Bandbreite der Abweichungen unter den getroffenen Annahmen und methodischen Modellierungsaspekten zu den in der Realität erfolgten Zubauten und Stilllegungen aufzuzeigen, sowie Erkenntnisse zur Sensitivität der Modellergebnisse zu gewinnen. Im Folgenden werden zunächst die wesentlichen Ergebnisse der Alternativszenarien beschrieben. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse werden anschließend zusammengefasst und fließen in die Überlegungen zur Synthese des kontrafaktischen Kraftwerksparks im Abschnitt 3.5 ein.

Gemäß den grundsätzlichen Festlegungen für die Modellierung (vgl. Abschnitt 3.1) sind die Zubauten und Stilllegungen für Braunkohle-, Kernkraft- und alle sonstigen Erzeugungskapazitäten in allen Szenarien auf die in der Realität umgesetzten Projekte exogen fixiert. Sie können somit keine alternativen Entwicklungspfade einnehmen und werden aus diesem Grund auch nicht in den Abbildungen zu den hypothetischen Zubau- und Stilllegungsentscheidungen ausgewiesen.

3.4.1 Ergebnisse der Alternativszenarien 1 bis 9 zur Analyse unterschiedlicher Erwartungen für die Preisentwicklungspfade und zur Höhe der Stromnachfrage

In Abbildung 12 sind die Modellergebnisse für die Alternativszenarien 1 bis 3 dargestellt. Sie zeigen die Auswirkungen verschiedener Preiserwartungsniveaus auf die hypothetischen Zubau- und Stilllegungsentscheidungen im Vergleich zu den real erfolgten Zubauten und Stilllegungen im zwischen 2007 und 2016. Entsprechend dem hier angewandten Modellierungsansatz 1 (vgl. Tabelle 4) sind die real erfolgten Inbetriebnahmen für diesen Zeitraum exogen vorgegeben. Die endogenen Modellfreiheitsgrade ermöglichen jedoch den Zubau zusätzlicher fiktiver Erzeugungskapazitäten sowie die Laufzeitverlängerung real erfolgter Stilllegungen. Letztere können hier ohne Investitionen und ohne Retrofit erfolgen. Zusätzliche (fiktive) Stilllegungen werden nicht betrachtet.

Abbildung 12: Zubau und Stilllegungen von Steinkohle-, Gas- und Öl-Erzeugungskapazitäten bei verschiedenen Preiserwartungen (AS1 bis AS3) (MW)



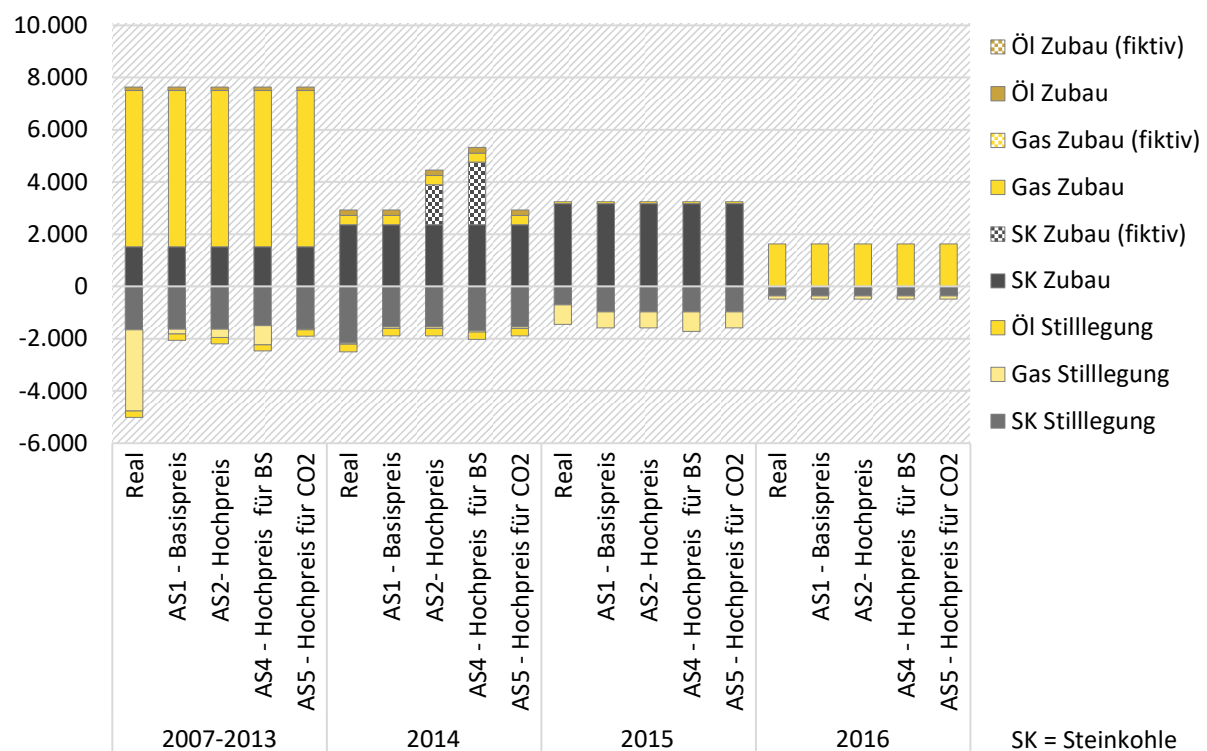
Eigene Darstellung [ESA² GmbH, TU Dresden]. „Real“ nach [BNetzA_2014-2019].

Die Modellergebnisse zeigen, dass unabhängig vom erwarteten Preisniveau für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate vorrangig die Laufzeitverlängerung real stillgelegter Gaskraftwerke zum Tragen kommt. Die Möglichkeit zur Laufzeitverlängerung alter Steinkohlekraftwerke wird dagegen kaum genutzt. Unter den getroffenen Annahmen kann somit unterstellt werden, dass für den Großteil der real stillgelegten Steinkohlekapazitäten auch ohne den EE-Ausbau eine Laufzeitverlängerung ohne umfassendes Retrofit kaum attraktiv gewesen wäre.

Bei höheren Preiserwartungen wird ein Zubau von ca. 1,5 GW fiktiver neuer Steinkohle-Erzeugungskapazitäten im Jahr 2014 ausgewiesen. Gleichzeitig verzögern diese Erwartungen die Stilllegung alter Kohlekraftwerke leicht. Niedrigere Preiserwartungen haben dagegen nur einen marginalen Einfluss und begünstigen die frühere Stilllegung alter Steinkohle-Erzeugungskapazitäten etwas. Ansonsten entsprechen die Ergebnisse denen des Basispreisszenarios.

Mit den Alternativszenarien 4 und 5 werden zusätzlich die Auswirkungen der separaten Einflussfaktoren Brennstoffpreis und CO₂-Preis eingehender untersucht. Im AS 4 werden mittlere Preiserwartungen für CO₂-Zertifikate mit einer hohen Preiserwartung für die Brennstoffe kombiniert. Im AS 5 wird dagegen der umgekehrte Fall betrachtet. Die Ergebnisse sind in Abbildung 13 dargestellt.

Abbildung 13: Zubau und Stilllegungen von Steinkohle-, Gas- und Öl-Erzeugungskapazitäten bei verschiedenen Preiserwartungen – Brennstoff- vs. CO₂-Preis (AS4 und AS5) (MW)



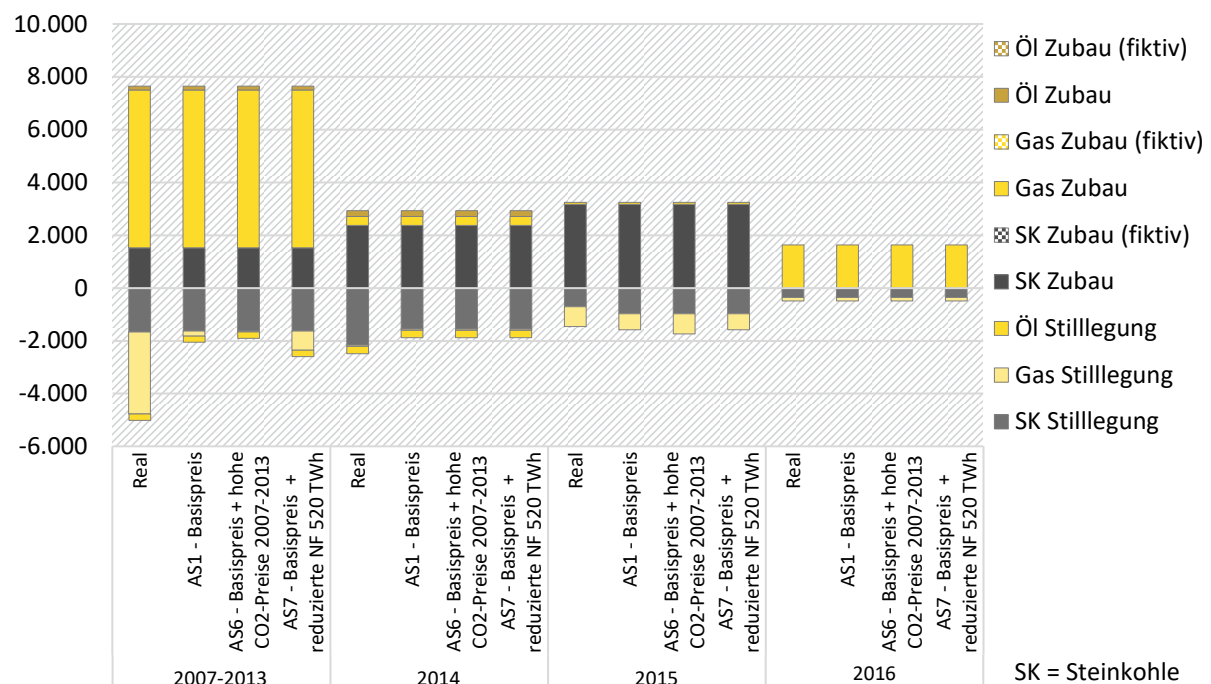
Eigene Darstellung [ESA² GmbH, TU Dresden]. „Real“ nach [BNetzA_2014-2019].

Die Gegenüberstellung der Ergebnisse des AS4 und des AS5 zeigen, dass höhere Brennstoffpreise zusammen mit den mittleren Preiserwartungen für CO₂-Zertifikate tendenziell die Installation neuer Steinkohlekraftwerke begünstigen. Der Zubau fiktiver neuer Kapazitäten im AS4 erhöht sich im Jahr 2014 gegenüber dem AS2 mit gleichzeitig hohen Preisen für Brennstoffe und CO₂ (vgl. Abbildung 12) nochmals um ca. 900 MW. Gleichzeitig verringern sich die Laufzeitverlängerungen für real stillgelegte Gaskraftwerke und auch bei Energieträger Steinkohle wird der verlängerte Einsatz alter Kraftwerke zugunsten neu installierter Kapazitäten leicht reduziert.

Erwartungsgemäß wirkt der höhere CO₂-Preis zusammen mit mittleren Brennstoffpreisen im AS5 dieser Tendenz entgegen. Ein Zubau neuer fiktiver Steinkohle-Erzeugungskapazitäten spiegelt sich hier nicht in den Modellergebnissen wider. Die Laufzeitverlängerungen für real stillgelegte Gaskraftkapazitäten fallen dagegen wieder höher aus.

Die Ergebnisse der Alternativszenarien 6 und 7 mit zusätzlichen Variationen der erwarteten Rahmenbedingungen entsprechen im Wesentlichen den Ergebnissen des Basispreisszenarios AS1 (siehe Abbildung 14). Im AS 6 wurde abweichend zum AS1 eine höhere CO₂-Preiserwartung für den Zeitraum 2007 bis 2013 vorgegeben. Diese Annahme erhöht nur marginal die Laufzeitverlängerung real stillgelegter Gaskraftwerke in diesem Zeitraum. Auch die Reduktion der erwarteten Nettostromnachfrage von 540 auf 520 TWh im AS7 zeigt nur wenig Auswirkung auf die Modellergebnisse. Lediglich die Laufzeitverlängerung bei den Gas-Erzeugungskapazitäten bis 2013 fällt hier um ca. 550 MW geringer als im AS1 aus.

Abbildung 14: Zubau und Stilllegung von Steinkohle-, Gas- und Öl-Erzeugungskapazitäten – Hoher CO₂-Preis 2007 bis 2013 und reduzierte Nettostromnachfrage (AS6 und AS7) (MW)

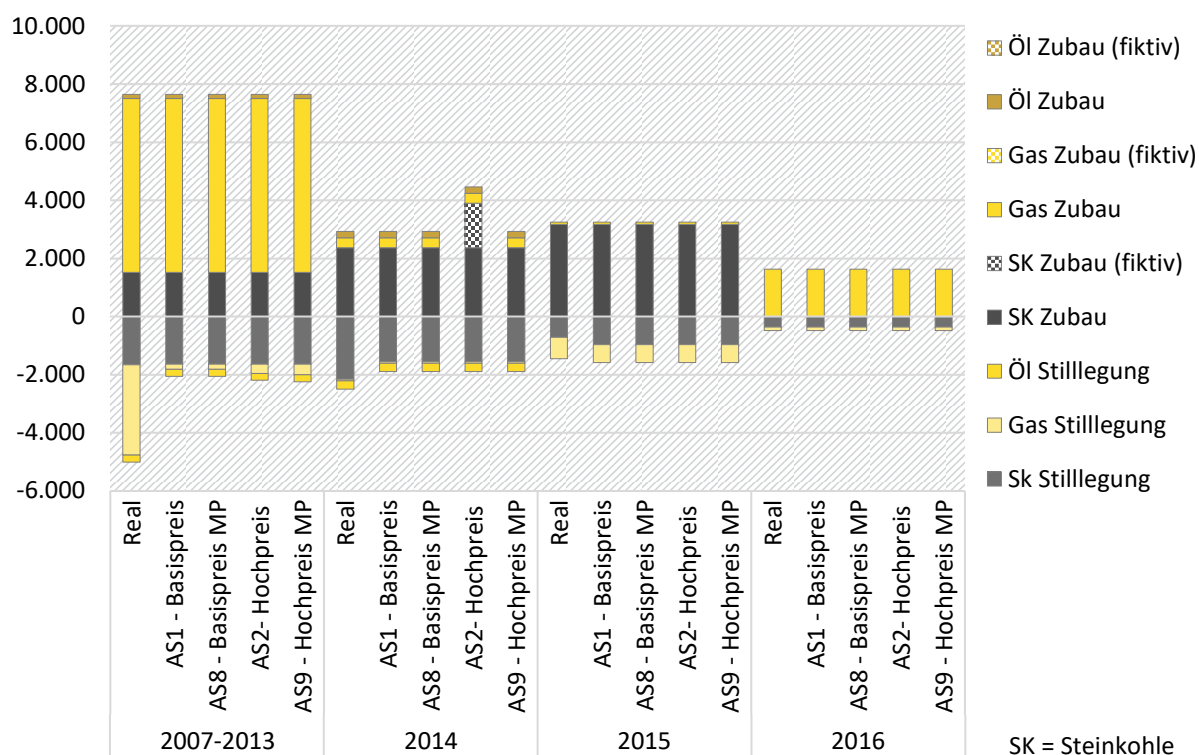


Eigene Darstellung [ESA² GmbH, TU Dresden]. „Real“ nach [BNetzA_2014-2019].

Zur Überprüfung, welchen Einfluss die Länge des Planungshorizontes auf die hypothetischen Zubau- und Stilllegungsentscheidungen hat, werden die Alternativszenarien 8 und 9 gerechnet. Im Unterschied zu den anderen Szenarien mit unterstelltem 30-jährigen Planungshorizont, wird im AS8 und AS9 eine mittelfristige 10-jährige Vorausschau zur Bestimmung der Preiserwartungen angenommen. In die Modellrechnungen gehen hierfür die Preisdaten aus Tabelle 6 ein.

Abbildung 15 zeigt, dass bei den Basispreiserwartungen (AS1 und AS8) die Länge des Planungshorizontes keinen Einfluss auf die Modellergebnisse hat. Bei den höheren Preiserwartungen unterbleibt im AS9 mit kürzerer Perspektive jedoch der Zubau fiktiver neuer Steinkohlekraftwerke im Gegensatz zum AS2. Die Kapazitätsentwicklungspfade im AS9 entsprechen dabei im Wesentlichen dem Basispreisszenario. Hieraus ist abzuleiten, dass im Hochpreisszenario AS2 insbesondere die angenommenen langfristigen Erwartungen zur Gaspreisentwicklung den Einsatz dieses Energieträgers weniger attraktiv erscheinen lassen und den Zubau fiktiver neuer Steinkohle-Erzeugungskapazitäten begünstigen.

Abbildung 15: Zubau und Stilllegungen von Steinkohle-, Gas- und Öl-Erzeugungskapazitäten – Langer vs. mittelfristiger Planungshorizont (AS8 und AS9) (MW)



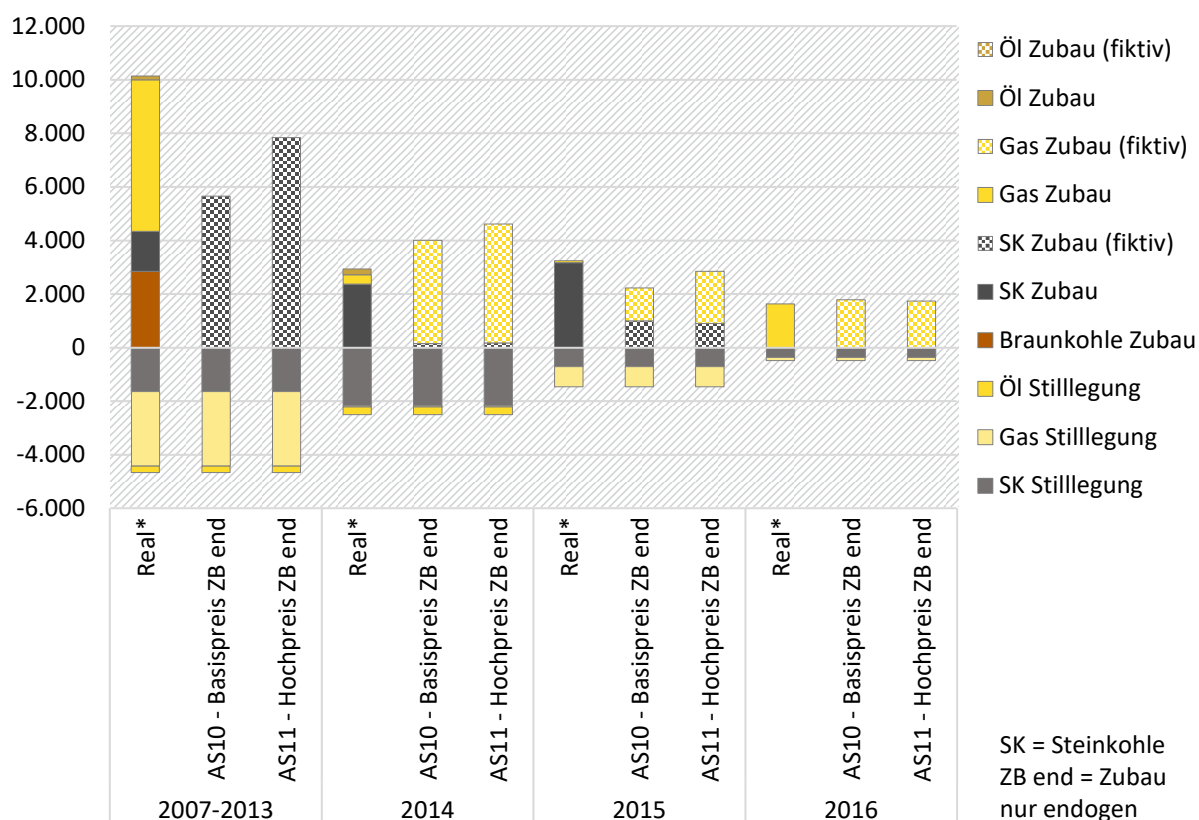
Eigene Darstellung [ESA² GmbH, TU Dresden]. „Real“ nach [BNetzA_2014-2019].

3.4.2 Ergebnisse der Alternativszenarien 10 bis 17 zur Untersuchung ergänzender methodischer Aspekte der Modellierung

In Alternativszenarien 10 bis 17 stehen die Einflüsse methodischer Modellierungsaspekte auf die hypothetischen Zubau- und Stilllegungsentscheidungen im Vordergrund, mit deren Hilfe zusätzliche Erkenntnisse zur Erstellung eines plausiblen kontrafaktischen Szenarios generiert werden sollen. Die gleichzeitige Betrachtung der Auswirkungen unterschiedlicher Preiserwartungen beschränkt sich in diesen Szenarien auf das Basis- und Hochpreisniveau. Im Fokus stehen zunächst die Unsicherheiten bezüglich der hypothetischen Laufzeitverlängerungen real stillgelegter Erzeugungskapazitäten, für die keine belastbaren Informationen zu den Beweggründen der Stilllegung und vor allem nicht zu den erforderlichen Investitionen für eine gegebenenfalls mögliche Laufzeitverlängerung verfügbar sind.

Mit den Alternativszenarien 10 und 11 soll zunächst die Vorteilhaftigkeit von Neubauten unabhängig vom real erfolgten Zubau untersucht werden. Hierfür wird der zweite Modellierungsansatz angewandt. Bei diesem werden die Zubauentscheidungen rein endogen betrachtet. Vereinfachend wird nur der energieträgerspezifische Zubau fiktiver Erzeugungskapazitäten analysiert. Dagegen sind die real erfolgten Stilllegungen exogen vorgegeben, d. h. eine Laufzeitverlängerung für diese Kapazitäten ist nicht möglich (vgl. Tabelle 4). Um die Modelldynamik zusätzlich zu erhöhen, wird im AS10 und AS11 abweichend zu den anderen Szenarien der nach 2007 real umgesetzte Zubau von ca. 2,8 GW neuer Braunkohle-Erzeugungskapazitäten vernachlässigt. Damit soll die Aussagekraft der Ergebnisse bezüglich der Vorteilhaftigkeit von Grund- und Mittellastkraftwerken (Kohle) und Spitzenlastkraftwerken (Gas und Öl) verstärkt werden. Um die in Abbildung 16 aufgezeigten Ergebnisse des AS10 und des AS11 vor diesem Hintergrund entsprechend einordnen zu können, wird der real erfolgte Zubau von Braunkohlekraft hier mit ausgewiesen.

Abbildung 16: Zubau und Stilllegungen von Steinkohle-, Gas- und Öl-Erzeugungskapazitäten – Zubau endogen und Stilllegungen exogen (AS10 und AS11) (MW)



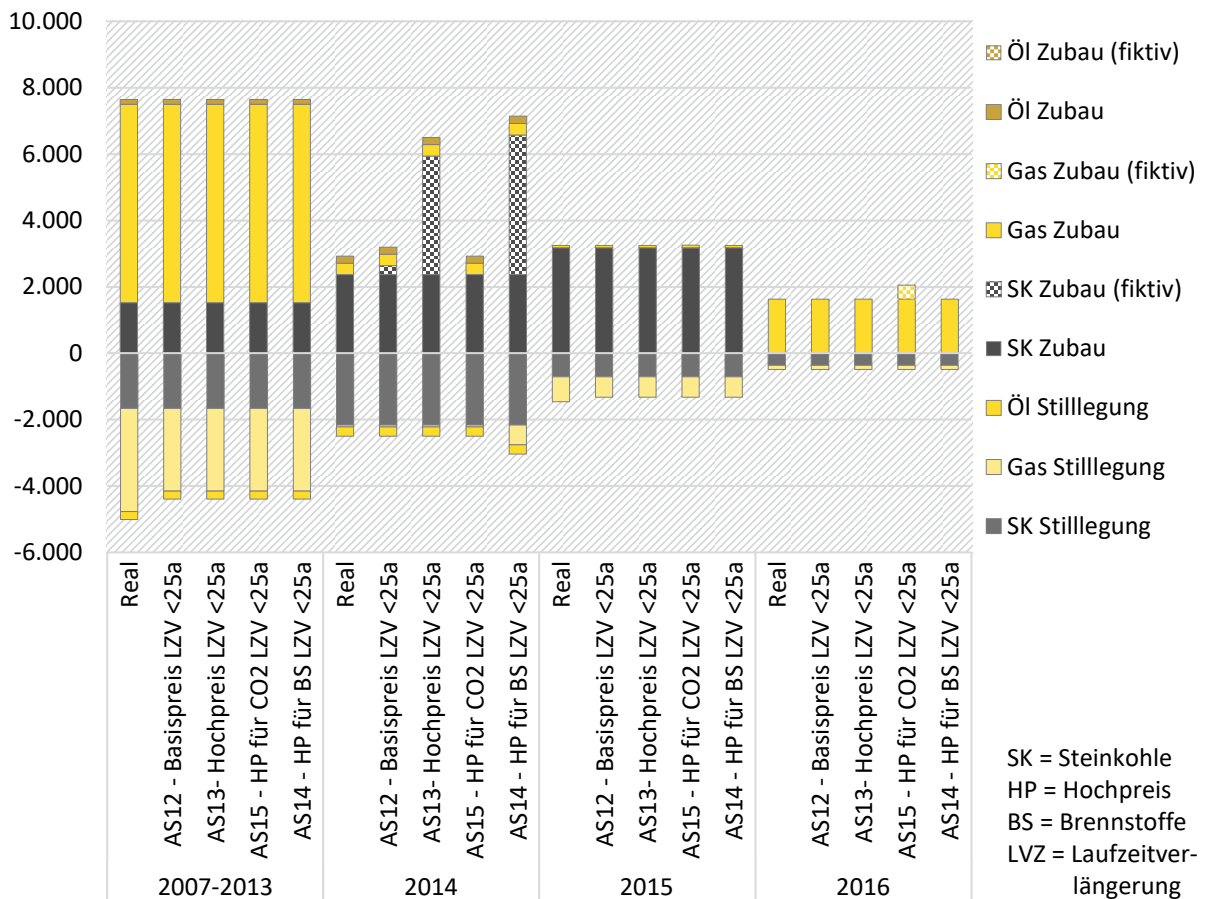
Eigene Darstellung [ESA² GmbH, TU Dresden]. „Real“ nach [BNetzA_2014-2019]. *Zwischen 2007 und 2013 wurden 350 MW Erzeugungskapazität (vorrangig Gas) in Betrieb genommen und bis 2013 wieder stillgelegt. Für die Betrachtung in AS10 und AS11 bleiben diese Kapazität unberücksichtigt.

Die Ergebnisse des AS10 und des AS11 zeigen unter den getroffenen Annahmen vorrangig eine zeitliche Verlagerung der energieträgerspezifischen Zubauaktivitäten. Ohne die Vorgabe der realen Inbetriebnahmen für Steinkohle, Gas und Öl ist festzustellen, dass der Zubau von Kohle-Erzeugungskapazitäten aus Modellsicht früher als in der Realität erfolgt. Im Zeitraum 2007 bis 2013 wird ausschließlich der Zubau neuer Kohlekraftwerke ausgewiesen. Ein Teil dieses Ergebnisses ist allerdings den vernachlässigten realen Braunkohleneubauten zuzuschreiben, welche hier durch grundlastfähige Steinkohlekapazitäten ersetzt werden. Der Zubau von Gaskraft wird dagegen etwas nach hinten verlagert. Gleichzeitig tritt in den Ergebnissen deutlicher die Tendenz hervor, dass höhere Preiserwartungen den Neubau von Kapazitäten befördern. Erwartungsgemäß zeigt sich dies nun auch bei den Gaskraftwerken, bei denen diese Sensitivität durch den vorgegebenen, recht hohen realen Zubau bis 2013 in den vorangegangenen Szenarien überlagert wurde.

Fortschreitend aggregiert nähern sich die Summen der jeweils neu zugebauten Steinkohle- und Gas-Erzeugungskapazitäten zwischen Realität und AS10 bzw. AS11 einander an. Im Jahr 2016 wird ein harmonisches Bild zwischen realen und modellbasiert bestimmten Entscheidungen erreicht. Dennoch fallen die durch die Optimierung endogen bestimmten Neubaukapazitäten in der Summe geringer als in der Realität aus, was sich durch die bestehenden Überkapazitäten im realen Kraftwerkspark und die im Modell recht hoch angenommene Verfügbarkeit der Kapazitäten (90 %) begründet.

In den Alternativszenarien 12 bis 15 kommt wieder die Modellierungsvariante 1 für die Analyse der Zubau- und Stilllegungsentscheidungen zum Einsatz. Jedoch ist hier die endogen betrachtete Laufzeitverlängerung real stillgelegter Kapazitäten auf maximal 25 Jahre Einsatzdauer der Kraftwerke beschränkt. Dies betrifft im Wesentlichen 6 Gaskraftwerke, die nach 1990 in Betrieb genommen und bis 2013 wieder stillgelegt wurden. Damit soll eine grobe Differenzierung zwischen einer Laufzeitverlängerung modernerer Kapazitäten mit geringeren Investitionen (hier ohne Investitionen) gegenüber der Laufzeitverlängerung alter Kapazitäten mit i. d. R. deutlich höheren Investitionen simuliert werden. Die Ergebnisse sind in Abbildung 17 dargestellt. Zusätzlich wird auch wieder der Einfluss von hohen Brennstoff- und CO₂-Preis-erwartungen separat betrachtet.

Abbildung 17: Zubau und Stilllegungen von Steinkohle-, Gas- und Öl-Erzeugungskapazitäten – altersbeschränkte Laufzeitverlängerung (AS12 bis AS15) (MW)



Eigene Darstellung [ESA² GmbH, TU Dresden]. „Real“ nach [BNetzA_2014-2019].

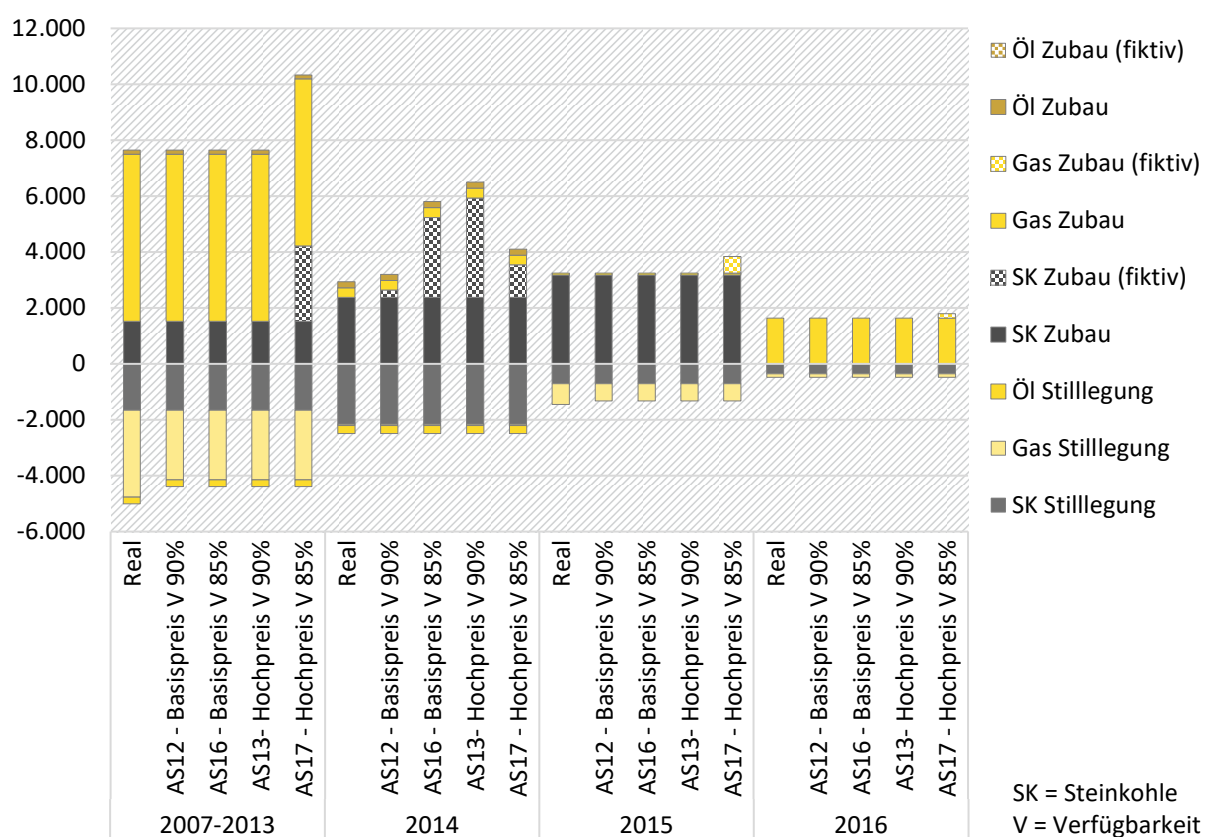
Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die in den Alternativszenarien 1 bis 9 vermiedene Stilllegung von Gaskraftwerken dem Ausbau neuer Erzeugungskapazitäten entgegenwirkt. Mit der Einschränkung der Laufzeitverlängerung auf die nach 1990 zugebauten Gaskraftwerke wird nun ein geringfügiger Zubau fiktiver Steinkohlekapazitäten (ca. 350 MW) auch im Basispreisszenario im Jahr 2014 ausgewiesen. Dieser Zubau kann hier als Neubau oder als Laufzeitverlängerung bestehender Kapazitäten mit einem sehr umfangreichem Retrofit gewertet werden.

Im Hochpreisszenario AS13 steigt der Zubau fiktiver Steinkohlekapazitäten sogar um ca. 2 GW gegenüber dem Hochpreisszenario AS2 (ohne Beschränkung der Laufzeitverlängerungen) auf insgesamt knapp 3,6 GW an. Des Weiteren ist die in den Alternativszenarien 3 bis 5 gezeigte

Sensitivität hinsichtlich der Einzeleffekte „Brennstoffpreis“ und „CO₂-Preis“ auch hier festzustellen. Hohe Brennstoffpreise zusammen mit mittleren CO₂-Preisen erhöhen den fiktiven Zubau von Steinkohle nochmals um 0,6 GW, während sich die Laufzeitverlängerung von Gaskraftwerken im Jahr 2014 etwas verringert. Ein hoher CO₂-Preis in Verbindung mit der Basispreiserwartung für Brennstoffe begünstigt dagegen erwartungsgemäß den Einsatz der Gaskapazitäten und wirkt dem Zubau neuer Steinkohlekapazitäten entgegen. Im Jahr 2016 wird sogar noch eine hypothetische Erweiterung der Gas-Erzeugungskapazitäten um 420 MW ausgewiesen.

In den letzten beiden Alternativszenarien (AS16 und AS17) wird der Einflussstärke der angenommenen Verfügbarkeit für die installierten Kapazitäten auf die Zubauten und Stilllegungen untersucht. Hierfür wird der Verfügbarkeitsfaktor um 5 Prozentpunkte auf 85 % gesenkt. Die Beschränkung der hypothetischen Laufzeitverlängerungen für reale Stilllegungen auf 25 Jahre Gesamtnutzungsdauer wird beibehalten. Abbildung 18 zeigt die Ergebnisse der Alternativszenarien 16 und 17.

Abbildung 18: Zubau und Stilllegungen von Steinkohle-, Gas- und Öl-Erzeugungskapazitäten – reduzierte Verfügbarkeit (AS16 und AS17) (MW)



Eigene Darstellung [ESA² GmbH, TU Dresden]. „Real“ nach [BNetzA_2014-2019].

Die Reduktion des Verfügbarkeitsfaktors führt erwartungsgemäß zu einer Erhöhung der fiktiven Kapazitäten. Für Steinkohle werden bei mittleren Preiserwartungen (AS16) im Jahr 2014 ca. 2,9 GW zusätzlich zum real erfolgten Zubau ausgewiesen. Mit den hohen Preiserwartungen im AS17 erhöht die zusätzliche Steinkohlekapazität bis 2013 um 2,7 GW und bis 2014 nochmals um 1,2 GW. Darüber hinaus zeigt sich im Jahr 2015 eine zusätzliche Erweiterung der Gaserzeugung um 600 MW, was durch das höhere erwartete CO₂-Preisniveau im AS17 begünstigt wird.

3.4.3 Zusammenfassung der Ergebnisse der Alternativszenarien

Mit den Alternativszenarien wurde die Bandbreite hypothetischer Zubau- und Stilllegungsentscheidungen für Steinkohle-, Gas- und Ölkraftwerke unter verschiedenen Annahmen zur erwarteten Entwicklung von Brennstoffpreisen, CO₂-Preisen und der Stromnachfrage sowie im Hinblick auf einzelne methodische Modellierungsaspekte untersucht. In Abbildung 19 ist für ausgewählte Alternativszenarien die daraus resultierende Zusammensetzung der konventionellen Erzeugungskapazitäten für den deutschen Kraftwerkspark dargestellt.

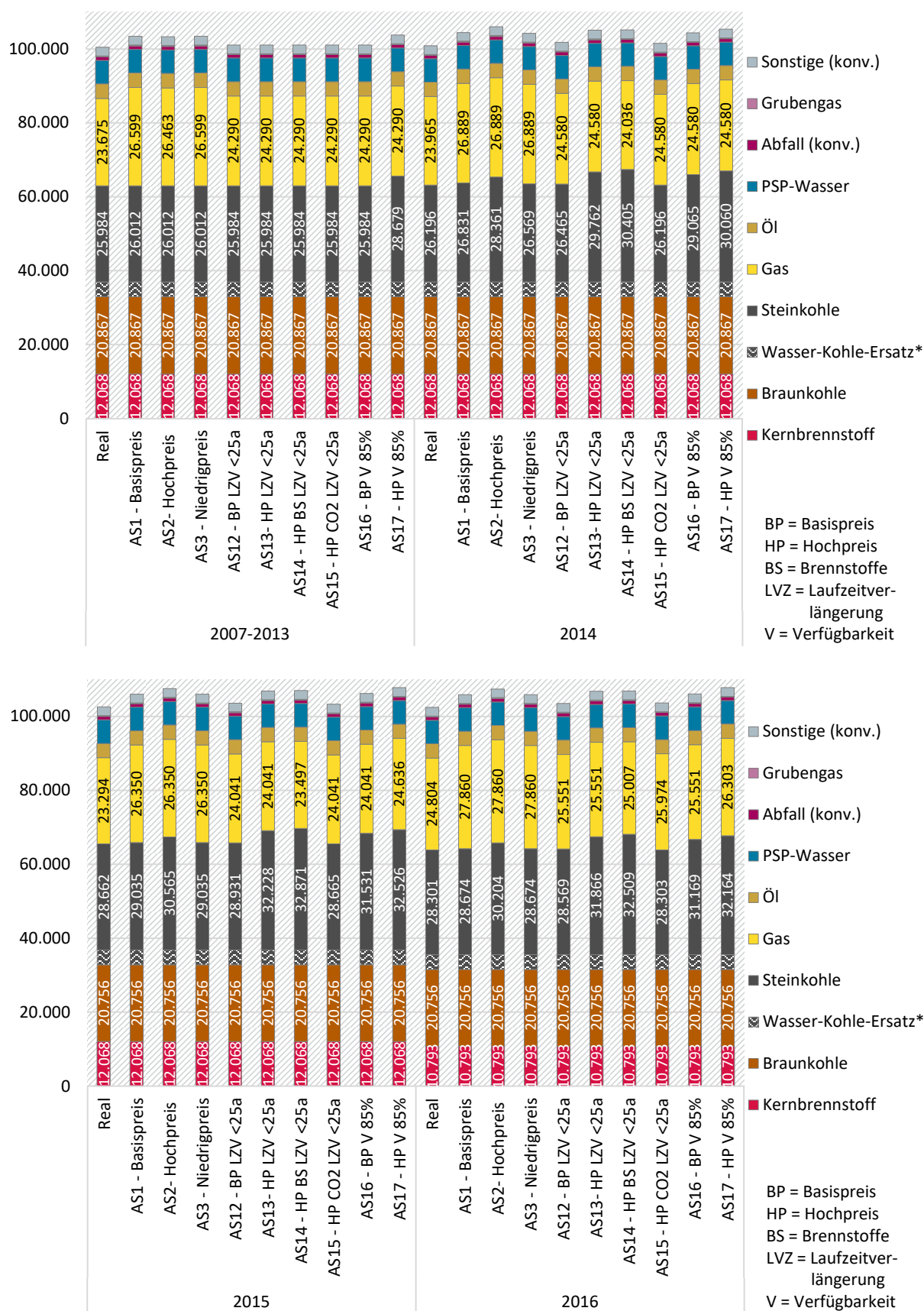
Eine Dynamik zeigen die Ergebnisse insbesondere hinsichtlich der Zubau- und Stilllegungsentscheidungen für Steinkohle- und Gas-Erzeugungskapazitäten. Hier weisen die Ergebnisse für die installierte Erzeugungskapazität bei Steinkohle eine Schwankungsbreite von 2,7 GW bis 2013 und in den Folgejahren bis 4,2 GW auf. Für Gas ist eine Schwankungsbreite von 2,6 GW bis 2013 und im Folgenden bis 3 GW festzustellen.

Sensitivitäten hinsichtlich der langfristig erwarteten Preise für Energieträger und CO₂ ergeben sich jedoch erst bei sehr hohen erwarteten Preisen. Hohe Brennstoffpreise begünstigen tendenziell den Einsatz von Steinkohle. Hohe CO₂-Preise begünstigen dagegen erwartungsgemäß den Einsatz von Gas. Die Zubau- und Stilllegungsentscheidungen bei mittleren und niedrigen Preis-erwartungen unterscheiden sich dagegen nur marginal.

Eine sehr hohe Sensitivität und eine gleichzeitig hohe Unsicherheit besteht hinsichtlich der Modellierung von hypothetischen Laufzeitverlängerungen real stillgelegter Kraftwerke. Bei der Möglichkeit zur unbeschränkten Laufzeitverlängerung alter Kapazitäten ohne (Retrofit-)Investitionen zusammen mit dem erzwungenen Zubau realer Neubauprojekte liegt die in den Modell-ergebnissen ausgewiesene installierte Gesamtkapazität deutlich über der realen Entwicklung. Dies ist vor allem auf die fiktive Laufzeitverlängerungen von real stillgelegten Gaskraftwerken zurückzuführen. Die Möglichkeit zur Laufzeitverlängerung der real stillgelegten Steinkohle-kraftwerke wird dagegen kaum genutzt. Tendenziell erscheint hier der Zubau neuer, moderner Erzeugungskapazitäten gegenüber dem verlängerten Einsatz alter Kraftwerke mit schlechterem Wirkungsgrad weitestgehend unabhängig vom erwarteten Brennstoffpreisniveau attraktiver. Allerdings wirkt hier die fiktive Laufzeitverlängerung der Gaskraftkapazitäten der Erweiterung der Steinkohle-Erzeugungskapazitäten entgegen.

Werden dagegen die Möglichkeiten zur Laufzeitverlängerung beschränkt, weisen die Modell-ergebnisse vorrangig den Zubau fiktiver neuer Steinkohle-Erzeugungskapazitäten aus. Dieser Effekt verstärkt sich in Abhängigkeit der unterstellten Verfügbarkeit der installierten Kapazitäten. Allerdings besteht auch hier die Sensitivität hinsichtlich des erwarteten CO₂-Preis-niveaus. Ein hoher CO₂-Preis zusammen mit einem mittleren Brennstoffpreis begünstigt wieder zunehmend den Einsatz von Gas und fördert im geringen Umfang auch den Zubau zusätzlicher Gas-Erzeugungskapazitäten.

Darüber hinaus erweisen sich die Szenarioergebnisse als recht stabil. Die Auswirkungen der Länge des Planungshorizontes (10 vs. 30 Jahre) und höherer CO₂-Preiserwartungen für den Zeitraum 2007 bis 2013 sind nur sehr gering. Gleiches gilt für geringfügige Abweichungen bei der Nachfrageerwartung, welche kaum Einfluss auf die kapazitive Entwicklung und energieträgerspezifische Gestaltung des Kraftwerksparks haben. Für die Öl-Erzeugungskapazitäten wird in den Ergebnissen weder eine zusätzliche Erweiterung der real zugebauten Kapazitäten noch eine Laufzeitverlängerung der real stillgelegten Ölkraftwerke zwischen 2007 und 2016 ausgewiesen. In diesem Zeitraum wurden ca. 360 MW neu zugebaut und 520 MW stillgelegt. Durchschnittlich waren ca. 4 GW Öl-Erzeugungskapazitäten betriebsbereit installiert.

Abbildung 19: Konventionelle Stromerzeugungskapazität in den Alternativszenarien (MW)

Eigene Darstellung [ESA² GmbH, TU Dresden]. „Real“ nach [BNetzA_2014-2019]. *Für den kontrafaktischen Fall durch Steinkohlekraft substituierte 4.024 MW EE-Wasserkraft im Jahr 2006.

3.5 Synthese des kontrafaktischen Kraftwerksparks

Basierend auf den Erkenntnissen aus den Alternativszenarien wird im Folgenden der kontrafaktische Kraftwerkspark definiert, anhand dessen die durch den deutschen EE-Ausbau bedingte europaweite Substitution von konventioneller Stromerzeugung quantifiziert werden soll.

Hinsichtlich der erwarteten Preisniveaus für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate werden für den kontrafaktischen Fall grundsätzlich die mittleren Entwicklungspfade angenommen. Des Weiteren wird davon ausgegangen, dass die real erfolgten Kraftwerksneubauten zwischen 2007 und 2016 auch ohne den EE-Ausbau umgesetzt worden wären. Die folgenden Überlegungen fokussieren auf die hypothetische Entwicklung der Steinkohle- und Gaskapazitäten, d. h. auf die Installation fiktiver neuer Kapazitäten im Zusammenspiel mit den Möglichkeiten zur Laufzeitverlängerung real erfolgter Stilllegungen. Letztere zeigten in den Alternativszenarien die größte Ergebnisdynamik und weisen gleichzeitig eine hohe Unsicherheit auf. Die Kapazitäten aller anderen konventionellen Technologien werden für den kontrafaktischen Kraftwerkspark entsprechend ihrer realen Entwicklung in dem betrachteten Zeitraum fortgeschrieben.

Die in den Alternativszenarien untersuchte Möglichkeit einer Laufzeitverlängerung real stillgelegter Kraftwerke ohne Investitionen ist sehr kritisch zu sehen. Eine Einschätzung zu den Beweggründen und den gegebenenfalls erforderlichen Investitionen für einen Weiterbetrieb ist aufgrund fehlender Informationen jedoch schwierig. Ebenso mangelt es an belastbaren Daten zu den Kosten einer möglichen Laufzeitverlängerung.

Die real stillgelegten Steinkohlekraftwerke zwischen 2006 und 2016 wurden vorrangig in den 1970er Jahren in Betrieb genommen. Mit einer Einsatzdauer von ca. 40 Jahren kann unterstellt werden, dass hier vorrangig altersbedingte techno-ökonomische bzw. sonstige vom EE-Ausbau unabhängige Beweggründe zur Stilllegung vorlagen. Die Modellergebnisse zeigen, dass die Option zur Laufzeitverlängerung der real stillgelegten Steinkohlekraftwerke unter den getroffenen Annahmen zur erwarteten Energiepreisentwicklung kaum genutzt wird und der Zubau neuer Steinkohlekraftwerke attraktiver erscheint. Gleichzeitig wäre in einer Welt ohne deutsche EE-Stromerzeugung auch langfristig ein höherer Einsatz dieser Kapazitäten zu erwarten gewesen und damit eine höhere Planungssicherheit für Investoren gegeben. Dies spricht ebenfalls für den Ersatz alter durch neue Steinkohlekraftwerke. Aus diesem Grund wird angenommen, dass die real stillgelegten Kohlekraftanlagen zwischen 2007 und 2013 auch ohne den EE-Ausbau nicht länger betrieben worden wären.

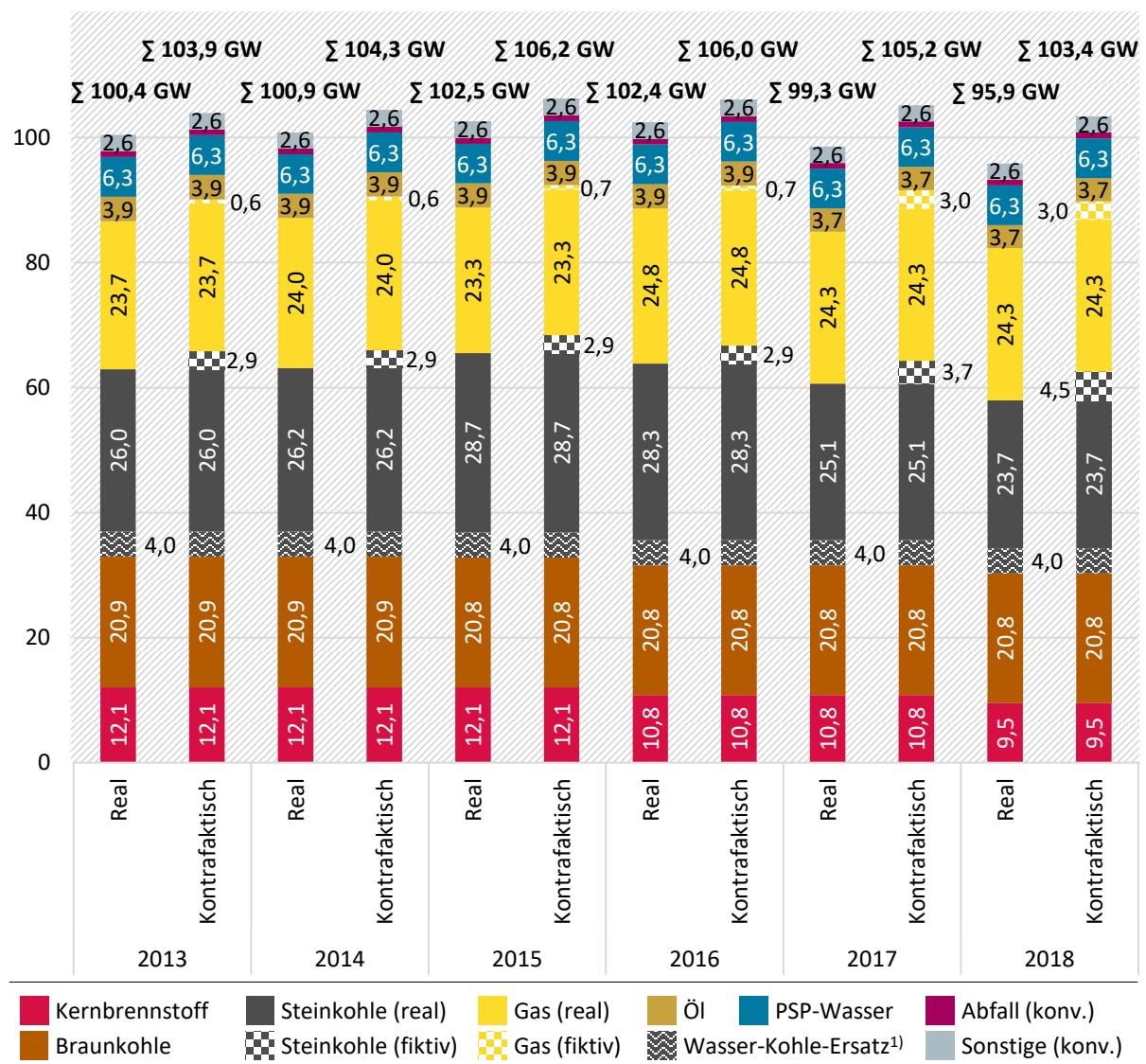
Die zwischen 2006 und 2016 real stillgelegten Gaskraftwerke weisen vorrangig Nutzungsdauern von mehr als 25 Jahren auf. Für diese Kapazitäten könnte ebenfalls von einer eher altersbedingten techno-ökonomischen Stilllegung ausgegangen werden, da sie die durchschnittliche Nutzungsdauer für Gaskraftwerke nach [Markewitz_2018] erreicht bzw. überschritten haben. Allerdings unterliegt diese Annahme einer gewissen Unsicherheit, da Gaskraftwerke auch längere Nutzungsdauern aufweisen können. Gleichzeitig wird die Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken, welche am oberen Ende der Merit Order rangieren, durch die EE-Erzeugung stark beeinflusst. Somit könnte die Entscheidung zur Stilllegung dieser Kraftwerke auch stärker durch den EE-Ausbau beeinflusst gewesen sein. Für den kontrafaktischen Kraftwerkspark wird jedoch davon ausgegangen, dass diese stillgelegten Kapazitäten nicht in ihrer Laufzeit verlängert werden. Für die 6 stillgelegten Anlagen mit Baujahr nach 1990 wird jedoch die Möglichkeit für eine Laufzeitverlängerung ohne Investitionen eingeräumt. Hier kann eine Stilllegung aus wirtschaftlichen Beweggründen im Zuge des erfolgten EE-Ausbaus unterstellt werden.

Vor dem Hintergrund dieser Überlegungen stellen die Alternativszenarien 12 und 16 einen plausiblen Ausgangspunkt für die Definition des kontrafaktischen Kraftwerksparks dar. Bevorzugt wird das Alternativszenario 16, da hier eine realitätsnähere Verfügbarkeit der installierten

Kapazitäten unterstellt ist. Allerdings wäre die hier ausgewiesene sprunghafte Änderung der Zubauaktivität von Gas (2007-2013) auf Steinkohle (ab 2014) in der Realität so nicht zu erwarten. Deshalb wird davon ausgegangen, dass die 2014 modellseitig zugebauten fiktiven Steinkohlekapazitäten bereits im Zeitraum bis 2013 installiert worden wären. Diese Annahme wird von den Ergebnissen des AS10 und AS11 gestützt, die bei der freien Zubauentscheidung die Vorteilhaftigkeit eines vorgezogenen Zubaus von Steinkohlekapazitäten belegen. Gleichzeitig verbessert sich dadurch die Anschlussfähigkeit an die Ergebnisse der Vorgängerstudie (vgl. [UBA_2016]) für eine konsistente Fortschreibung der Substitutionseffekte in der Zeitreihe.

Der auf dieser Grundlage definierte kontrafaktische deutsche Kraftwerkspark für die Jahre 2013 bis 2016 wird für die Jahre 2017 und 2018 mithilfe des INVEST-Moduls von ELTRAMOD und basierend auf damaligen Erwartungen zur Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklung [BMU_2012, BMU_2014] fortgeschrieben. Die Modellierung entspricht dabei der Vorgehensweise im Alternativszenario 16. Weitere Szenarien werden hierfür nicht mehr betrachtet. Abbildung 20 zeigt die Entwicklung des kontrafaktischen und des realen konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland für den betrachteten Zeitraum im SeEiS-Projekt.

Abbildung 20: Installierte konventionelle Stromerzeugungskapazität in Deutschland in der Realität und im kontrafaktischen Fall für die Jahre 2013 bis 2018 (GW)



Eigene Darstellung [ESA² GmbH, TU Dresden]. „Real“ nach [BNetzA_2014-2019].

4 Bestimmung der Substitutionseffekte

Aufbauend auf den Vorarbeiten zur Entwicklung des kontrafaktischen Kraftwerksparks in Deutschland wird im Folgenden die Substitution der konventionellen Stromerzeugung in Europa durch die deutsche EE-Stromerzeugung in den Jahren 2013 bis 2018 untersucht. Hierfür wird der europaweite Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung des grenzüberschreitenden Stromhandels mithilfe des Dispatch-Moduls von ELTRAMOD modelliert (vgl. Abschnitt 2.2). Für jedes Jahr werden zwei separate Modellläufe durchgeführt – einmal für den kontrafaktischen Fall und einmal für den realen Fall. In beide Modellläufe gehen nun die von 2013 bis 2018 real beobachteten Stromnachfragen und Preise für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate ein. Der reale Kraftwerkspark für Deutschland, die deutschen Anrainerstaaten sowie Italien und Schweden ist blockscharf modelliert. Die Erzeugungskapazitäten in den restlichen EU-Staaten werden differenziert für jedes Land, jedoch aggregiert für einzelne energieträgerspezifische Technologien abgebildet. Letzteres gilt auch für die vorab bestimmten hypothetischen Erzeugungskapazitäten in Deutschland für den kontrafaktischen Fall.

Aus den Unterschieden des realen und kontrafaktischen Kraftwerkseinsatzes werden die Verdrängungsbeziehungen zwischen einzelnen konventionellen und erneuerbaren Energieträgern jahresscharf auf Länderebene quantifiziert. Die verdrängten konventionellen Strommengen werden dabei differenziert betrachtet für die Erzeugung aus:

- ▶ Braunkohle,
- ▶ Steinkohle,
- ▶ Erdgas,
- ▶ Öl,
- ▶ Kernbrennstoff,
- ▶ Abfall (konventionell)
- ▶ Grubengas und
- ▶ PSP-Wasser (Pumpspeicher ohne natürlichen Zufluss).

Die verdrängenden deutschen EE-Strommengen werden differenziert betrachtet für die Erzeugung aus:

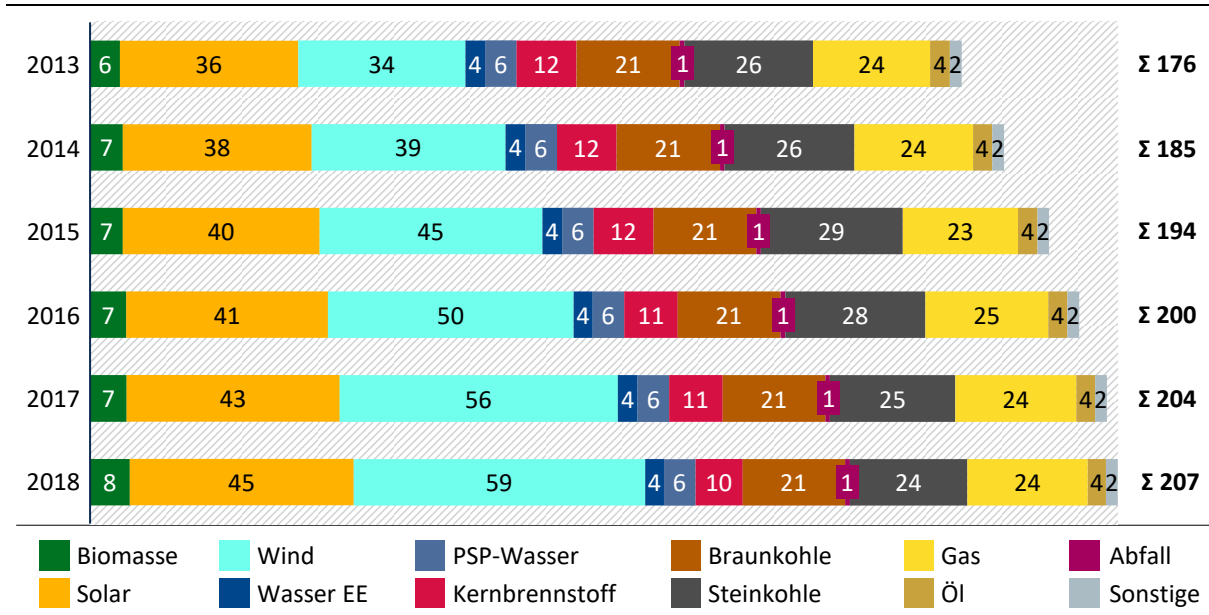
- ▶ Solar (Photovoltaik),
- ▶ Wind an Land (Onshore),
- ▶ Wind auf See (Offshore),
- ▶ Biomasse,
- ▶ Wasser (EE),
- ▶ Abfall (EE),
- ▶ Geothermie,
- ▶ Deponiegas und
- ▶ Klärgas.

Im Abschnitt 4.1 werden zunächst wesentliche Eingangsdaten zur Modellierung des realen europaweiten Kraftwerkseinsatzes vorgestellt, welche ergänzend zu den im Abschnitt 2.2 angeführten techno-ökonomischen Daten verwendet werden. Anschließend werden die Ergebnisse der Modellkalibrierung aufgezeigt. Im Abschnitt 4.2 wird im Detail auf die Vorgehensweise zur Berechnung der Verdrängungsmengen und deren konkreter Zuordnung zu den einzelnen Energieträgern eingegangen. Die Analyseergebnisse zu den Verdrängungseffekten werden im Abschnitt 4.3 ausgewiesen. Diese Werte werden vom UBA zur Ableitung der Bruttovermeidungsfaktoren für die Berechnung der EE-Emissionsbilanz genutzt. Im Abschnitt 4.4 werden auf Grundlage dieser Ergebnisse weiterführende Untersuchungen zur Identifikation typischer tageszeitlicher oder saisonaler Substitutionsmuster vorgenommen. Der Abschnitt 4.5 adressiert abschließend eine Analyse zur Belastung des innerdeutschen Netzes und der grenzüberschreitenden Interkonnektoren durch die deutsche EE-Stromerzeugung sowie deren Einflüsse auf die Substitutionen.

4.1 Eingangsdaten und Modellvorbereitung zur Quantifizierung der Substitutionseffekte

Im Gegensatz zur Herleitung des kontrafaktischen Kraftwerksparks mit damaligen Erwartungswerten kommen zur Abbildung des realen europäischen Energiesystems Daten aus statistischen Quellen zum Einsatz. Die reale installierte Leistung der im Modell berücksichtigten Stromerzeugungstechnologien für Deutschland stützt sich auf die von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Kraftwerkslisten [BNetzA_2014-2019]. Die reale Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks für die Jahre 2013 bis 2018 ist in Abbildung 21 dargestellt. Tabelle 17 im Quellenverzeichnis beinhaltet eine Zusammenstellung von wesentlichen Quellen, auf deren Grundlage der Kraftwerkspark für die anderen europäischen Staaten modelliert wird.

Abbildung 21: Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland 2013 bis 2018 (GW)



Eigene Darstellung [ESA² GmbH, TU Dresden] basierend auf [BNetzA_2014-2019].

Die Einspeisung aus fluktuierenden EE wird mithilfe von historischen länderspezifischen Zeitreihen in stündlicher Auflösung abgebildet. In der Regel stellen die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) entsprechende Zeitreihen bereit [ENTSO-E_2017-2019a, Netztrans_2017-2019]. Allerdings ist dies nicht für jedes Land der Fall. Sofern entsprechende Informationen

öffentlich nicht verfügbar sind, werden diese Datenlücken durch vorhandene Zeitreihen für Länder in geographischer Nähe oder mit ähnlichen klimatischen Bedingungen geschlossen. Hierfür werden die Zeitreihen relativ zur installierten Leistung bestimmt und entsprechend skaliert [Kunze_2019]. Eine Übersicht zu den verfügbaren Einspeisezeitreihen für Wind und PV und den gegebenenfalls verwendeten Ersatzzeitreihen zeigt Tabelle 8.

**Tabelle 8: Länderspezifische Verfügbarkeit von Einspeisezeitreihen (✓)
bzw. verwendete angepasste Ersatzzeitreihe (blau) für 2014**

Land	Wind	PV	Land	Wind	PV	Land	Wind	PV
AL	IT	IT	FI	DK	DK	ME	IT	IT
AT	✓	CZ	FR	✓	✓	MK	IT	IT
BA	IT	IT	GB	✓	DK	NL	BE	DE
BE	✓	✓	GR	IT	IT	NO	DK	DK
BG	✓	RO	HR	IT	IT	PL	✓	CZ
CH	AT	CZ	HU	✓	CZ	PT	FR	FR
CZ	✓	✓	IE	✓	DK	RO	✓	✓
DE	✓	✓	IT	✓	✓	RS	IT	IT
DK	✓	✓	LT	✓	DK	SE	DK	DK
EE	✓	DK	LU	DE	DE	SI	DE	CZ
ES	✓	IT	LV	EE	DK	SK	DE	CZ

Eigene Darstellung [TU Dresden].

Die realen Brennstoffkosten für Kraftwerke in Deutschland basieren auf den Grenzübergangspreisen für Erdgas, Öl und Steinkohle, die vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle veröffentlicht werden [BAFA_2017-2019]. Die Brennstoffpreise für die europäischen Nachbarländer werden mit länder- und brennstoffspezifischen Markups angepasst. Diese werden unter Verwendung von Eurostat-Daten für Gas [Eurostat_2017-2019], Daten des Weekly Oil Bulletin [EC_2017-2019] für Öl und verschiedener Quellen für Kohle abgeschätzt. Die Preise für CO₂-Zertifikate basieren auf historischen Daten des EU ETS [EEX_2013-2019]. Für Uran und Braunkohle werden Preisannahmen getroffen.⁴ Die Preisentwicklung für Deutschland zeigt Abbildung 22.

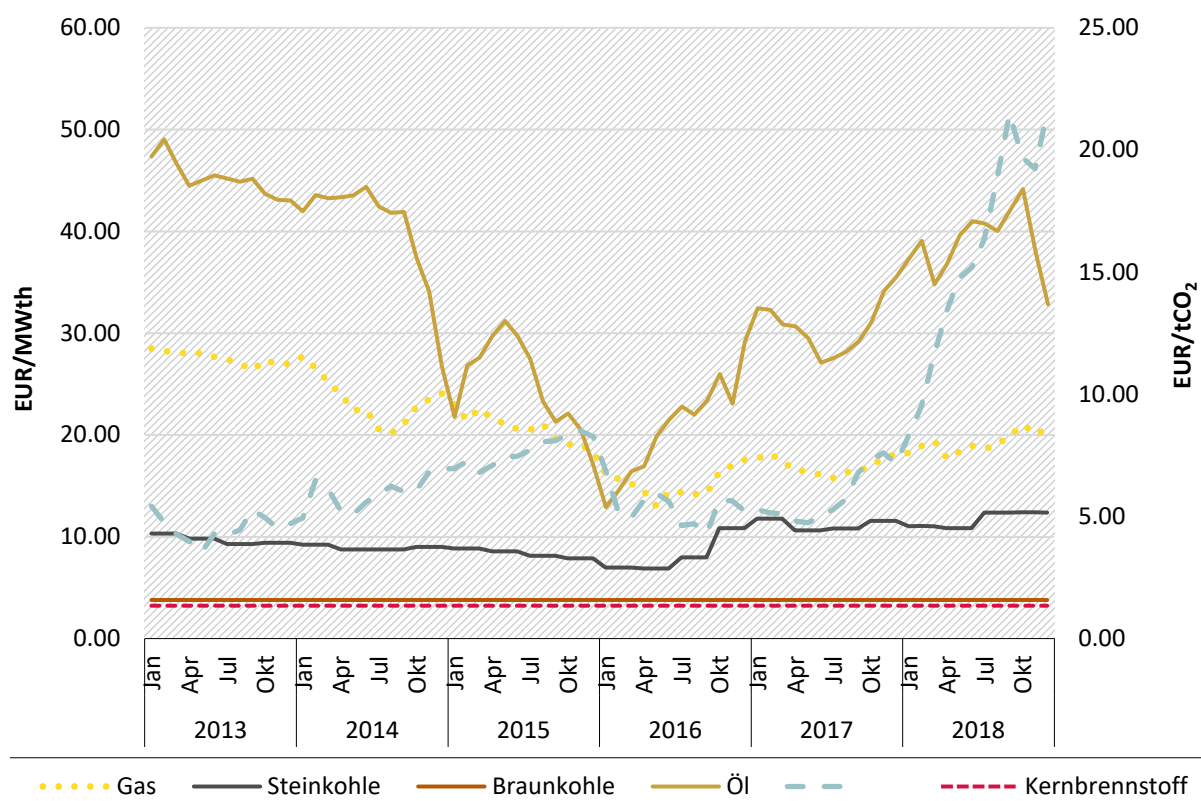
Die Übertragungskapazitäten zwischen den verschiedenen europäischen Ländern basieren auf den stündlichen Nettotransportkapazitäten (NTCs), die auf der ENTSO-E-Transparenzplattform bereitgestellt werden [ENTSO-E_2017-2019b]. Die Daten repräsentieren die maximale Menge an Strom, die zwischen zwei Ländern in einer bestimmten Stunde gehandelt werden kann, und sind richtungsabhängig. Tabelle 9 gibt eine Übersicht über die durchschnittlichen kumulierten Import- und Export-NTCs. Es ist davon auszugehen, dass für den betrachteten Zeitraum die Interkonnektoren für den kontrafaktischen Fall analog zur Realität ausgebaut worden wären. Vor diesem Hintergrund werden die realen NTC-Werte unverändert für das kontrafaktische Szenario verwendet. Diese Annahme wird durch die Tatsache gestützt, dass der Ausbau der Interkonnektoren auf EU-Ebene in der Regel politisch entschieden ist und auch sehr lange Vorlaufzeiten benötigt [Kunze_2019].

Darüber hinaus können nur schwer belastbare Aussage getroffen werden, inwiefern Beschränkungen der Handelskapazitäten – insbesondere zwischen Deutschland und Polen – durch den Ausbau der deutschen EE-Stromerzeugung und die damit verbundenen Ringflüsse über Anrainer rein technisch bedingt sind oder von nicht technischen (wirtschafts-)politischen Motiven getrieben werden. Sind eher letztere Motive für die Beschränkung verantwortlich, wäre gegebenenfalls zu unterstellen, dass diese auch im kontrafaktischen Szenario bestehen. Für einen

⁴ Durchschnitt der Uranpreise nach [Trabe_2011], [Wissel_2010] und [Prognos_2010]. Die Preise für Braunkohle basieren auf [NEP_2010].

generell beschränkten Stromaustausch zwischen Deutschland und Polen spricht beispielsweise, dass in der Realität häufig auch in Stunden ohne nennenswerte Windeinspeisung kein Handel nach Polen möglich ist [Kunze_2019].

Abbildung 22: Monatliche Mittelwerte für Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise



Eigene Darstellung [TU-Dresden] basierend auf [BAFA_2017-2019, EEX_2013-2019].

Tabelle 9: Durchschnittliche kumulierte Import- und Export-NTCs für 2014 (MW)

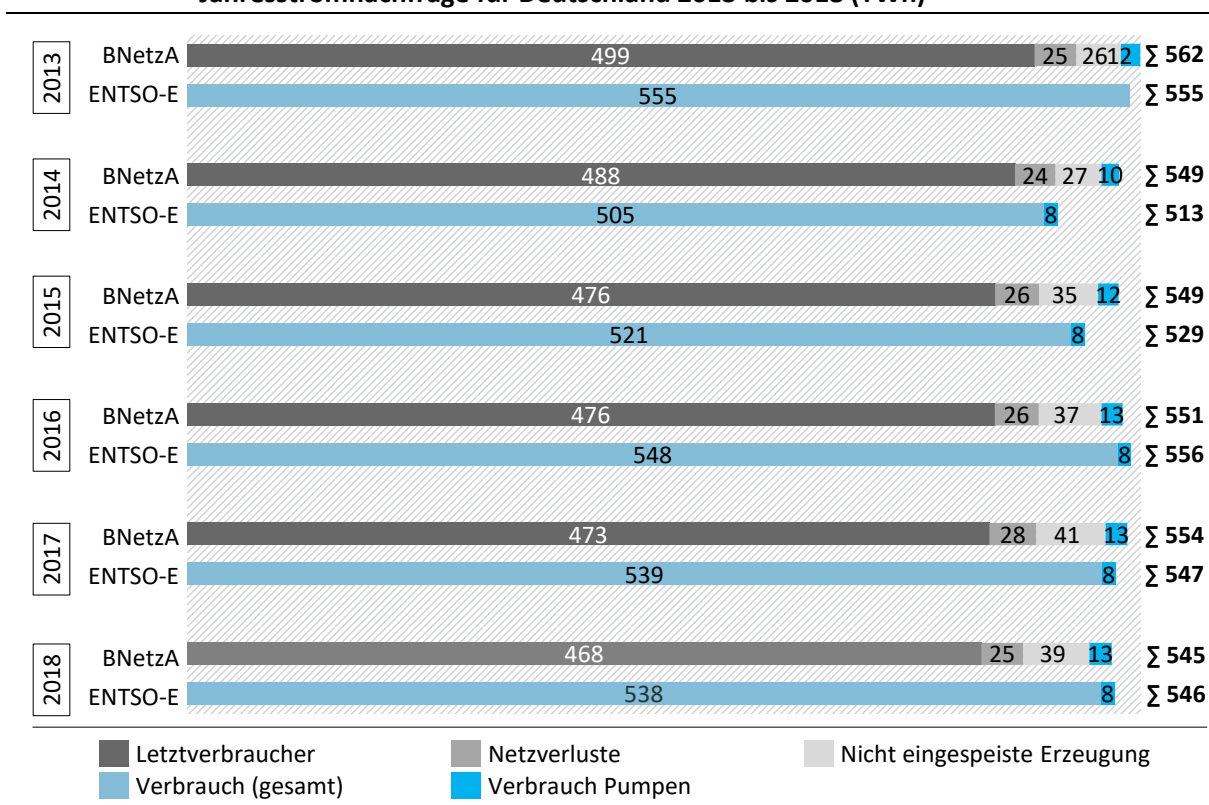
Land	Ø Export (MW)	Ø Import (MW)	Land	Ø Export (MW)	Ø Import (MW)	Land	Ø Export (MW)	Ø Import (MW)
AL	1271	1265	FI	3033	3417	ME	1920	1886
AT	2649	3427	FR	12355	8652	MK	620	1142
BA	1650	1580	GB	2804	2804	NL	5151	5206
BE	2697	3562	GR	1161	1185	NO	4445	4680
BG	1177	684	HR	3343	3720	PL	1246	233
CH	8857	6522	HU	3831	4049	PT	2069	1980
CZ	4926	3777	IE	-	-	RO	1373	1131
DE	9901	13807	IT	3712	5753	RS	3637	3742
DK	3818	4012	LT	522	983	SE	7909	7556
EE	1631	1620	LU	1600	980	SI	2824	2568
ES	2841	3114	LV	1808	1316	SK	2755	2952

[ENTSO-E_2017-2019b].

Die reale stündliche Stromnachfrage wird für alle Länder mit Ausnahme von Deutschland ebenfalls von der ENTSO-E Transparenzplattform übernommen [ENTSO-E_2017-2019c]. Für Deutschland wird lediglich das normierte stündliche Nachfrageprofil der ENTSO-E angewandt,

welches mit der ausgewiesenen Jahresmenge der BNetzA skaliert wird [BNetzA_2014, BNetzA_2015, BNetzA_2016, BNetzA_2017, BNetzA_2018a, BNetzA_2019].⁵ Diese Anpassung erfolgt aus Konsistenzgründen, da der Dispatch für den deutschen Kraftwerkspark, welcher sich auf die Kraftwerkslisten der BNetzA stützt, auch auf die BNetzA-Daten zu den Erzeugungsmengen kalibriert werden soll. Die BNetzA weist jedoch nur die Jahresmenge ohne stündliche Profilwerte aus, welche von den angegebenen Jahresnachfragen der ENTSO-E für Deutschland abweichen (siehe Abbildung 23). Die Abweichungen der Jahresmengen zwischen den beiden Quellen bedingen geringfügige Unterschiede in der daraus resultierenden Spitzenlast. Allerdings wird dieser Einflussfaktor durch bestehende Überkapazitäten relativiert und gleichzeitig durch Unsicherheiten bei der Kapazitätsverfügbarkeit überlagert, sodass diese Abweichung für den Kraftwerksdispatch zur Bestimmung der Substitutionseffekte von untergeordneter Bedeutung ist [Kunze_2019].

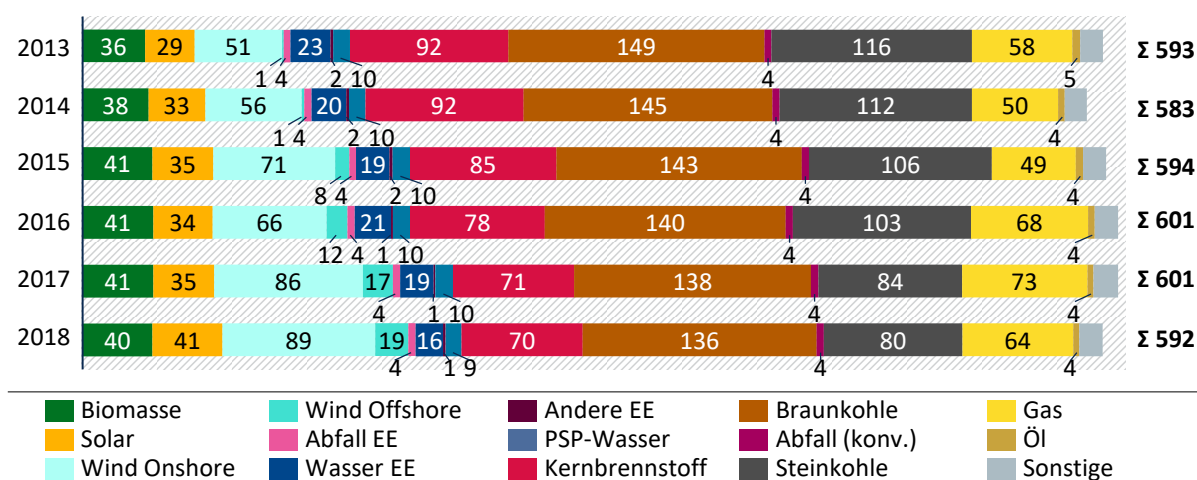
Abbildung 23: Vergleich der von der ENTSO-E und der BNetzA ausgewiesenen Jahresstromnachfrage für Deutschland 2013 bis 2018 (TWh)



Eigene Darstellung [TU Dresden] basierend auf [BNetzA_2014, BNetzA_2015, BNetzA_2016, BNetzA_2017, BNetzA_2018a, BNetzA_2019, ENTSO-E_2017-2019c].

Abbildung 24 zeigt die Stromerzeugung in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2018. Es handelt sich hierbei um Netto-Erzeugungsdaten der BNetzA, wie sie in den Modellrechnungen zur Bestimmung der Substitutionseffekte einfließen. Für die darauf aufbauende Berechnung der EE-Emissionsbilanz werden durch das UBA jedoch Bruttoerzeugungsdaten der EE-Anlagen genutzt. Dementsprechend sind die Netto-Ergebnisse der Modellrechnungen zur Quantifizierung der Verdrängungsbeziehungen durch einen spezifischen Brutto-Netto-Faktor für die einzelnen erneuerbaren Energieträger anzupassen.

⁵ Zur Normierung werden die stündlichen Werte der ENTSO-E durch die aufsummierte Jahresnachfrage dividiert. Zur Skalierung werden die normierten stündlichen ENTSO-E-Werte anschließend mit der ausgewiesenen BNetzA-Jahresnachfrage multipliziert.

Abbildung 24: Netto-Stromerzeugung in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2018 (TWh)

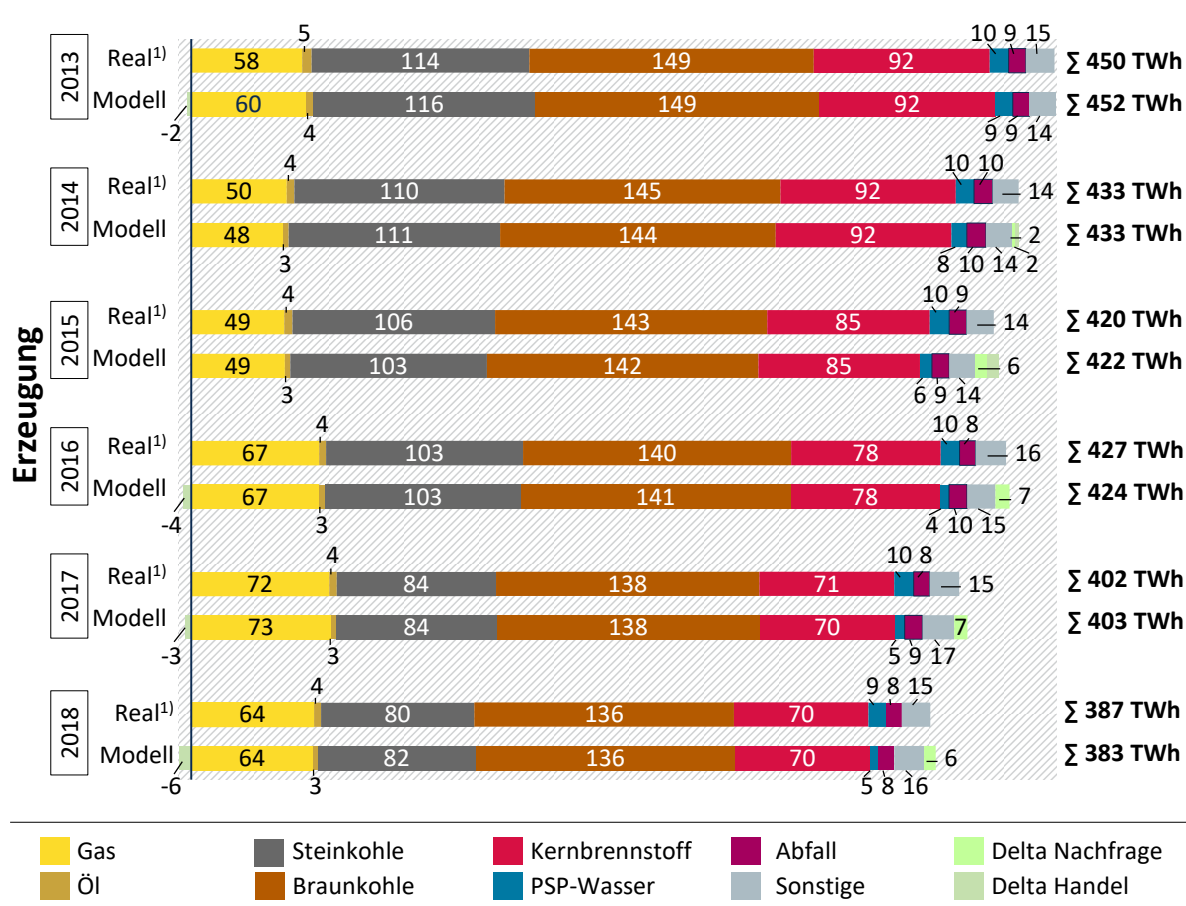
Eigene Darstellung [TU Dresden] basierend auf [BNetzA_2014, BNetzA_2015, BNetzA_2016, BNetzA_2017, BNetzA_2018a, BNetzA_2019].

Auf Grundlage dieser Daten wird ELTRAMOD-Dispatch für jedes betrachtete Jahr auf die historische Stromerzeugung inklusive der EE-Einspeisung und die Handelsbilanzen kalibriert. Dabei stehen die Einspeisemengen aus konventionellen Erzeugungstechnologien in Deutschland, insbesondere die aus Braunkohle-, Kernenergie- und Steinkohlekraftwerken, im Fokus. Abbildung 25 zeigt das Ergebnis der Modellkalibrierungen auf Jahresebene. Die deutschen EE-Erzeugungsmengen sind im Modell exogen vorgegeben. Aus diesem Grund sind sie für eine übersichtlichere Darstellung hier nicht mit ausgewiesen.

Während die Erzeugungsmengen aus den Grundlast- bzw. grundlastfähigen Technologien sehr gut getroffen werden, zeigen sich beim Energieträger Gas geringfügige Abweichungen. Diese sind vorrangig durch dessen Einsatz in KWK-Anlagen bedingt. Der KWK-Einsatz wird durch den Wärmebedarf bestimmt (sogenannter „Wärme-Must-Run“), welcher im Modell vereinfacht über eine einheitliche Wärmebedarfslinie abgebildet ist. Durch die erforderliche Wärmebedarfsdeckung kann dieser Anlageneinsatz nicht substituiert werden, sodass diese Vereinfachung auch nur einen geringen Einfluss auf die Quantifizierung der Substitutionseffekte hat [Kunze_2019].

Der reale Pumpspeichereinsatz wird im Modell generell etwas unterschätzt. Dies hat mehrere Ursachen. Zum einen profitiert das Modell von perfekter Voraussicht für das betrachtete Jahr und ermittelt einem optimierten PSP-Einsatz für das Gesamtsystem. Zum anderen sind kurzfristige Flexibilitätsbedarfe (bspw. auf dem Intra-Day-Markt) nicht abgebildet. Hinzu kommt, dass nicht alle technischen Restriktionen und Gegebenheiten im System ausreichend genau modelliert werden können. Somit fällt der Flexibilitätsbedarf als ein Treiber für den PSP-Einsatz etwas geringer als in der Realität aus. Dies schlägt sich auch in Abweichungen bei der Stromnachfrage für das Pumpen nieder [Kunze_2019].

Die Energieträgerkategorie „Sonstige“ beinhaltet u. a. Industriekraftwerke. Hier ist die öffentlich verfügbare Datenlage nicht eindeutig und unterliegt einer größeren Unsicherheit. Für die Analyse sind diese Unsicherheiten allerdings nur von geringerer Bedeutung, da auch diese Kapazitäten in der Regel als Must-Run-Kapazitäten anzusehen und entsprechend modelliert sind. Somit können sie nicht substituiert werden. Die ebenfalls modellendogen bestimmte Handelsbilanz mit den deutschen Anrainerstaaten wird ausreichend genau abgebildet. Die Abweichungen sind mit durchschnittlich weniger als 2 TWh sehr gering [Kunze_2019].

Abbildung 25: Ergebnisse der Modellkalibrierung für Deutschland 2013 bis 2018 ohne EE-Erzeugung und Vergleich mit den Zahlen der BNetzA-Monitoringberichte (TWh)

Eigene Darstellung [TU Dresden, ESA² GmbH] ohne Ausweisung der bei der Kalibrierung berücksichtigten EE-Erzeugungsmengen. ¹⁾ Basierend auf [BNetzA_2014, BNetzA_2015, BNetzA_2016, BNetzA_2017, BNetzA_2018a, BNetzA_2019].

4.2 Methodik zur Quantifizierung der Substitutionseffekte durch die deutsche EE-Stromerzeugung

Um für die auszuweisenden Substitutionsbeziehungen eine konsistente Zuordnung zwischen den einzelnen konventionellen und erneuerbaren Energieträgern zu erreichen, wird ein zweistufiges Verfahren angewandt. Im ersten Schritt werden die verdrängten konventionellen Erzeugungsmengen bestimmt und auf stündlicher Ebene den erneuerbaren Erzeugungsmengen zugeordnet. Die Vorgehensweise ist im Abschnitt 4.2.1 detailliert dargelegt.

Da der Einsatz von Pumpspeichern eine zeitliche Verlagerung bei den Substitutionen bedingt, ist es jedoch nicht hinreichend, die Verdrängungsbeziehungen nur separat auf der Ebene einzelner Stunden zu betrachten. Der EE-Einfluss auf den PSP-Einsatz wird deshalb im Abschnitt 4.2.2 näher untersucht und es wird ein vereinfachtes Verfahren vorgestellt, mit dessen Hilfe die PSP-Effekte im zweiten Schritt in die Quantifizierung der Substitutionsbeziehungen einfließen.

4.2.1 Bestimmung der Substitutionseffekte auf stündlicher Ebene

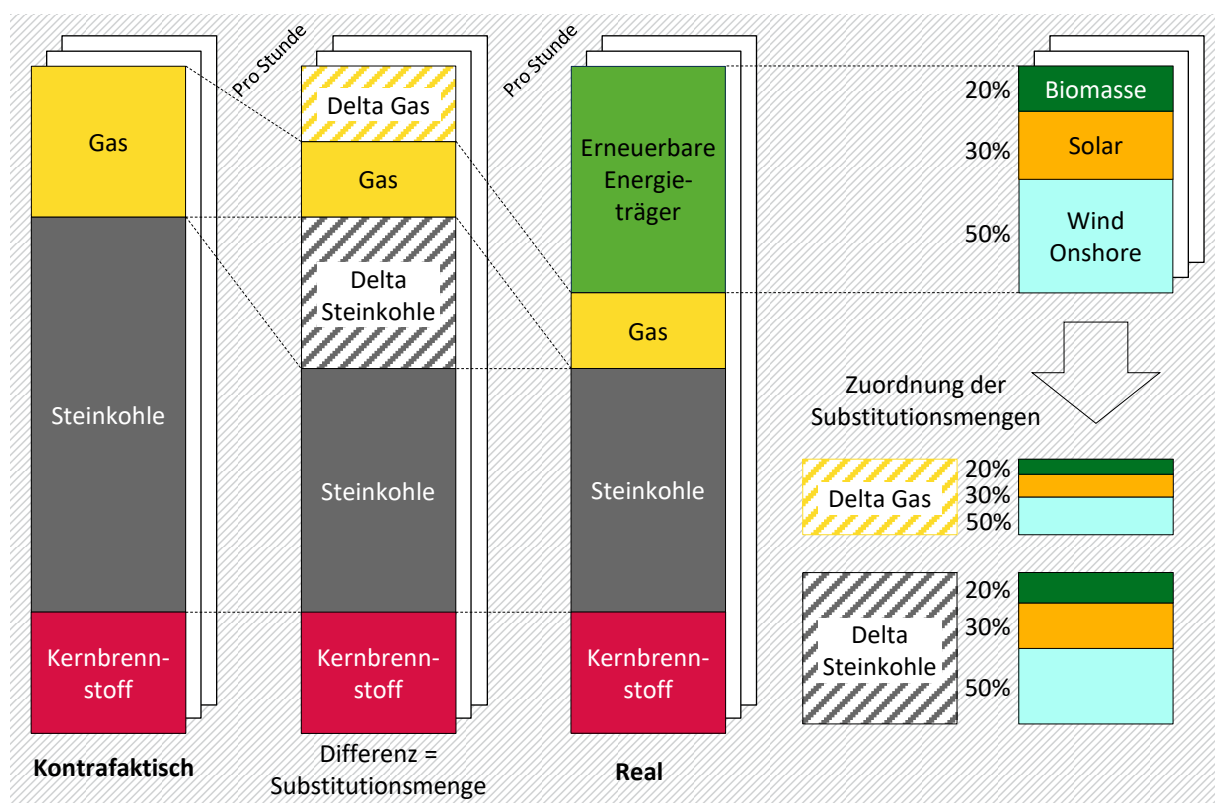
Die Ergebnisse aus den kalibrierten Modellläufen mit dem realen deutschen Kraftwerkspark bilden die stündlich aufgelöste Zeitreihe für den europaweiten Kraftwerkseinsatz im realen Fall. Zur Bestimmung der kontrafaktischen Erzeugungsmengen wird für Deutschland der reale durch den kontrafaktischen Kraftwerkspark (vgl. Abschnitt 3.5) im kalibrierten Modell ersetzt. Damit

wird unter Vernachlässigung der deutschen EE-Einspeisung ein erneuter Modelllauf für jedes Jahr durchgeführt. Im Ergebnis wird die stündlich aufgelöste Zeitreihe für den europaweiten Kraftwerkseinsatz im kontrafaktischen Fall ermittelt [Kunze_2019].

Aus den beiden ermittelten Zeitreihen wird für jedes Land und für jede einzelne Stunde zunächst die Verdrängung der einzelnen konventionellen Erzeugungsmengen aus Kernbrennstoff, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Öl, konventionellem Abfall sowie Grubengas berechnet, indem der reale Erzeugungswert vom kontrafaktischen Erzeugungswert subtrahiert wird. Die Vorgehensweise ist im linken Teil der Abbildung 26 schematisch dargestellt. Ein positiver Verdrängungswert repräsentiert somit die durch die deutsche EE-Erzeugung ersetzte konventionelle Erzeugungsmenge in einer bestimmten Stunde. Ein negativer Verdrängungswert zeigt dagegen auf, dass in dieser Stunde die Erzeugungsmenge aus einem bestimmten konventionellen Energieträger aufgrund der deutschen EE-Einspeisung entsprechend höher ausfällt [Kunze_2019].

Anschließend werden die Verdrängungswerte den erneuerbaren Energien (Solar, Wind an Land, Wind auf See, Biomasse, Wasser (EE), Abfall (EE), Geothermie, Deponiegas und Klärgas) auf stündlicher Ebene zugeordnet. Hierfür wird der Anteil der einzelnen erneuerbaren Energien an der gesamten deutschen EE-Einspeisung für jede Stunde berechnet und die verdrängten konventionellen Erzeugungsmengen entsprechend dieser Anteile auf die einzelnen EE verteilt. Dies ist im rechten Teil der Abbildung 26 dargestellt. Diese Vorgehensweise ist adäquat, da sich keine Rangfolge bei der EE-Einspeisung festlegen lässt. Die einzelnen Technologien genießen generell Einspeisevorrang bzw. sind mit Grenzkosten von 0 Euro im Markt. Eine Aufteilung auf die konventionellen Energieträger nach dem Anteil der einzelnen EE-Technologien an der gesamten EE-Einspeisung stellt daher sicher, dass die Verdrängung in jeder einzelnen Stunde den in diesem Zeitraum einspeisenden EE-Technologien konsistent zugerechnet wird [Kunze_2019].

Abbildung 26: Ermittlung der Substitutionsmengen und Verteilung auf die einzelnen EE-Technologien



Eigene Darstellung [ESA² GmbH, TU Dresden].

Aufgrund der unterschiedlichen EE-Einspeiseprofile ergibt sich in der Jahresbetrachtung durch die Aufsummierung der stündlichen Verdrängungen ein spezifischer Substitutionseffekt für jede EE-Technologie. Tabelle 10 zeigt beispielhaft die mit dieser Vorgehensweise ermittelten europaweiten Verdrängungswerte für das Jahr 2017.

Tabelle 10: EU-weit aggregiertes Ergebnis der stündlichen Differenzbetrachtung zwischen kontrafaktischem und realem konventionellen Kraftwerkseinsatz für 2017 (TWh)

	Solar	Wind Land	Wind See	Biomasse	Wasser (EE)	Abfall (EE)	Geo-thermie	Deponie-gas	Klärgas	Summe
Kernbrennstoff	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
Braunkohle	0,46	1,89	0,32	0,70	0,30	0,08	0,00	0,01	0,01	3,77
Steinkohle	19,42	56,25	11,60	31,37	13,84	3,44	0,07	0,32	0,44	136,74
Gas	12,80	28,87	5,86	14,32	6,22	1,57	0,03	0,15	0,20	70,01
Öl	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Abfall (konv.)	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
Grubengas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steuerbare EE im Ausland	3,87	-0,99	-0,37	-1,73	-0,54	-0,19	0,00	-0,02	-0,02	0,00
PSP-Wasser (Turbinieren)	1,33	-0,25	-0,13	-0,97	-0,49	-0,11	0,00	-0,01	-0,01	-0,64
PSP-Wasser (Pumpen)	1,54	0,60	0,03	-0,82	-0,38	-0,09	0,00	-0,01	-0,01	0,86
Brutto-Netto-Differenz EE	0,00	1,76	0,26	0,32	0,16	1,13	0,00	0,00	0,00	3,63
Summe	39,43	88,13	17,58	43,18	19,11	5,83	0,10	0,44	0,60	214,39

Eigene Berechnung [TU Dresden, ESA² GmbH].

Auf der Seite der konventionellen Energieträger wird ergänzend die geänderte Stromerzeugung aus Pumpspeichern (PSP-Wasser – Turbinieren) ausgewiesen, welche in das deutsche Netz einspeisen. Des Weiteren sind Substitutionseffekte bei den im Ausland installierten steuerbaren EE-Anlagen (insbesondere bei der ausländischen Wasserkraft) durch die aufgeschlüsselt betrachtete deutsche EE-Erzeugung erfasst. Allerdings handelt es sich hierbei nur um zeitliche Verlagerungseffekte beim endogen modellierten Einsatz dieser Anlagen im Rahmen der modellgestützten Systemoptimierung, welche sich in Summe über alle erneuerbaren Energieträger in Deutschland wieder ausgleichen. Das heißt, es wird keine Stromerzeugung aus ausländischen EE-Anlagen durch die deutsche EE-Erzeugung verdrängt [Kunze_2019].

Im unteren Teil der Tabelle 10 sind die geänderte Stromnachfrage für den Pumpbetrieb der Pumpspeicher am deutschen Netz (PSP-Wasser – Pumpen) sowie die Brutto-Netto-Erzeugungsdifferenz der deutschen EE-Anlagen bilanziell erfasst. Im Gegensatz zu den ausgewiesenen Verdrängungswerten bei der Stromerzeugung ist für diese nachfrageseitigen Größen ein positiver Wert als zusätzlicher Strombedarf durch die deutsche EE-Erzeugung zu interpretieren. Der Summenwert in jeder Spalte entspricht der Bruttostromerzeugung aus dem jeweiligen erneuerbaren Energieträger in Deutschland. Der Summenwert in den Zeilen gibt dagegen Auskunft zur EU-weit substituierten Stromerzeugungsmenge aus dem jeweiligen konventionellen Energieträger durch die deutsche EE-Stromerzeugung.

Die in Tabelle 10 ausgewiesene Änderung des Pumpspeicherbetriebs ist mit der bislang beschriebenen Methodik nur auf Ebene der Jahressummenwerte konsistent. Die Verteilung der Änderungseffekte zwischen einzelnen erneuerbaren Energieträgern bedarf wegen der zeitlichen Verschiebungen durch den Speichereffekt einer eingehenderen Betrachtung. Diese wird im folgenden Abschnitt vorgenommen.

4.2.2 Berücksichtigung der Substitutionseffekte einzelner EE-Technologien durch den geänderten Pumpspeichereinsatz

Die Pumpspeicher(kraft)werke werden im ELTRAMOD-Dispatch mit separaten Pump- und Turbinierprozessen sowie den maximalen Speicherständen modelliert. Dabei sind die anlagen-spezifischen Pump- und Turbinierleistungen berücksichtigt. Die in einem Zeitschritt gespeicherte Energiemenge errechnet sich aus dem Speicherlevel der Vorperiode sowie der in dem Zeitschritt ausgespeicherten und eingespeicherten Energiemenge. Als Ausgangsspeicherlevel zum Beginn eines Modelljahres wird von 50 % der maximalen Speicherkapazität ausgegangen. Der Speicherstand am Ende eines Jahres ist auf dasselbe Speicherlevel fixiert. Dementsprechend wird die gesamte eingespeicherte Energiemenge innerhalb des betrachteten Jahres auch wieder verstromt. Um die Verluste der Energiespeicherung abzubilden, wird ein einheitlicher Wirkungsgrad von 75 % angenommen. Somit können lediglich dreiviertel des eingesetzten Stroms für den Pumpvorgang zu einem späteren Zeitpunkt durch den Turbinierprozess zur Deckung der Stromnachfrage beitragen.

Dieses Verhältnis spiegelt sich in der rechten Spalte der Tabelle 10 wider. Für das Jahr 2017 wird eine um ca. 0,64 TWh erhöhte Stromerzeugung aus Pumpspeichern und gleichzeitig ein um ca. 0,86 TWh erhöhter Strombedarf für den Pumpvorgang durch die deutsche EE-Einspeisung ausgewiesen. Bei einer ursachegerechten Zuordnung des geänderten Pumpspeicherbetriebs zu den einzelnen erneuerbaren Energieträgern sollte sich dieses Verhältnis auch innerhalb der einzelnen EE-Spalten einstellen.

Bei den Werten in Tabelle 10 ist das jedoch noch nicht der Fall. Beispielsweise wird für den Energieträger „Solar“ eine Erhöhung der Pumpstromnachfrage um 1,54 TWh und gleichzeitig eine Reduktion der Stromerzeugung aus PSP-Speichern um 1,33 TWh ursächlich ausgewiesen. Dieses Ergebnis entspricht zunächst den Gegebenheiten in den Stunden mit PV-Stromerzeugung. Die bei „Solar“ ausgewiesene Reduktion der PSP-Stromerzeugung bedingt jedoch eine Reduktion der Pumpstromnachfrage in den Stunden ohne PV-Stromerzeugung. Ebenso zieht die zugeordnete erhöhte Pumpstromnachfrage eine erhöhte PSP-Einspeisung in den Stunden ohne PV-Stromerzeugung nach sich. Durch den zeitlichen Versatz der Pump- und Turbinierprozesse werden diese Effekte gemäß der in Abbildung 26 beschriebenen Vorgehensweise anderen erneuerbaren Energieträgern zugewiesen. Die Zuordnungsmethodik allein auf Grundlage der stündlichen EE-Einspeisungsanteile erscheint somit noch nicht hinreichend für eine differenzierte Bestimmung der energieträgerscharfen Substitutionsbeziehungen.

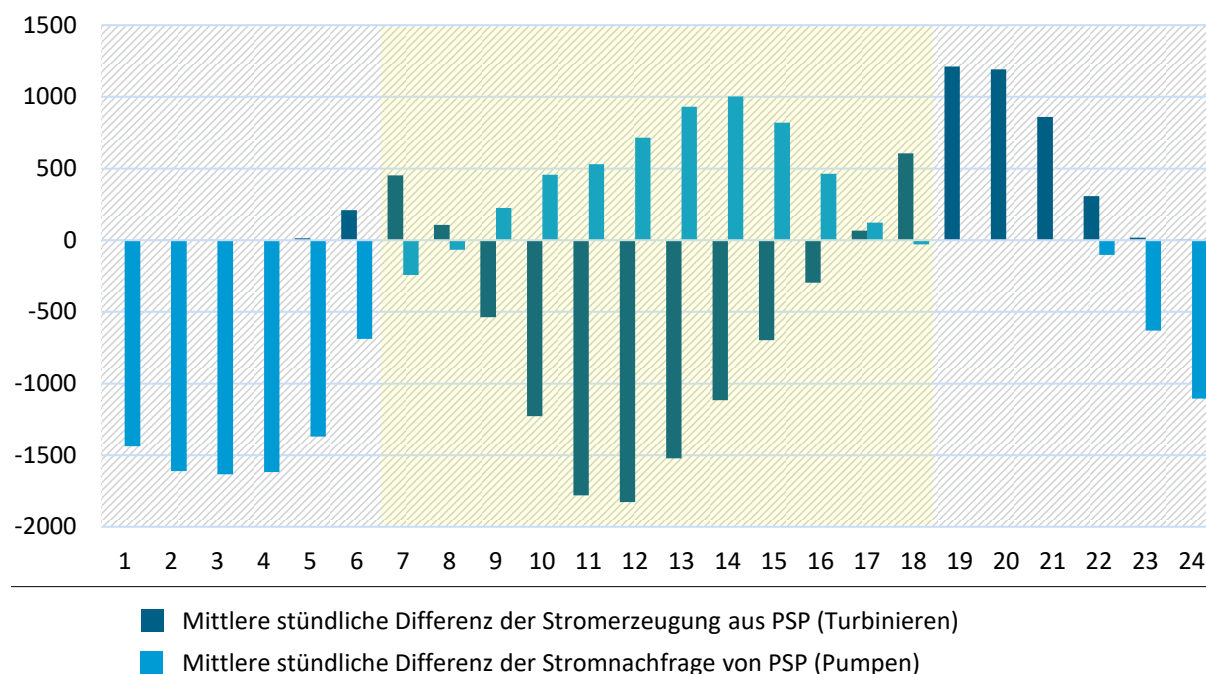
Um die Auswirkungen des Einsatzes der erneuerbaren Energien auf die PSP-Stromerzeugung genauer zu verstehen, wird der Zusammenhang zwischen Höhe der EE-Stromeinspeisung und der Stromerzeugung aus Pumpspeichern zunächst im Rahmen von Sensitivitätsanalysen näher beleuchtet. Zu diesem Zweck werden die stundenscharfen Einspeisezeitreihen von PV-, Windenergie-, Biomasse- und sonstigen EE-Anlagen (Deponiegas, Klärgas und Geothermie) ceteris paribus jeweils mit gleichbleibender Struktur des Einspeiseprofiles in ihrer Höhe variiert.

Zusammenfassend zeigen die Ergebnisse dieser Analysen, dass vor allem die Stromerzeugung aus Wind, PV und Biomasse den Pumpspeichereinsatz maßgeblich beeinflusst. Die Einspeisungen aus Wind- und Biomasseanlagen erhöhen tendenziell den Einsatz der Pumpspeicher, während die Einspeisung aus PV-Anlagen den PSP-Einsatz in den betrachteten Jahren dagegen eher verringert. Gleichzeitig bestätigen die Ergebnisse, dass die Einspeisung aus den PV-Anlagen vorrangig zu einer tageszeitlichen Verlagerung der Pump- und Turbinierprozesse führt.

Diesen Effekt veranschaulicht Abbildung 27. Dargestellt ist die mittlere stündliche Differenz der PSP-Einsatzwerte eines Modelllaufs mit dem realen konventionellen Kraftwerkspark zuzüglich

der Einspeisung aus PV-Anlagen (alle anderen EE vernachlässigt) im Vergleich zum kontrafaktischen Fall der Jahre 2013 bis 2017. Zu beachten ist, dass dieses Ergebnis lediglich eine Auskunft über die Wirkungstendenz der PV-Integration in das System gibt, da hier die Wechselwirkungen mit den anderen EE unberücksichtigt bleiben.

Abbildung 27: Mittlere tageszeitliche Verschiebung des Pumpspeichereinsatzes durch Integration von PV-Anlagen im Betrachtungszeitraum 2013 bis 2017 (MWh)



Eigene Darstellung [ESA² GmbH].

Mehr als 98 % der PV-Strommengen in Deutschland werden im Mittel zwischen 7 Uhr und 18 Uhr erzeugt. Die Änderungen des PSP-Einsatzes in diesem Zeitfenster (Erhöhung der Pumpmengen und Verringerung der Turbinenmengen) wird im ersten Zuordnungsschritt der PV-Stromerzeugung zugewiesen. Zu erkennen ist aber auch, dass sich die Turbinennutzung in den Stunden vor Sonnenaufgang sowie in den späten Abendstunden durch die PV-Einspeisung erhöht, während nachts weniger als im kontrafaktischen Fall gepumpt wird. Diese Effekte werden im ersten Zuordnungsschritt vor allem den relativ konstant einspeisenden Biomasseanlagen zugerechnet und somit hinsichtlich der Wirkungsbeziehungen ungenau beurteilt. Der Einfluss der EE-Technologien mit tageszeitunabhängigem Einspeiseprofil, wie es u. a. bei der Stromerzeugung aus Wind und Biomasse der Fall ist, wird dagegen akkurater verteilt. Es liegt daher nahe, die im ersten Zuordnungsschritt bestimmte Verteilung des geänderten PSP-Einsatzes zwischen den einzelnen EE in einem zweiten Schritt anhand der Erkenntnisse zur Auswirkung der Solar-Stromerzeugung anzupassen. Die erreichte Gesamtverdrängung je konventionellem Energieträger bleibt dabei jedoch konstant. Gleiches gilt für die insgesamt verdrängte konventionelle Erzeugungsmenge je erneuerbarem Energieträger.

Da die PSP-spezifischen EE-Substitutionseffekte relativ gering sind, wird zur nachträglichen Korrektur der PSP-Effekte ein vereinfachtes Verfahren entwickelt und eingesetzt, mit dem eine hinreichend genaue Zuordnung der PSP-Effekte zwischen einzelnen Energieträgern auch ohne zusätzliche modellgestützte Analysen bei zukünftigen EE-Emissionsbilanzierungen möglich ist. Die Vorgehensweise ist wie folgt:

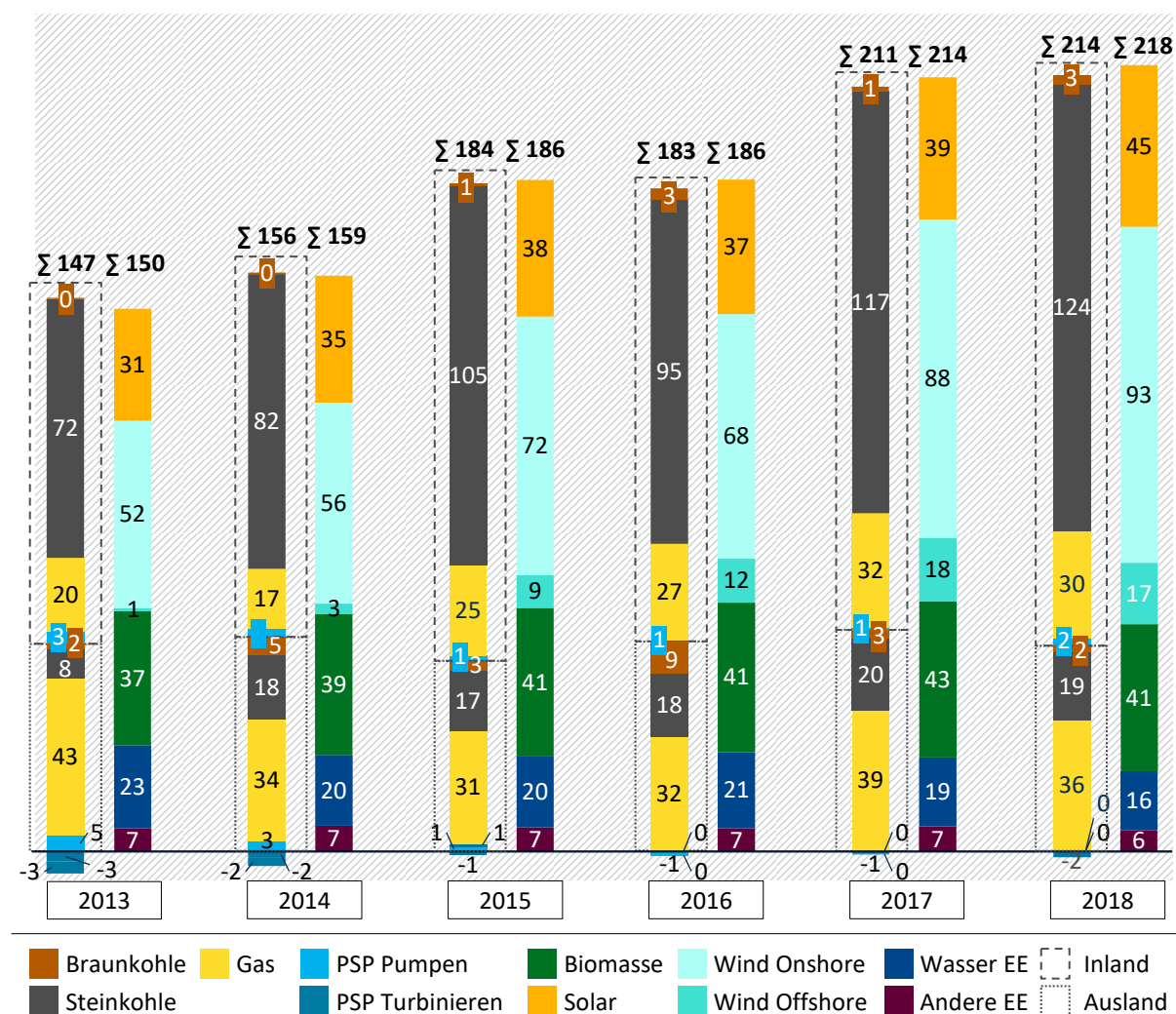
Zu der in Tabelle 10 ausgewiesenen erhöhten Pumpmenge durch „Solar“ wird die dazugehörige erhöhte Soll-Turbiniermenge mithilfe des vorgegebenen PSP-Wirkungsgrads von 75 % errechnet (Fall A). Nach demselben Prinzip wird die in der Tabelle 10 ausgewiesene Änderung der Turbiniermengen als gegeben angesehen und die dazugehörige Pumpmengenänderung wird berechnet (Fall B). In beiden Fällen sind die PSP-bedingten (positiven und negativen) Verdrängungsmengen bei der konventionellen Stromerzeugung entsprechend anzupassen, um jeweils wieder eine ausgeglichene Bilanz für „Solar“ zu erreichen. Zur energieträgerscharfen Verteilung dieser PSP-bedingten Änderungen wird vereinfachend der durchschnittlich verdrängte konventionelle Energieträgermix ohne PSP-Einspeisung herangezogen (siehe rechte Spaltenspalte in Tabelle 10).

Die Anpassungen bei „Solar“ erfordert auch eine entsprechende Korrektur bei der Bilanzierung der anderen erneuerbaren Energieträger, um die in der rechten Spalte der Tabelle 10 ausgewiesenen Summenwerte der Substitution wieder zu erreichen. Die Vorgehensweise ist dabei identisch, wie bei „Solar“.

Die so errechneten Verdrängungswerte für die konventionellen Energieträger weichen in beiden Fällen kaum voneinander ab. Ein deutlicher Unterschied zeigt sich lediglich bei den PSP-Einsatzwerten. Dies begründete sich dadurch, dass bei „Solar“ im Fall A nur die Effekte des tagsüber erhöhten Pumpeinsatz berücksichtigt sind, während im Fall B ausschließlich die Effekte der verringerten PSP-Stromerzeugung in den Zeiten der PV-Einspeisung erfasst werden. Da beide Effekte gleichzeitig auftreten, werden für die finale Verdrängungsmatrix die errechneten Werte von Fall A mit dem Faktor 0,4 und die errechneten Werte von Fall B mit dem Faktor 0,6 anteilmäßig gewichtet. Diese Gewichtung orientiert sich am betragsmäßigen Mengenverhältnis der durchschnittlich zwischen 7 Uhr bis 18 Uhr erhöhten Pump- und reduzierten PSP-Einspeisungen (vgl. Abbildung 27). Die finalen Verdrängungsmatrizen für alle betrachtenden Jahre sind in Tabelle 12 bis Tabelle 16 im folgenden Abschnitt dargestellt.

4.3 Ergebnisse der Substitution konventioneller Stromerzeugung durch die deutsche EE-Stromerzeugung

Die ermittelten europaweiten Substitutionseffekte durch die deutsche EE-Einspeisung der Jahre 2013 bis 2018 sind in Abbildung 28 aggregiert dargestellt. Der rechte Balken für ein Jahr weist die deutsche EE-Erzeugung aus. Der linke Balken spiegelt die dadurch verdrängten konventionellen Erzeugungsmengen getrennt nach In- und Ausland wider. Die geringfügigen Differenzen zwischen den ausgewiesenen Summen der EE-Einspeisung und der verdrängten konventionellen Erzeugung ergeben sich aus den Änderungen des Pumpspeichereinsatzes. Die geänderten Pumpmengen gehen als Nachfrage im Fall ihrer Erhöhung durch die EE-Einspeisungen als negativer Wert in die Bilanz ein.

Abbildung 28: Verdrängte konventionelle Stromerzeugung in Deutschland und im europäischen Ausland durch die deutsche EE-Einspeisung 2013 bis 2018 (TWh)

Eigene Darstellung [ESA² GmbH, TU Dresden].

Zu erkennen ist, dass die Verdrängung der konventionellen Erzeugung entsprechend der zunehmenden EE-Erzeugung von ca. 150 TWh im Jahr 2013 auf über 200 TWh im Jahr 2018 angestiegen ist. Dieser Zuwachs ist im Wesentlichen dem Ausbau der deutschen Windkraft zuzuschreiben. Der starke Anstieg der Verdrängung für 2015 und 2017 ist auf die sehr guten Windverhältnisse in diesen Jahren zurückzuführen. Die Wind-Onshore-Einspeisung beträgt hier 72 bzw. 88 TWh. 2016 werden dagegen nur 68 TWh produziert, obwohl gegenüber 2015 rund 4 GW zusätzliche Winderzeugungskapazität installiert sind [Kunze_2019].

Hinsichtlich der Verteilung der Substitutionseffekte zwischen dem In- und Ausland ist festzustellen, dass 2013 ca. 37 % der deutschen EE-Einspeisung zu Verdrängung konventioneller Erzeugungsmengen im Ausland geführt haben. Dieser Anteil nimmt bis 2018 tendenziell ab, bleibt jedoch – absolut gesehen – mit etwa 50 bis 60 TWh auf einem relativ konstanten Niveau. Dies ist auf den NTC-beschränkten Außenhandel zurückzuführen. Der Zuwachs der deutschen EE-Erzeugung führt somit zunehmend zu inländischen Verdrängungseffekten. Für 2018 beträgt der inländische Anteil an der Gesamtverdrängung durch die deutsche EE-Erzeugung 73 %. Die energieträgerscharfen Substitutionsbeziehungen zwischen der deutschen EE-Erzeugung und der EU-weiten konventionellen Erzeugung für die Jahre 2013 bis 2018 sind in Tabelle 11 bis Tabelle 16 ausgewiesen [Kunze_2019].

Tabelle 11: Verdrängte konventionelle Stromerzeugung in der EU durch die deutsche EE-Einspeisung im Jahr 2013 differenziert nach Energieträgern (TWh)

	Solar	Wind Land	Wind See	Biomasse	Wasser (EE)	Abfall (EE)	Geo-thermie	Deponie-gas	Klärgas	Summe
Kernbrennstoff	0,02	0,02	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07
Braunkohle	0,21	1,04	0,01	0,33	0,19	0,04	0,00	0,00	0,01	1,83
Steinkohle	12,85	29,73	0,54	21,02	12,68	2,45	0,04	0,27	0,34	79,92
Gas	16,20	19,36	0,35	15,61	9,82	1,82	0,03	0,20	0,25	63,65
Öl	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Abfall (konv.)	0,00	0,04	0,00	0,03	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10
Grubengas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steuerbare EE im Ausland	1,73	-0,14	-0,01	-1,01	-0,48	-0,12	0,00	-0,01	-0,02	-0,05
PSP-Wasser (Turbinieren)	0,05	-2,21	-0,05	-2,10	-1,35	-0,24	0,00	-0,03	-0,03	-5,96
PSP-Wasser (Pumpen)	-0,06	2,94	0,07	2,80	1,79	0,33	0,01	0,04	0,05	7,95
Brutto-Netto-Differenz EE	0,00	1,02	0,01	0,45	0,35	1,11	0,00	0,00	0,00	2,93
Summe	31,00	51,81	0,92	37,14	23,03	5,38	0,08	0,48	0,60	150,43

Eigene Berechnung [ESA² GmbH, TU Dresden].

Tabelle 12: Verdrängte konventionelle Stromerzeugung in der EU durch die deutsche EE-Einspeisung im Jahr 2014 differenziert nach Energieträgern (TWh)

	Solar	Wind Land	Wind See	Biomasse	Wasser (EE)	Abfall (EE)	Geo-thermie	Deponie-gas	Klärgas	Summe
Kernbrennstoff	0,05	0,05	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11
Braunkohle	1,00	2,21	0,10	1,34	0,68	0,17	0,00	0,02	0,02	5,53
Steinkohle	18,09	35,56	1,95	26,38	13,13	3,32	0,07	0,30	0,41	99,20
Gas	14,54	15,57	0,84	11,59	5,89	1,46	0,03	0,13	0,18	50,23
Öl	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Abfall (konv.)	0,01	0,05	0,00	0,03	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12
Grubengas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steuerbare EE im Ausland	1,45	0,48	-0,11	-1,12	-0,56	-0,14	0,00	-0,01	-0,02	-0,02
PSP-Wasser (Turbinieren)	0,02	-1,69	-0,10	-1,32	-0,64	-0,17	0,00	-0,01	-0,02	-3,94
PSP-Wasser (Pumpen)	-0,03	2,26	0,14	1,76	0,86	0,22	0,00	0,02	0,03	5,25
Brutto-Netto-Differenz EE	0,00	1,09	0,04	0,32	0,27	1,24	0,00	0,00	0,00	2,95
Summe	35,13	55,57	2,87	39,00	19,64	6,10	0,10	0,44	0,60	159,43

Eigene Berechnung [ESA² GmbH, TU Dresden].

Tabelle 13: Verdrängte konventionelle Stromerzeugung in der EU durch die deutsche EE-Einspeisung im Jahr 2015 differenziert nach Energieträgern (TWh)

	Solar	Wind Land	Wind See	Biomasse	Wasser (EE)	Abfall (EE)	Geo-thermie	Deponie-gas	Klärgas	Summe
Kernbrennstoff	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
Braunkohle	0,70	1,70	0,19	0,80	0,39	0,09	0,00	0,01	0,01	3,89
Steinkohle	21,23	47,12	5,88	29,22	13,95	3,22	0,07	0,32	0,43	121,44
Gas	13,47	20,84	3,01	11,91	5,42	1,31	0,03	0,13	0,18	56,30
Öl	0,01	0,05	0,01	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10
Abfall (konv.)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Grubengas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steuerbare EE im Ausland	2,40	0,19	-0,22	-1,57	-0,60	-0,17	0,00	-0,02	-0,02	-0,01
PSP-Wasser (Turbinieren)	0,20	-0,87	-0,07	-0,63	-0,36	-0,07	0,00	-0,01	-0,01	-1,82
PSP-Wasser (Pumpen)	-0,27	1,16	0,10	0,83	0,48	0,09	0,00	0,01	0,01	2,42
Brutto-Netto-Differenz EE	0,00	1,40	0,13	0,53	0,32	1,18	0,00	0,00	0,00	3,57
Summe	37,76	71,61	9,03	41,11	19,61	5,65	0,10	0,44	0,60	185,91

Eigene Berechnung [ESA² GmbH, TU Dresden].

Tabelle 14: Verdrängte konventionelle Stromerzeugung in der EU durch die deutsche EE-Einspeisung im Jahr 2016 differenziert nach Energieträgern (TWh)

	Solar	Wind Land	Wind See	Biomasse	Wasser (EE)	Abfall (EE)	Geo-thermie	Deponie-gas	Klärgas	Summe
Kernbrennstoff	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03
Braunkohle	2,22	4,82	0,78	2,59	1,31	0,27	0,01	0,03	0,04	12,07
Steinkohle	19,80	41,10	7,56	26,95	13,66	2,83	0,06	0,29	0,39	112,65
Gas	14,16	19,97	3,69	12,33	6,33	1,30	0,03	0,13	0,18	58,11
Öl	0,02	0,07	0,01	0,03	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15
Abfall (konv.)	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
Grubengas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steuerbare EE im Ausland	1,28	0,38	-0,05	-0,96	-0,54	-0,10	0,00	-0,01	-0,01	-0,02
PSP-Wasser (Turbinieren)	0,99	-0,16	0,00	-0,03	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,82
PSP-Wasser (Pumpen)	-1,32	0,21	0,00	0,04	-0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	-1,10
Brutto-Netto-Differenz EE	0,00	1,33	0,18	0,37	0,34	1,07	0,00	0,00	0,00	3,28
Summe	37,16	67,74	12,18	41,32	21,10	5,37	0,10	0,44	0,60	186,02

Eigene Berechnung [ESA² GmbH, TU Dresden].

Tabelle 15: Verdrängte konventionelle Stromerzeugung in der EU durch die deutsche EE-Einspeisung im Jahr 2017 differenziert nach Energieträgern (TWh)

	Solar	Wind Land	Wind See	Biomasse	Wasser (EE)	Abfall (EE)	Geo-thermie	Deponie-gas	Klärgas	Summe
Kernbrennstoff	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
Braunkohle	0,52	1,89	0,32	0,67	0,28	0,07	0,00	0,01	0,01	3,77
Steinkohle	21,36	56,40	11,52	30,13	13,24	3,30	0,07	0,31	0,42	136,74
Gas	13,79	28,94	5,82	13,68	5,91	1,50	0,03	0,14	0,19	70,01
Öl	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Abfall (konv.)	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
Grubengas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steuerbare EE im Ausland	3,87	-0,99	-0,37	-1,73	-0,54	-0,19	0,00	-0,02	-0,02	-0,01
PSP-Wasser (Turbinieren)	0,34	-0,33	-0,08	-0,34	-0,18	-0,04	0,00	0,00	0,00	-0,64
PSP-Wasser (Pumpen)	-0,45	0,44	0,11	0,45	0,24	0,05	0,00	0,00	0,01	0,86
Brutto-Netto-Differenz EE	0,00	1,76	0,26	0,32	0,16	1,13	0,00	0,00	0,00	3,63
Summe	39,43	88,13	17,58	43,18	19,11	5,83	0,10	0,44	0,60	214,39

Eigene Berechnung [ESA² GmbH, TU Dresden].

Tabelle 16: Verdrängte konventionelle Stromerzeugung in der EU durch die deutsche EE-Einspeisung im Jahr 2018 differenziert nach Energieträgern (TWh)

	Solar	Wind Land	Wind See	Biomasse	Wasser (EE)	Abfall (EE)	Geo-thermie	Deponie-gas	Klärgas	Summe
Kernbrennstoff	0,01	0,05	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08
Braunkohle	0,55	2,45	0,35	0,65	0,26	0,06	0,00	0,01	0,01	4,34
Steinkohle	23,33	62,67	11,73	29,53	11,78	2,91	0,06	0,27	0,44	142,72
Gas	16,28	27,49	5,12	11,60	4,59	1,14	0,02	0,10	0,17	66,53
Öl	0,00	-0,01	0,00	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,02
Abfall (konv.)	0,02	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05
Grubengas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Steuerbare EE im Ausland	-0,35	-0,58	-0,12	-0,40	-0,18	-0,04	0,00	0,00	-0,01	-1,67
PSP-Wasser (Turbinieren)	4,45	-1,71	-0,52	-1,52	-0,49	-0,15	0,00	-0,01	-0,02	0,02
PSP-Wasser (Pumpen)	0,47	0,77	0,16	0,53	0,24	0,05	0,00	0,00	0,01	2,23
Brutto-Netto-Differenz EE	0,00	1,86	0,25	0,30	0,14	0,95	0,00	0,00	0,00	3,50
Summe	44,75	93,03	16,98	40,70	16,33	4,94	0,09	0,36	0,60	217,78

Eigene Berechnung [ESA² GmbH, TU Dresden].

Im Betrachtungszeitraum 2013 bis 2018 wird in Deutschland hauptsächlich die Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken substituiert. Im Mittel beträgt ihr Anteil an der inländischen Gesamtverdrängung ca. 79 % mit einer Schwankungsbreite von ca. ± 3 %. Der entsprechende Verdrängungsanteil für gasbefeuerte Anlagen in Deutschland beträgt durchschnittlich rund ein Fünftel und bewegt zwischen 17 % und 22 %. Der Substitutionsanteil der Stromerzeugung aus braunkohlebefeuerten und sonstigen konventionellen Anlagen ohne PSP steigt bis 2018 tendenziell leicht an, spielt jedoch mit 0,3 % bis 1,7 % bislang nur eine untergeordnete Rolle.

Eine Abweichung zeigt sich für das Jahr 2016. Hier wird für Deutschland der Anteil der substituierten Braunkohleverstromung an der inländischen Gesamtverdrängung mit 2,6 % (ca. 3,2 TWh) ausgewiesen. Verantwortlich dafür ist vorrangig der niedrige Steinkohlepreis in diesem Jahr. Dieser bedingt gegenüber den anderen Jahren eine geänderte Merit-Order, in der ältere und teurere Braunkohlekraftwerke nach rechts rücken und deshalb etwas stärker verdrängt werden. Die Verdrängung von Steinkohleanlagen fällt dementsprechend geringer aus.

Braun- und Steinkohleanlagen werden vor allem durch Windenergieanlagen und Biomassekraftwerke substituiert. Bei der Substitution von Gaskraftwerken liefert die Produktion von Solarstrom – neben der Stromerzeugung aus Windenergie und Biomasse – einen deutlich höheren Beitrag zur Verdrängung. Dieser wird überwiegend dann in das Netz eingespeist, wenn die Last die Mittagsspitze erreicht und ersetzt somit stärker die Stromerzeugung aus Spitzenlastanlagen.

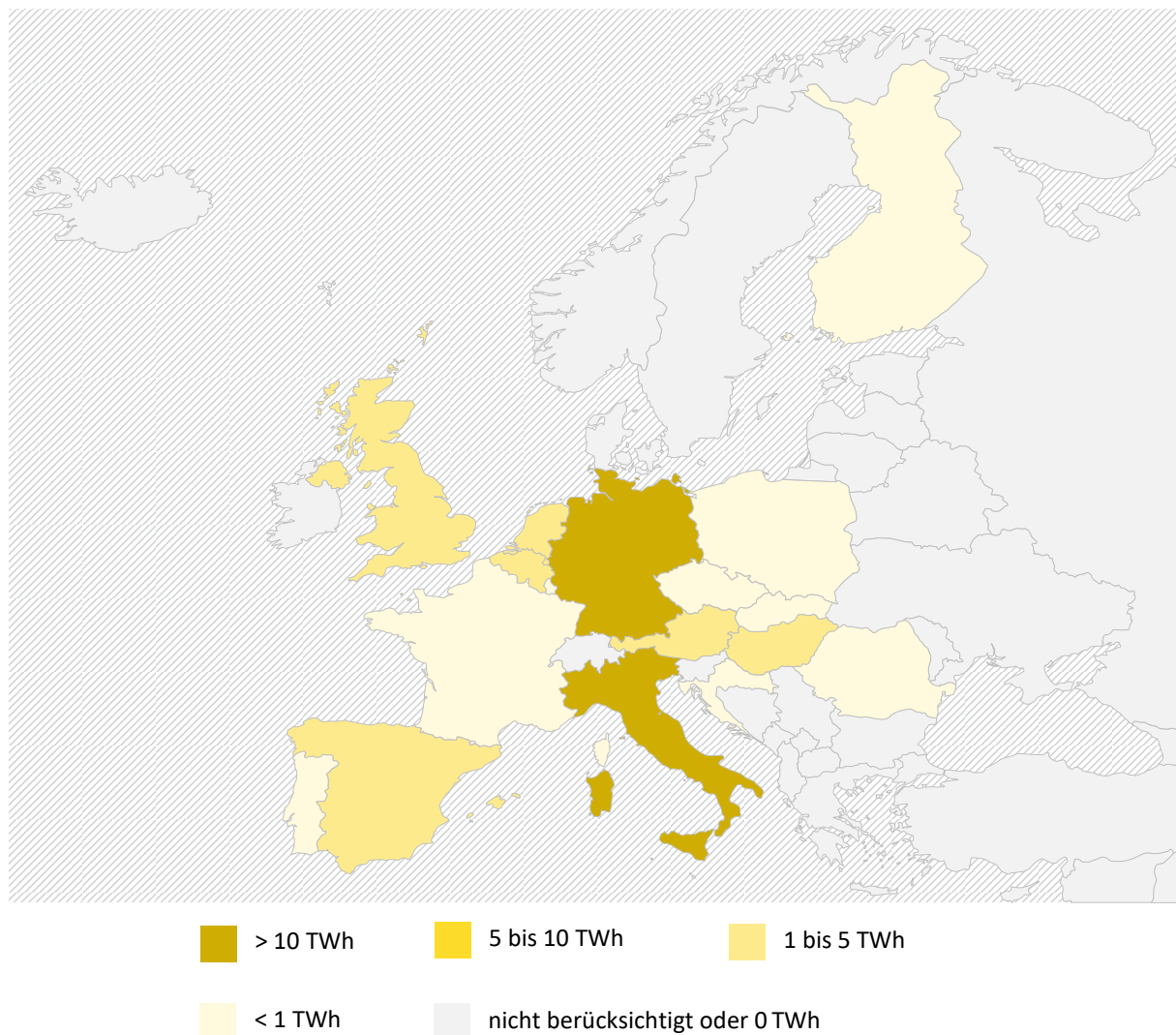
Auch bei der EU-weiten Betrachtung verdrängen die regenerativen Erzeugungskapazitäten in Deutschland von 2013 bis 2018 insbesondere die Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken (im Mittel ca. 63 %) und Gaskraftwerken (im Mittel ca. 34 %). Der Einsatz von braunkohlebefeuerten Anlagen wird durchschnittlich um knapp 3,0 % reduziert – aus oben genannten Gründen wiederum mit einer deutlich höheren Substitution in 2016 (ca. 6,6 %). Im Jahr 2016 betrifft dies vorrangig die Stromerzeugung aus Braunkohlekraft in Polen und Tschechien.

Bei der isolierten Betrachtung des EU-Auslandes zeigt sich, dass hier im Unterschied zu Deutschland überwiegend Strom aus Gaskraftwerken (im Mittel ca. 63 %) durch die deutsche EE-Einspeisung ersetzt wird. Die Substitutionsanteile für die Stromerzeugung aus Steinkohle fallen dagegen mit durchschnittlich 29 % deutlich geringer als in Deutschland aus. Die Verdrängung von Strom aus Braunkohle erreicht mit knapp 7 % einen etwas höheren Anteil an der Gesamtverdrängung im EU-Ausland. Hierin spiegelt sich die unterschiedliche Struktur der konventionellen Kraftwerksparks zwischen Deutschland und dem EU-Ausland wider. Die Substitution aller übrigen konventionellen Energieträger bewegt sich auf einem ähnlich niedrigen Niveau wie in Deutschland und fällt kaum ins Gewicht.

Im EU-Ausland zeigen sich in den Ländern Italien, den Niederlanden sowie Österreich im Mittel über alle betrachteten Jahre die größten Verdrängungseffekte. Die für Italien bestimmten Substitutionseffekte sind systembedingt fast vollständig der Stromproduktion aus Gaskraftwerken zuzuordnen. Diese entwickeln sich zunächst rückläufig, steigen nach 2014 auch infolge erhöhter NTCs wieder an. Die verdrängte Strommenge sinkt zunächst von 6,5 TWh im Jahr 2013 auf ca. 3 TWh im Jahr 2014. Im sonnen- und windreichen Jahr 2015 nimmt die Verdrängung in wieder zu und erreicht im Jahr 2017 mit ca. 18 TWh ihren Höchststand. Abbildung 29 illustriert, wie sich die Verdrängung der gasbasierten Stromerzeugung im Jahr 2017 durch den Einsatz deutscher EE-Kapazitäten in Europa verteilt.

Die Substitutionsmengen in Österreich und in den Niederlanden zeigen sich im Betrachtungszeitraum tendenziell leicht rückläufig. In Österreich beträgt sie im Mittel 6 TWh (± 2 TWh), wobei über den Betrachtungszeitraum hinweg circa 80 % auf Strom aus Gaskraftwerken und knapp ein Fünftel auf Steinkohlestrom entfallen.

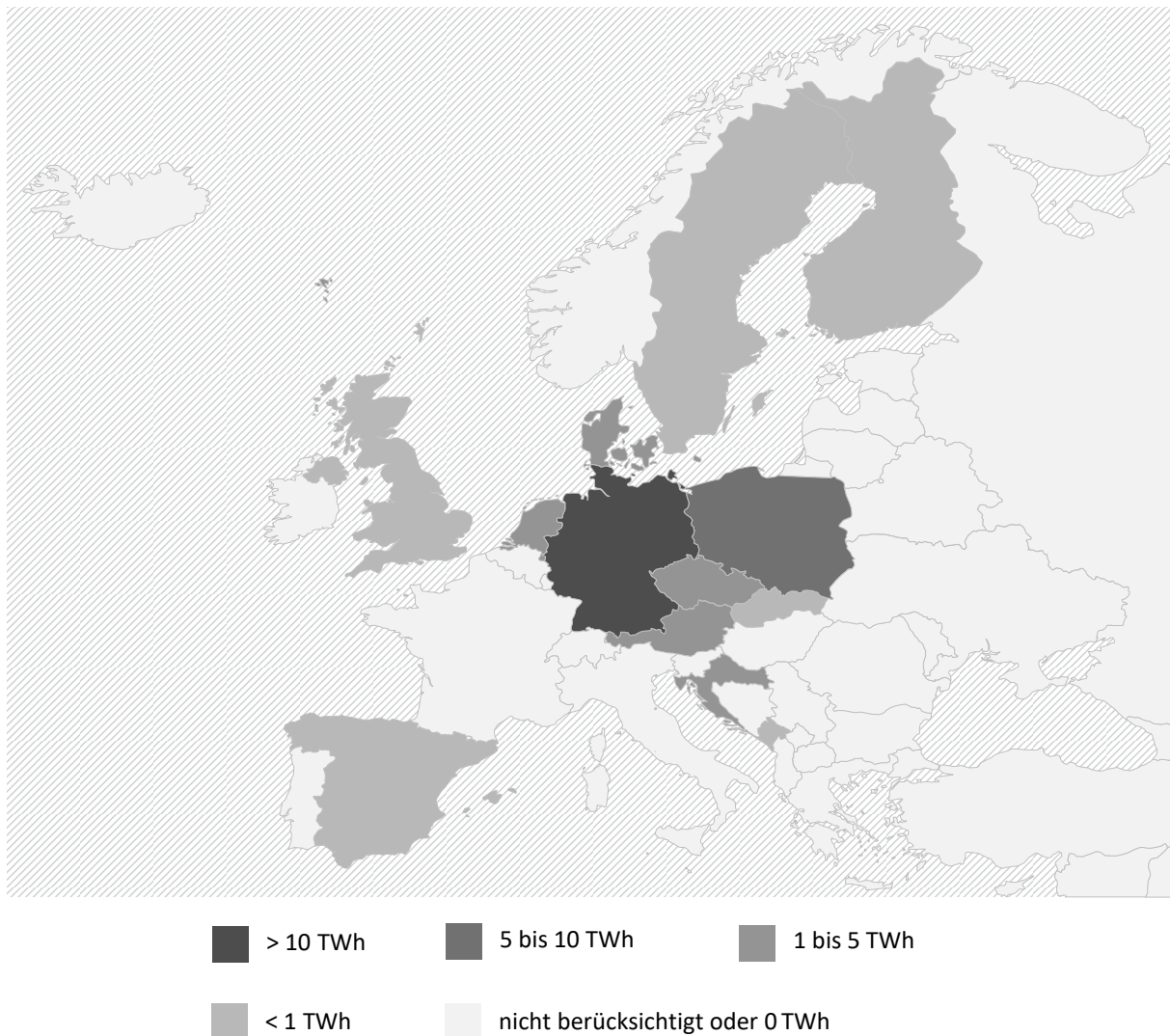
Abbildung 29: Verdrängte konventionelle Stromerzeugung aus Gas in Deutschland und im europäischen Ausland durch die deutsche EE-Einspeisung 2017 (TWh)



Eigene Darstellung [TU Dresden, ESA² GmbH].

In den Niederlanden zeigen sich zwei gegenläufige Effekte. Während die substituierte Strommenge aus Gaskraftwerken im Betrachtungszeitraum zurückgeht, steigt aufgrund des Zubaus von niederländischen Steinkohlekapazitäten die Menge verdrängten Kohlestroms an. Insgesamt sinkt die verdrängte konventionelle Strommenge von ca. 11 TWh im Jahr 2013 auf rund 7 TWh im Jahr 2018. Etwa drei Viertel der Verdrängung in den Niederlanden lassen sich der gas-basierten Stromerzeugung und ein Viertel der Stromproduktion durch Steinkohlekraftwerke zurechnen. Abbildung 30 zeigt die substituierte steinkohlebasierte Stromerzeugung im Jahr 2017 in Europa.

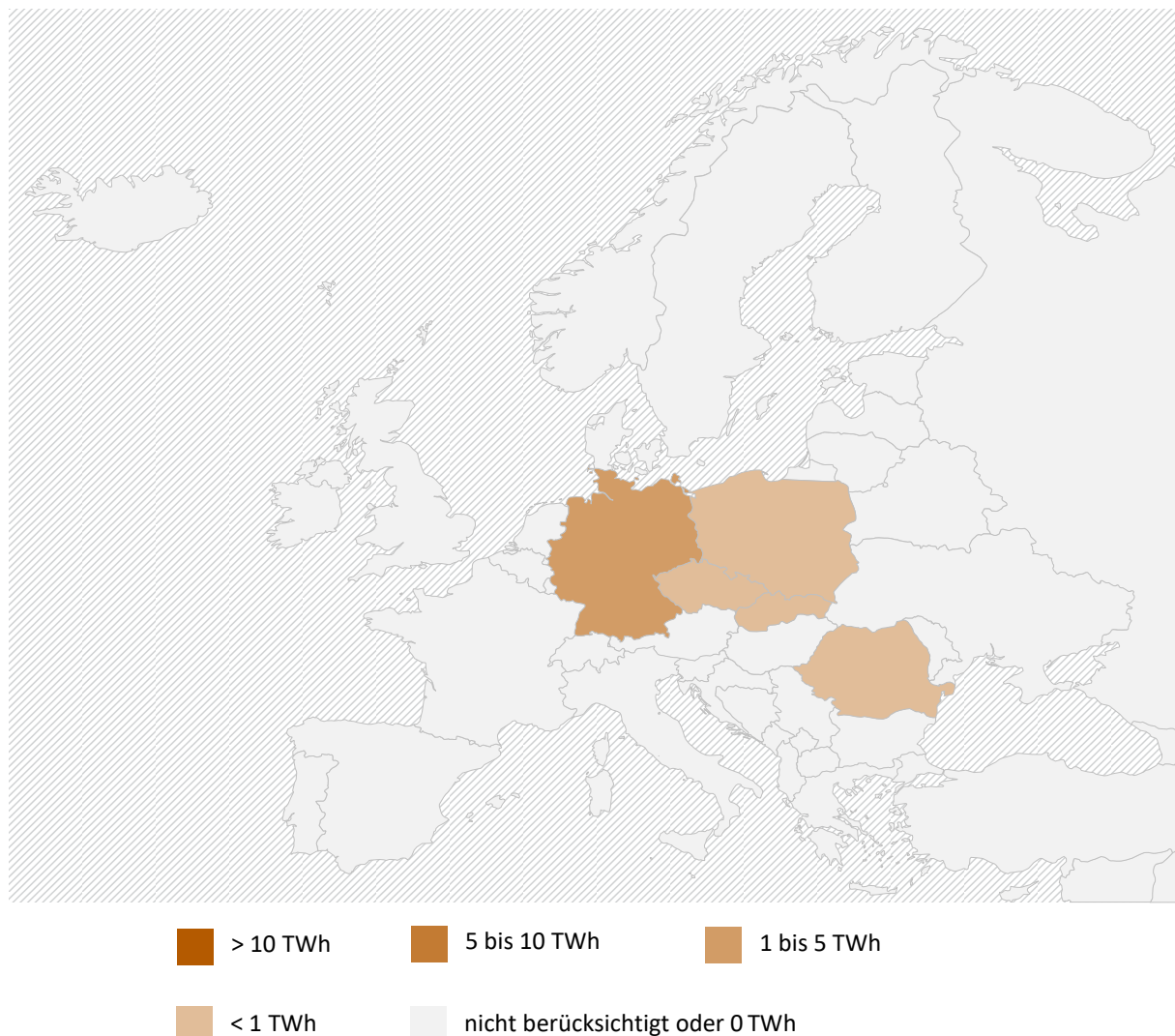
Abbildung 30: Verdrängte konventionelle Stromerzeugung aus Steinkohle in Deutschland und im europäischen Ausland durch die deutsche EE-Einspeisung 2017 (TWh)



Eigene Darstellung [TU Dresden, ESA² GmbH].

Die Substitution von Strom aus Braunkohlekraftwerken im europäischen Ausland durch die Nutzung deutscher EE-Kapazitäten, lässt sich insbesondere in Tschechien, Rumänien und Polen verorten. Einen Überblick über die Verteilung der Verdrängungseffekte von braunkohlebasierter Stromerzeugung im Jahr 2017 gibt Abbildung 31.

Abbildung 31: Verdrängte konventionelle Stromerzeugung aus Braunkohle in Deutschland und im europäischen Ausland durch die deutsche EE-Einspeisung 2017 (TWh)



Eigene Darstellung [TU Dresden, ESA² GmbH].

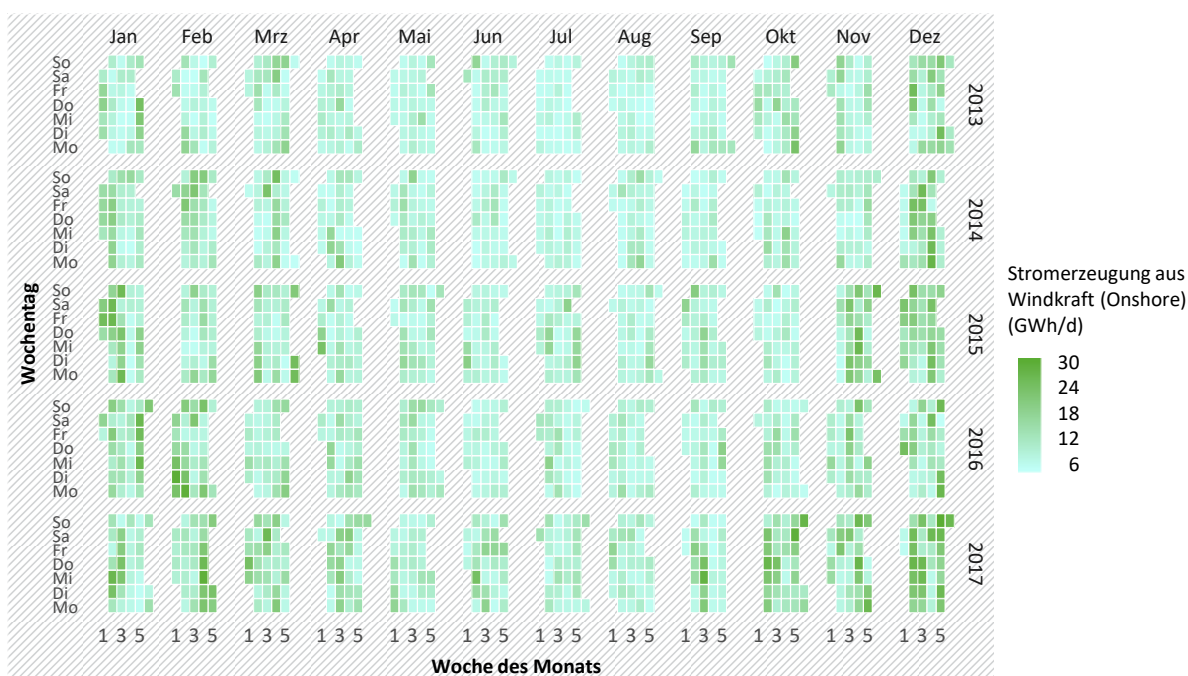
Auf Grundlage der ermittelten Verdrängungsmatrizen werden weiterführend die vermiedenen EU-weiten Emissionen durch die EE-Einspeisung in Deutschland berechnet. Für eine konservative Sichtweise werden bei dieser Bilanzierung zusätzlich pauschale Nutzungsgradabschläge für die durch Windkraft und Photovoltaik verdrängte Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken (-1,5 %) und aus Gaskraftwerken (-3,1 %) festgelegt (vgl. [Ziems_2012]). Damit werden insbesondere zusätzliche An- und Abfahrprozesse dieser Anlagen mit entsprechenden Teillastphasen und schlechteren Wirkungsgraden durch die fluktuierende Stromerzeugung gegenüber dem kontrafaktischen Fall berücksichtigt [Kunze_2019]. Die Vorgehensweise und die verwendeten Daten (insbesondere die Emissionsfaktoren und Wirkungsgrade der verdrängten Stromerzeugung) sowie die Ergebnisse zu den vermiedenen Emissionen werden in der Veröffentlichung zur Emissionsbilanz [UBA_2018, UBA_2019, UBA_2021] detailliert beschrieben.

4.4 Evaluierung saisonaler und tageszeitlicher Trends und Muster der Substitution

Die Analyse der Substitutionseffekte und die Ergebnisausgabe in stündlicher Auflösung mit ELTRAMOD-DISPATCH ermöglicht eine nachgelagerte Untersuchung hinsichtlich erkennbarer saisonaler und tageszeitlicher Trends bzw. Muster der Substitutionen. Im Rahmen dieser Betrachtung sollen typische, aber auch extreme Substitutionssituationen identifiziert und charakterisiert werden. Durch diese Untersuchung werden feststellbare Spannbreiten von Substitutionen durch die deutsche EE-Stromerzeugung auf den konventionellen EU-Kraftwerkspark näherungsweise quantifiziert. Da die erforderlichen Modelleingangsdaten zur Bestimmung der EE-Substitutionseffekte für das Jahr 2018 erst kurz vor Abschluss dieser Analyse vorliegen, beschränkt sich die folgende Evaluierung auf die Substitutionseffekte der Jahre 2013 bis 2017.

In einer ersten Betrachtung werden die Erzeugungszeitreihen für den deutschen Kraftwerkspark auf visuelle Muster und Trends hin untersucht. Dazu werden die vorhandenen Zeitreihen in unterschiedlicher zeitlicher Auflösung für verschiedene Technologien dargestellt (siehe z. B. Abbildung 32). Aus den Darstellungen lässt sich die Saisonalität der Erzeugung und deren Änderung festhalten.

Abbildung 32: Mittlere tägliche Stromerzeugung aus Wind (Onshore) der Jahre 2013 bis 2017 unterteilt nach Wochentag und Monat im Jahresverlauf (GWh/d)

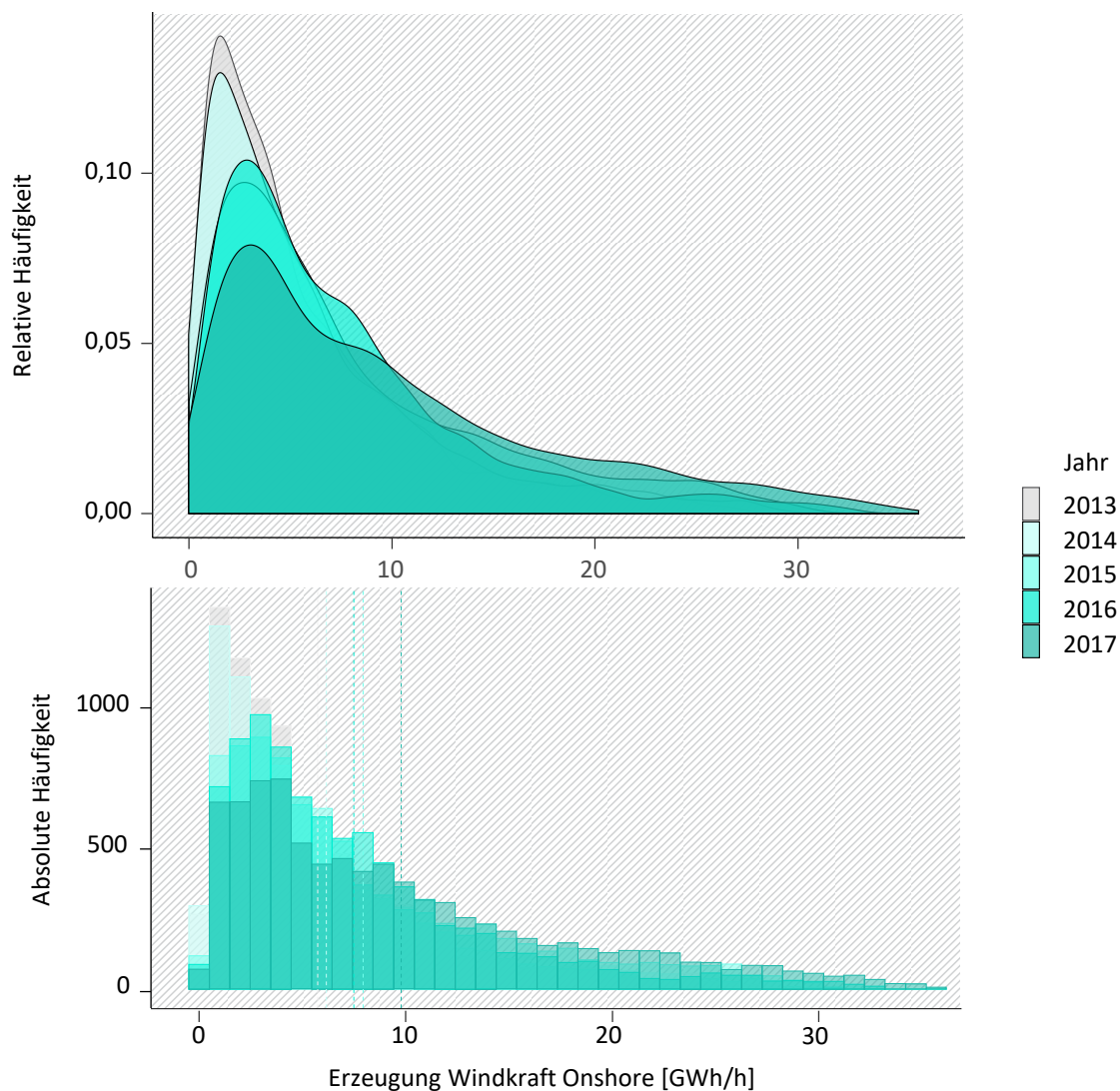


Eigene Darstellung [TEP Energy] basierend auf Daten der [TU Dresden] und [ENTSO-E_2017-2019a, Netztrans_2017-2019].

Im Bereich Wind Onshore ist erkennbar, dass mit dem Ausbau der Windkraft von 2013 bis 2017 die maximalen Erzeugungsleistungen nicht nur in den reinen Wintermonaten Dezember bis Februar zugenommen haben, sondern darüber hinaus teilweise auch in den Herbstmonaten Oktober bis November Erzeugungsspitzen im Tagesmittel von über 30 GW Windleistung erreicht werden. Diese Erweiterung des Leistungsbandes ist nicht nur durch den reinen Zubau weiterer Windanlagen erklärbar, sondern hängt real auch mit dem geänderten Typ der installierten Windanlagen sowie der Standortverteilung der Zubauten zusammen. Mit dem Aufkommen von sogenannten Schwachwindanlagen nach 2012 erreichen moderne Windanlagen bereits bei geringen Windgeschwindigkeiten höhere Leistungswerte als ältere Windanlagen und auch

die prozentuale Zu- oder Abnahme der Leistung in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit (ramp rate) ändert sich stark [DWG_2012-2019]. Je nach Verteilung der standortbezogenen Zubauten, ergeben sich dann Unterschiede in der Saisonalität und der Dichteverteilung der stündlichen Erzeugung (siehe Abbildung 33). In der Analyse der saisonalen Trends wurden die Änderungen aus der PSP-Beurteilung nicht berücksichtigt.

Abbildung 33: Dichteplot der stündlichen Erzeugungsleistung von Wind (Onshore) im Verlauf der Jahre 2013 bis 2017

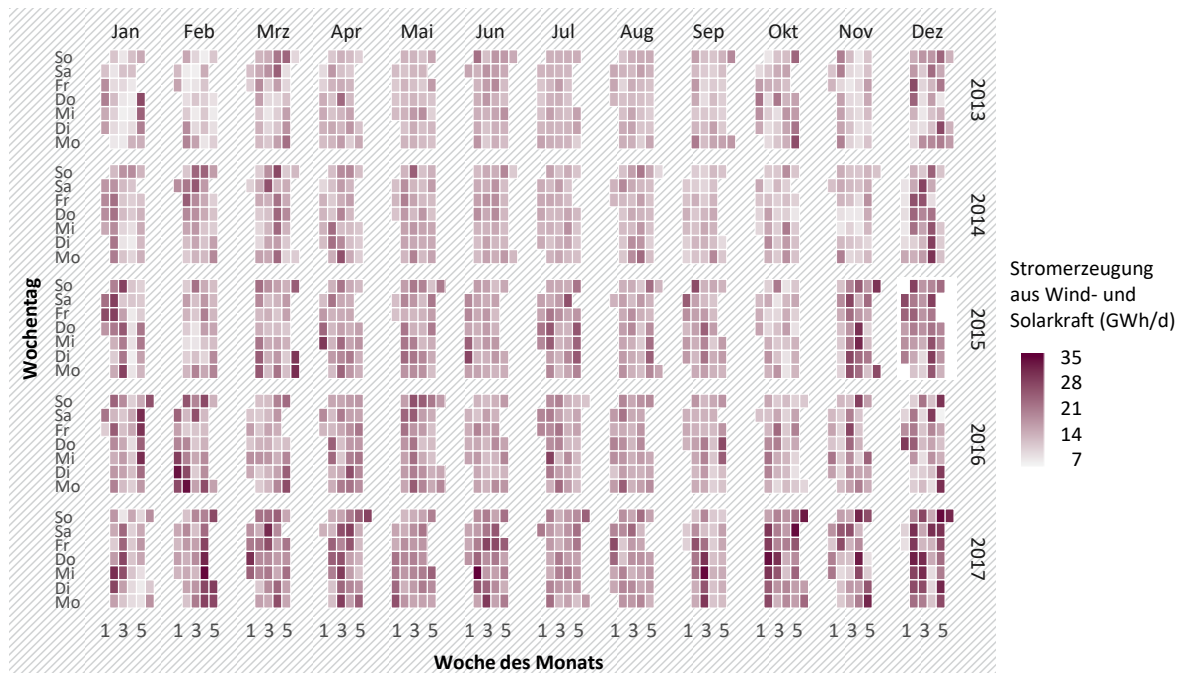


Eigene Darstellung [TEP Energy] basierend auf Daten der [TU Dresden] und [ENTSO-E_2017-2019a, Netztrans_2017-2019].

Ähnliche Überlegungen zur saisonalen Änderung der Zubauten lassen sich ebenfalls für Photovoltaik-Anlagen machen, welche in den vergangenen Jahren vermehrte Unterschiede bei der Nord-Süd-Orientierung und der Inklination der installierten Photovoltaik-Anlagen aufweisen. Dies wird im Wesentlichen durch den unterschiedlichen jährlichen Zubau von Freiflächenanlagen sowie Gebäude-gebundenen Anlagen definiert. Durch die geänderte Ausrichtung ergeben sich für die Frühlings- und Herbstmonate teilweise erweiterte Peak-Leistungen, welche das stündliche maximale Erzeugungsprofil entsprechend beeinflussen (siehe Abbildung 54 im Anhang für die mittlere tägliche Stromerzeugung aus Solar).

In der Zusammenführung aller fluktuierenden erneuerbaren Energien (Wind und Solar, siehe Abbildung 34) ist erkennbar, dass über den Zeitverlauf von 2013 bis 2017 die Gesamterzeugung im Tagesmittel von rund 8 GWh/d auf über 15 GWh/d angestiegen ist.

Abbildung 34: Mittlere tägliche EE-Stromerzeugung (Wind und Solar) der Jahre 2013 bis 2017 unterteilt nach Wochentag und Monat im Jahresverlauf (GWh/d)



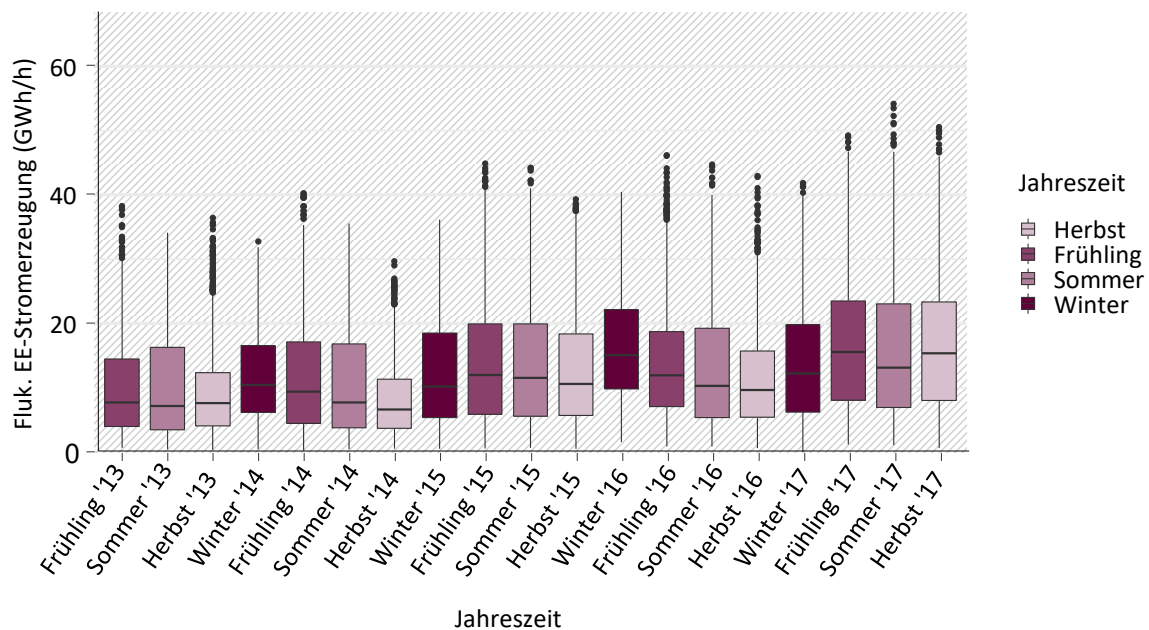
Eigene Darstellung [TEP Energy] basierend auf Daten der [TU Dresden] und [ENTSO-E_2017-2019a, Netztrans_2017-2019].

Darüber hinaus ist kein ausgeprägter saisonale Verlauf erkennbar (siehe Abbildung 35). Der Zubau weiterer Erzeugungskapazitäten lässt sich im langfristigen zunehmenden Trend ebenfalls erkennen. Einzelne Wetterlagen führen auch weiterhin dazu, dass es zu stark überhöhten Einspeisungen im Vergleich zum saisonalen Mittel kommt (Outlier > 1.5* inter-quantil-Range).

Die Ergebnisse der saisonalen Betrachtung der realen Erzeugungszeitreihen spiegeln sich jedoch nicht direkt in der Differenzbetrachtungen zwischen dem kontrafaktischen und dem realen Fall wider. Bei dieser Betrachtungsweise werden sowohl die gesamte verdrängte fossile Erzeugung als auch die Verdrängung einzelner Energieträger für die Analyse herangezogen, um Trends oder Muster in der Verdrängung ableiten zu können. Wie in Abbildung 36 für die verdrängte Stromerzeugung aus Steinkohle zu erkennen ist, lassen sich hier jedoch nur schwer eindeutige Muster im saisonalen Verlauf feststellen. Anfänglich allenfalls leicht höhere Werte für die verdrängte konventionelle Stromerzeugung an Wochenenden (Samstage und Sonntage 2013 und 2014), werden über die Jahre erweitert durch ganzjährig höhere Verdrängungswerte im saisonalen Verlauf sowie unter der Woche (2016 und 2017). Eine visuelle Übereinstimmung zwischen den saisonalen Erzeugungszeitreihen der erneuerbaren Energien und den verdrängten Erzeugungen aus konventionellen Energieträgern ist somit nicht direkt ersichtlich.

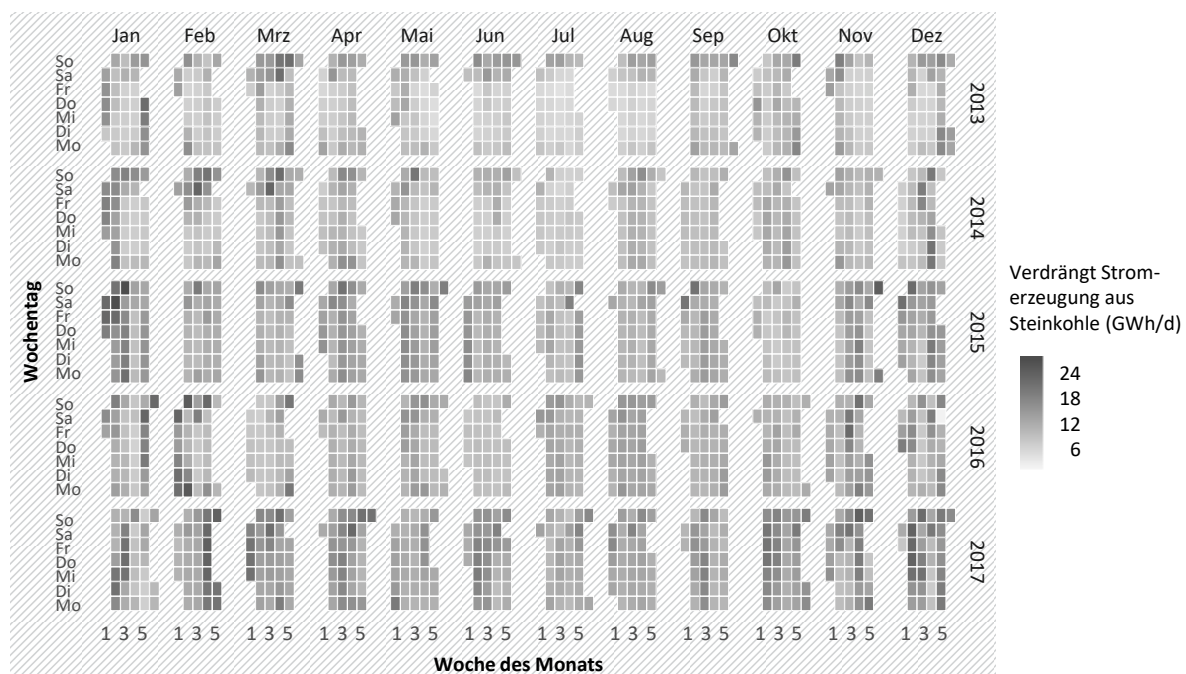
Die Nichtberücksichtigung der realen Veränderungen der Erzeugungskennwerte in der Betrachtung der saisonalen Einflüsse auf die verdrängte fossile Stromerzeugung, kann dazu beigetragen haben, dass keine wesentlichen Abhängigkeiten festgestellt werden können. Entsprechend werden mögliche Abhängigkeiten im jährlichen Verlauf nicht erkannt.

Abbildung 35: Boxplot der fluktuierenden EE-Stromerzeugung (Wind und Solar kumuliert) der Jahre 2013 bis 2017 (GWh/h)



Eigene Darstellung [TEP Energy] basierend auf Daten der [TU Dresden] und [ENTSO-E_2017-2019a, Netztrans_2017-2019].

Abbildung 36: Verdrängte Steinkohle-Stromerzeugung (kontrafaktisch minus real) im Tagesmittel, unterteilt nach Wochentag und Monat im Jahresverlauf von 2013 bis 2017 (GWh/d)

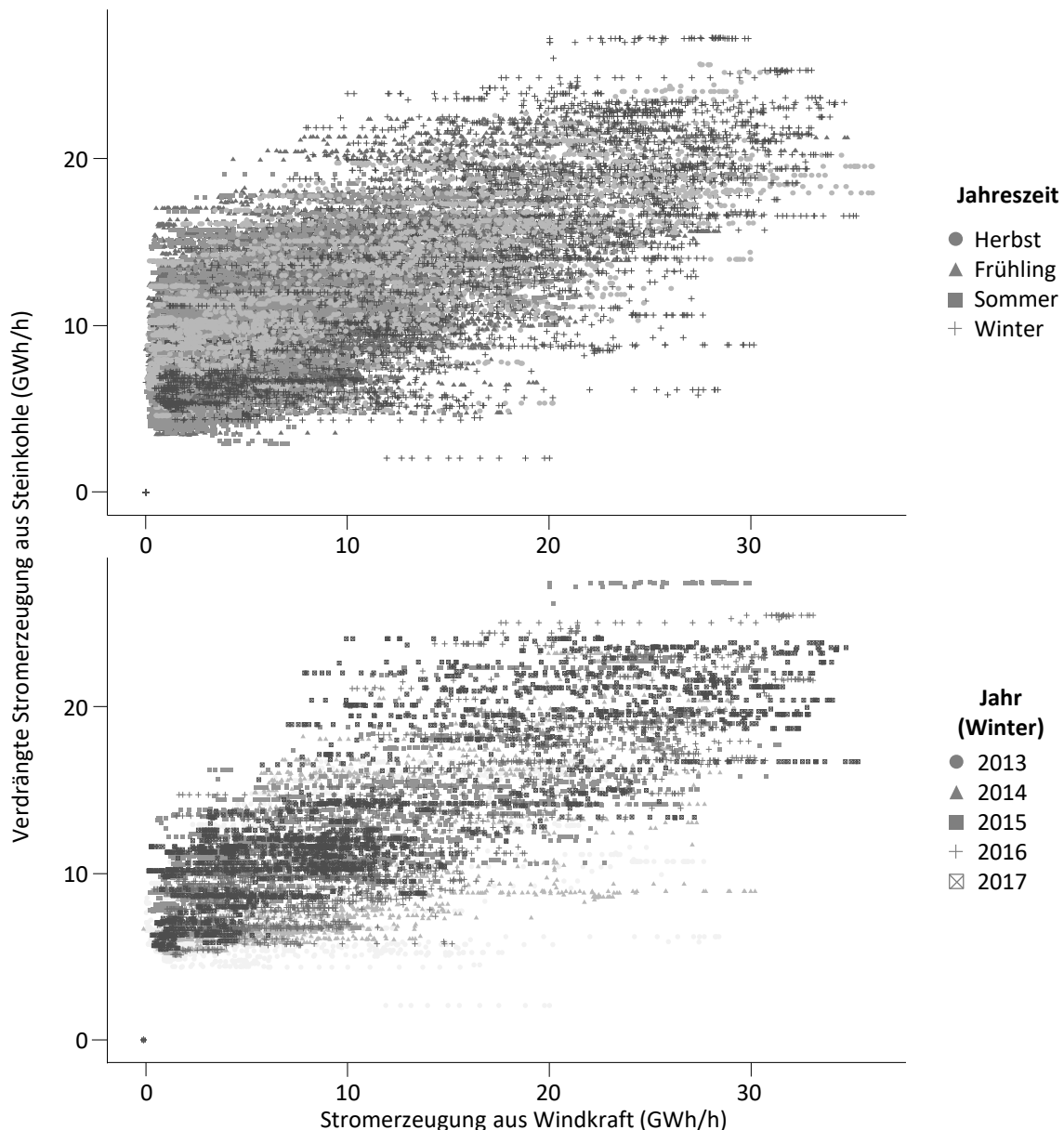


Eigene Darstellung [TEP Energy] basierend auf Daten der [TU Dresden] und [ENTSO-E_2017-2019a, Netztrans_2017-2019].

Um im Weiteren die vorhandenen Daten einer vertieften statistischen Analyse unterziehen zu können, werden verschiedene Hypothesen aufgestellt, welche auf ihre Signifikanz hin getestet werden. Zu diesen Hypothesen gehören u. a. die Annahmen, dass eine Verdrängung von Erdgas basierter Stromerzeugung durch PV-Strom im Sommer sowie eine Verdrängung von Steinkohle basierter Stromerzeugung durch Windstrom im Winter stattfindet. In der Auswertung dieser

Zeitreihen kann jedoch kein signifikanter Zusammenhang zwischen den jeweiligen stündlichen Erzeugungswerten und der zeitgleich verdrängten fossilen Erzeugung festgestellt werden (siehe Abbildung 37). Weder die kumulierten Jahreswerte im saisonalen Vergleich (Abbildung 37, oben) noch die jährliche Betrachtung der Erzeugungszeitreihe für die Wintermonate (Abbildung 37, unten), weisen entsprechende signifikante Zusammenhänge auf.

Abbildung 37: Gegenüberstellung der stündlichen Wind-Stromerzeugung und der zeitgleich verdrängten Steinkohle-Stromerzeugung in den verschiedenen Jahreszeiten (oben) sowie für die Wintermonate im Verlauf der jährlichen Entwicklung (unten) (GWh/h)



Eigene Darstellung [TEP Energy] basierend auf Daten der [TU Dresden] und [ENTSO-E_2017-2019a, Netztrans_2017-2019].

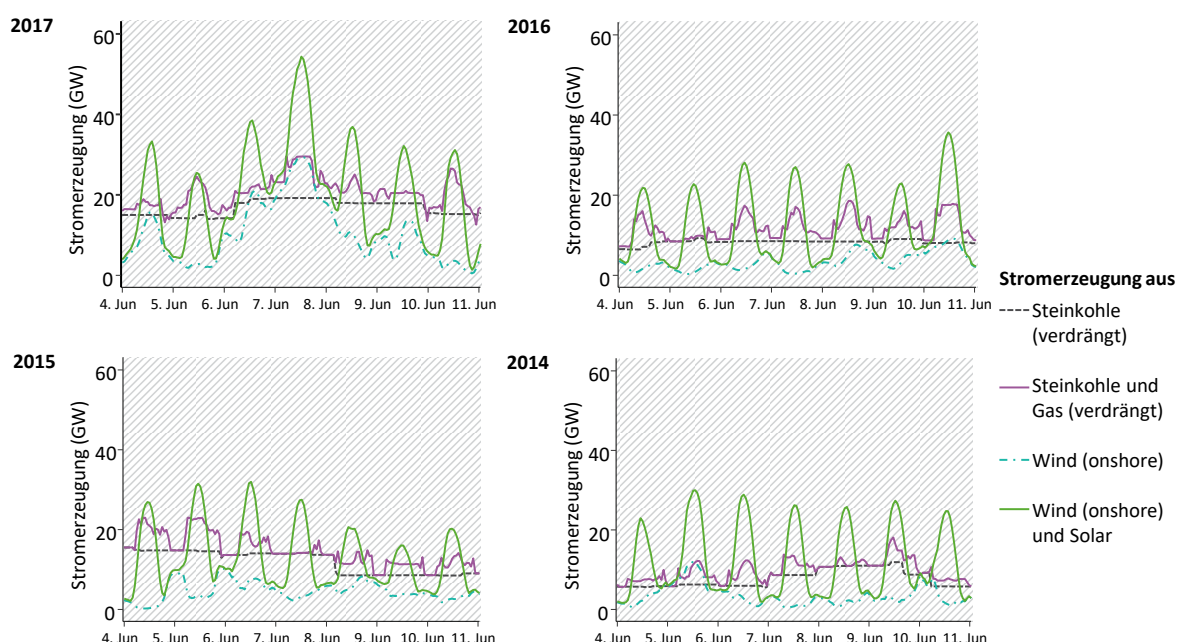
Die nicht signifikante Abhängigkeit ist neben der bereits erwähnten Technologieentwicklung den Umständen geschuldet, dass weitere Faktoren wie z. B. die stündlichen CO₂-Preise, die stündlichen Import- und Export-Kapazitäten, die effektive Erzeugung in den benachbarten Ländern, etc. ebenfalls einen hohen Einfluss auf die verdrängte Erzeugung in den unterschiedlichen Betrachtungsfällen haben und damit die saisonalen Effekte einzelner Technologien wie

die Wind- oder Solar-Stromerzeugung und deren Verdrängungsmechanismen in der Direktbetrachtung aufheben können. Darüber hinaus kann auch keine signifikante Abhängigkeit der Exporte nur von der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland festgestellt werden. Weitere mögliche Einflussfaktoren wie z. B. das Netzengpass-Management und die allfällige Abhängigkeit der verdrängten fossilen Stromerzeugung, können in der bisherigen Analyse ebenfalls nicht als signifikante Einflussgrößen ermittelt werden.

Neben den saisonalen Abhängigkeiten werden auch einwöchige Perioden mit der höchsten Stromerzeugung aus Wind- und Solarkraft bzw. andere Extremsituationen analysiert, um den Einfluss auf die verdrängte Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern besser zu analysieren.

Bei der Betrachtung der einwöchigen Perioden mit maximaler EE-Stromerzeugung wird die einzelne Stunde mit der maximalen kumulierten erneuerbaren Erzeugungsleistung im gesamten Zeitraum eruiert und das Profil der vorgängigen und nachgängigen 3,5 Tage dargestellt (siehe Abbildung 38). Diese Zeitspanne definiert dann für die hier berücksichtigten Jahre 2014 bis 2017 das jeweilige Erzeugungsprofil.

Abbildung 38: Woche mit der maximalen kumulierten Stromerzeugungsleistung aus Solar und Wind (Onshore) für 2017 (2014 bis 2016 zum Vergleich) sowie die gleichzeitig verdrängte Stromerzeugung aus Steinkohle und Erdgas in Deutschland (GW)



Eigene Darstellung [TEP Energy] basierend auf Daten der [TU Dresden] und [ENTSO-E_2017-2019a, Netztrans_2017-2019].

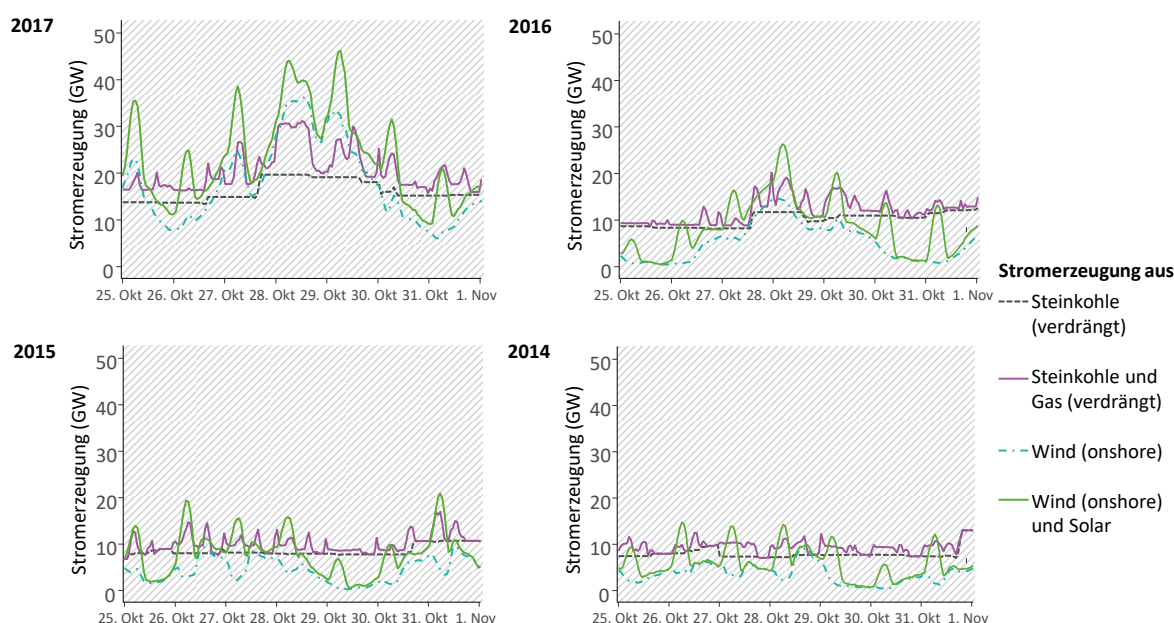
In der Woche vom 7. Juni 2017 war in der Spitze mehr als 54 GW Wind- und Solar-Stromerzeugungsleistung am Netz. Gleichzeitig wurden zwischen 18,5 GW (nachts) und bis zu 29 GW (mittags) an Stromerzeugung aus Steinkohle und Erdgas in Deutschland verdrängt. Im Wochenprofil wird tagsüber mehr fossile Stromerzeugung verdrängt, die Leistungsspitzen bei gleichzeitiger Wind- und Solar-Stromerzeugung haben aber nur einen geringen Einfluss auf eine weitere Verdrängung von fossiler Stromerzeugung. Nachts hingegen wird teilweise mehr fossile Erzeugung verdrängt, als das Angebot aus Wind- und Solar-Stromerzeugung hergibt. Neben diesen fluktuierenden erneuerbaren Energien haben insbesondere die Stromerzeugungen aus Biomasse und Wasserkraft in den Nachtstunden einen großen Einfluss auf die Verdrängung fossiler Erzeugung. Mit durchschnittlich 8,1 GW Erzeugungsleistung pro Stunde zwischen 21 Uhr abends und 4 Uhr

morgens tragen diese Technologien signifikant zur Verdrängung in den betrachteten Wochen bei. Einen dämpfenden Einfluss auf die Verdrängung haben hingegen die leicht geänderten Im- und Exporte in denselben Nachtstunden. Im Mittel wurden in den abgebildeten Wochen rund 1,75 GW pro Stunde mehr exportiert und rund 1,4 GW pro Stunde weniger importiert.

In den Jahren 2014 bis 2016, jeweils in der gleichen Woche, dominiert ebenfalls das Solarprofil mit dem ausgeprägten Tagesgang die erneuerbare Stromerzeugung. Der Verlauf der verdrängten fossilen Stromerzeugung weist aber auch hier keine eindeutigen Muster auf. Während 2016, bei geringer Wind-Stromerzeugung, das Profil der verdrängten fossilen Stromerzeugung an den Wochentagen Montag bis Donnerstag (6. bis 9. Juni) dem solaren Tagesgang folgt, ist dies in den Jahren 2014 und 2015 nicht durchgängig der Fall.

In der Einzelbetrachtung der erneuerbaren Energie mit maximaler Wind- bzw. maximaler Solar-Stromerzeugung werden ebenfalls im Jahr 2017 die größten Erzeugungsleistungen verzeichnet, jedoch in anderen Wochen (siehe Abbildung 39 für Wind-Onshore).

Abbildung 39: Woche mit der höchsten Stromerzeugungsleistung aus Wind (Onshore) für 2017 (2014 bis 2016 zum Vergleich) sowie die gleichzeitig verdrängte Stromerzeugung aus Steinkohle und Erdgas in Deutschland (GW)



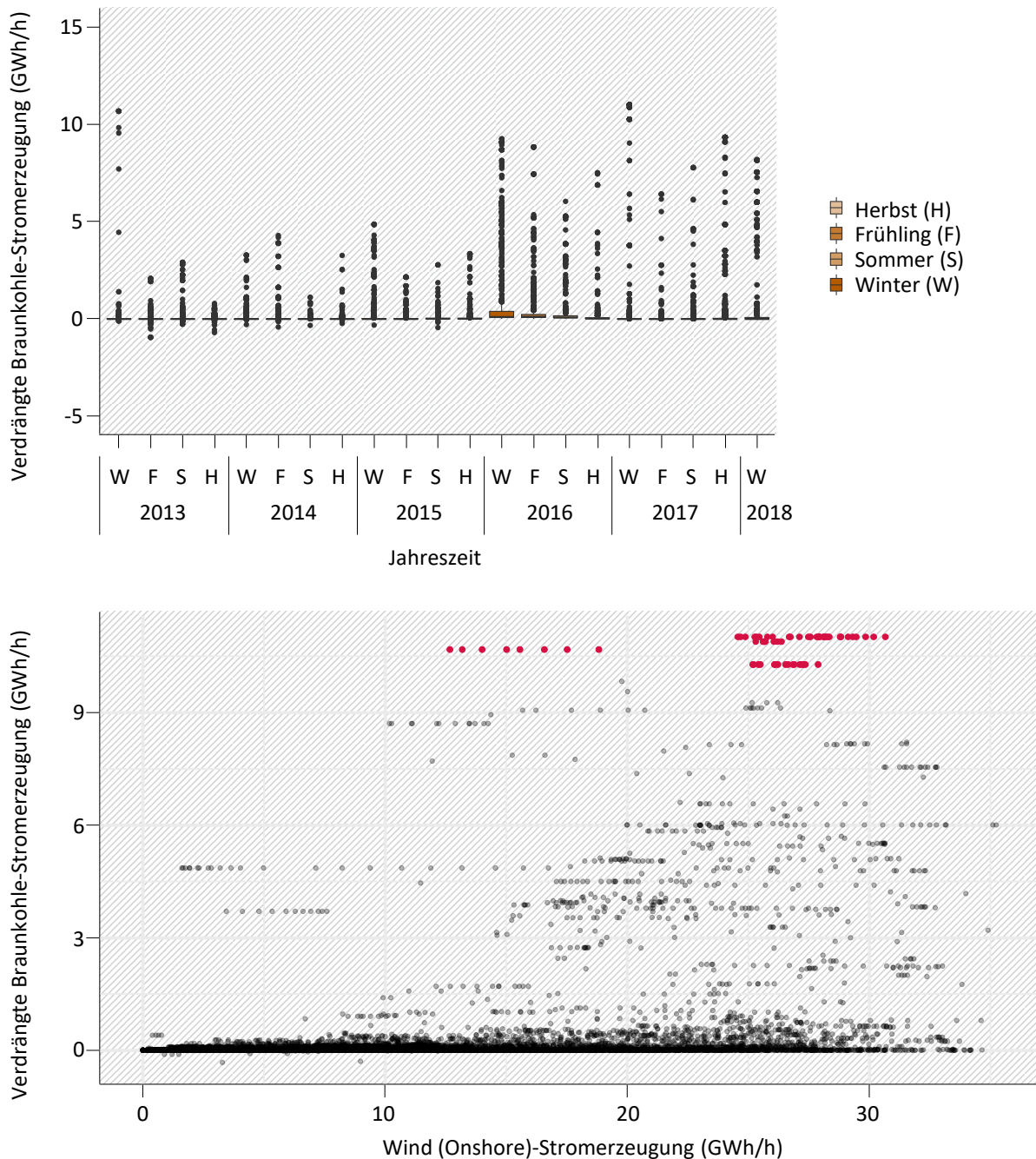
Eigene Darstellung [TEP Energy] basierend auf Daten der [TU Dresden] und [ENTSO-E_2017-2019a, Netztrans_2017-2019].

Die maximale Wind-Stromerzeugung im Jahr 2017 wurde am 28. Oktober mit rund 36 GW erzielt. Auch in dieser Woche bestehen insbesondere nachts weitere Einflussfaktoren (vor allem die nicht fluktuierende EE-Stromerzeugung), welche die verdrängte Stromerzeugung aus Steinkohle und Erdgas stark beeinflussen. Während bei geringer Wind-Stromerzeugung (< 10 bis 12 GW), die verdrängte fossile Erzeugung – vorrangig aus Steinkohle – konstant größer ist als die fluktuierende EE-Erzeugung, folgt das Verdrängungsprofil in den windreichen Stunden durch die zusätzliche Verdrängung von Stromerzeugung aus Erdgas.

Bei der Analyse von Extremereignissen fällt das Profil der Einsenkung der Braunkohle-Stromerzeugung stark auf. Die Einsenkungen werden dominiert von einzelnen Extremereignissen, hauptsächlich im Winter und Herbst (siehe Abbildung 40, oben). Im Quartalsmittel liegt die verdrängte Braunkohle-Stromerzeugung bei < 0,5 GWh/h wobei viele Outlier das Bild dominieren. In einzelnen Quartalen erreicht die Einsenkung Werte von bis zu 12 GW Leistung aufgrund von

bestimmten Ereignissen. Wie Abbildung 40 (unten) zeigt, führt jedoch eine hohe Wind-Stromerzeugung (x-Achse) nicht automatisch zu einer hohen Verdrängung der Erzeugung aus Braunkohle (y-Achse). In ausgewählten Perioden (dargestellt als rote Punkte in Abbildung 40, unten), u. a. bei zeitgleicher niedriger Stromnachfrage, wird jedoch Braunkohle stärker verdrängt.

Abbildung 40: Gegenüberstellung der Einsenkung von Braunkohle-Stromerzeugung in der saisonalen Betrachtung (oben) und der zeitgleichen Wind-Stromerzeugung (unten)



Eigene Darstellung [TEP Energy] basierend auf Daten der [TU Dresden] und [ENTSO-E_2017-2019a, Netztrans_2017-2019].

Bei der Wind-Stromerzeugung zwischen 10 bis 20 GWh/h und einer verdrängten Erzeugung aus Braunkohle von ca. 10,5 GWh/h (rote Punkte oben) handelt es sich um die Stunden vom 1. Januar 2013, 03:00 Uhr bis 11:00 Uhr. Bei der Wind-Stromerzeugung von 25 bis ca. 30 GWh/h und einer verdrängten Erzeugung aus Braunkohle zwischen 9,8 GWh/h und 11,1 GWh/h (rote

Punkte unten), handelt es sich um die Zeitperiode vom 25.12.2016, 01:00 Uhr bis 26.12.2016, 23:00 Uhr. Neben der ansteigenden Wind-Stromerzeugung hat die gleichzeitig abnehmende Nachfrage in den Nachtstunden zu einer weiteren blockscharfen Erhöhung der verdrängten Erzeugung von 9,8 GWh auf 11,1 GWh geführt. Weitere nicht definierte Faktoren führen dazu, dass die Verdrängung der Braunkohle mit zunehmender Nachfrage während der Tagesstunden am 26.12.2016 nicht automatisch zu einer Reduktion der verdrängten Erzeugung führen.

Aus den bisherigen Detailanalysen lassen sich entsprechend keine einfachen Kausalitäten zwischen fluktuierender Wind- bzw. Solar-Stromerzeugung und verdrängter fossiler Stromerzeugung mit hoher Signifikanz für die saisonalen und tageszeitlichen Trends feststellen. Neben der Wind- und Solar-Stromeinspeisung haben weitere Faktoren wie z. B. die Nachfrageentwicklung einen relevanten Einfluss auf die Verdrängung der fossilen Stromerzeugung in Deutschland. Diese Einflussfaktoren und deren Relevanz wurden im Verlauf des Projektes weiter untersucht, zeigen aber ebenfalls einzeln betrachtet keine signifikanten Abhängigkeiten.

4.5 Auswertung zur Belastung des innerdeutschen Netzes und der grenzüberschreitenden Interkonnektoren

Vor dem Hintergrund steigender Kosten für das Engpassmanagement sowie von Transitflüssen durch die Übertragungsnetze der deutschen Anrainer wird im Folgenden untersucht, inwieweit diese Entwicklungen auf den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland zurückzuführen sind. Hierfür werden die Auswirkungen der deutschen EE-Stromerzeugung auf Netzengpässe in Deutschland, an dessen Grenzkuppelstellen sowie darüber hinaus auf Stromflüsse in den europäischen Nachbarstaaten eingehender betrachtet. In diesem Zusammenhang wird auch untersucht, in welchem Umfang die Berücksichtigung des Netzengpassmanagements die im Abschnitt 4.3 rein marktbasiert bestimmten EE-Substitutionseffekte im In- und Ausland verändern. Anhand der gewonnenen Erkenntnisse wird letztendlich beurteilt, ob eine mit deutlich höherem Aufwand verbundene Netzmodellierung einen Mehrwert hinsichtlich der validen Quantifizierung von EE-Substitutionseffekten bietet und ob sie der rein marktbasierten Betrachtung gegebenenfalls sogar vorzuziehen wäre.

Für die Untersuchung zur Belastung des innerdeutschen Netzes und der grenzüberschreitenden Interkonnektoren wird exemplarisch das Jahr 2015 betrachtet, da in diesem Jahr besonders hohe Redispatchvolumen angefallen sind [BNetzA_2016]. Ergänzend zum Strommarktmodell ELTRAMOD kommt hierfür das Netzmodell ELMOD zum Einsatz, welches speziell auf die Analyse der europäischen Übertragungsnetze ausgerichtet ist.

Im Abschnitt 4.5.1 wird zunächst das Vorgehen zur Bestimmung der EE-Auswirkungen auf das Übertragungsnetz beschrieben. Dabei liegt der Fokus insbesondere auf der datenseitigen Kopplung der Modelle ELTRAMOD und ELMOD. Anschließend werden im Abschnitt 4.5.2 notwendige Anpassungen am Strommarktmodell ELTRAMOD für die Netzberechnungen mit ELMOD beschrieben. Mit einer kurzen Einführung in das Netzmodell ELMOD wird die Beschreibung der Methodik im Abschnitt 4.5.3 abgeschlossen.

Die Ergebnisse der Netzberechnungen werden anschließend in Abschnitt 4.5.4 dargestellt, wobei das Augenmerk auf den innerdeutschen Engpässen liegt. Die Engpässe an den Grenzkuppelstellen sowie die Ringflüsse über die deutschen Anrainer sind Gegenstand des Abschnitts 4.5.5. Abschließend werden im Abschnitt 4.5.6 die angewandte Methodik sowie die genutzte Datengrundlage kritisch gewürdigt.

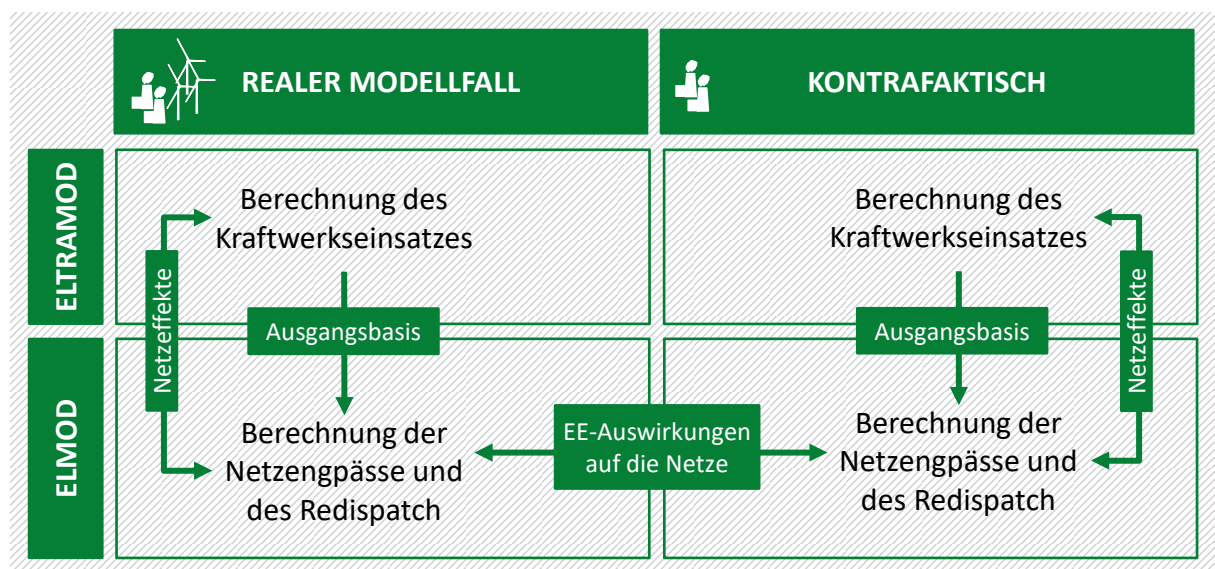
4.5.1 Vorgehen zur Bestimmung der Netzauswirkungen auf die Substitutionseffekte durch erneuerbare Energien

Wie bei der rein marktbasierten Betrachtung werden auch bei der Analyse der Auswirkungen von Netzrestriktionen auf die EE-Substitutionseffekte die Kraftwerkseinsätze im kontrafaktischen und im realen Fall miteinander verglichen. Allerdings stehen nun die Unterschiede in den daraus resultierenden Netzbelastungen sowie die Abweichungen bei notwendigen Redispatchmaßnahmen im Vordergrund. Hierfür wird der mit dem Dispatch-Modul von ELTRAMOD bestimmte Kraftwerkseinsatz als Input für das Stromnetzmodell ELMOD genutzt.

ELTRAMOD berechnet – angelehnt an das Dayahead clearing an der Strombörse – den ausgabenminimalen Kraftwerkseinsatz aus Sicht des Gesamtsystems ohne dabei Netzrestriktionen auf nationaler Ebene (NUTS 0) zu berücksichtigen. Somit ist auch keine Verortung von Angebot und Nachfrage unterhalb der NUTS 0-Ebene erforderlich. Für die Bestimmung der Netzeffekte sind Stromangebot und -nachfrage nun einzelnen Netzknoten zuzuordnen, die über das Übertragungsnetz miteinander verbunden sind. Diese Daten bilden das physikalische Grundgerüst für die Netzberechnungen, mit denen ELMOD die Leitungsbelastungen bestimmt und im Fall von Engpässen auch den erforderlichen Redispatch vornimmt.

Folglich werden in ELMOD auch nur die Stromerzeugungsmengen berücksichtigt, die in das öffentliche Übertragungsnetz eingespeist werden. Die Daten der BNetzA-Monitoringberichte, auf denen die Analysen in den Abschnitten 4.1 bis 4.4 beruhen, beinhalten jedoch auch nicht ins öffentliche Netz eingespeiste Erzeugungsmengen. Dazu zählt bspw. die Erzeugung aus Industriekraftwerken zur Selbstversorgung, welche von Großverbrauchern betrieben werden. Dies führt dazu, dass die Ergebnisse zum realen und kontrafaktischen Kraftwerkseinsatz der rein markt-basierten Quantifizierung der EE-Substitutionseffekte nicht direkt weiterverendet werden können. Der um die nicht eingespeisten Erzeugungsmengen bereinigte Kraftwerkseinsatz zur Untersuchung der Netzeffekte wird deshalb mit dem Dispatch-Modul von ELTRAMOD für den kontrafaktischen und realen Fall neu berechnet. Die entsprechenden Anpassungen im Strommarktmodell werden im Abschnitt 4.5.2 beschrieben. Zur Abgrenzung der neu berechneten Fälle werden im Folgenden die Begriffe kontrafaktischer NB-Fall (NB = Netzbetrachtung) und realer NB-Fall verwendet. Die Abbildung 41 stellt das Vorgehen zur Bestimmung der Netzeffekte mit einer Zuordnung der angewandten Modelle schematisch dar.

Abbildung 41: Übersicht zur Methodik zur Berechnung der Netzeffekte



Eigene Darstellung [TU Dresden].

Im ersten Schritt wird der Kraftwerkseinsatz für den realen und den kontrafaktischen NB-Fall berechnet. Die dabei feststellbaren Differenzen stellen weiterhin die EE-Substitutionseffekte dar. Aufbauend auf den neu berechneten Kraftwerkseinsätzen werden jetzt mit ELMOD die Lastflüsse bestimmt und mögliche Engpässe mittels Redispatch aufgelöst. Dazu ändert ELMOD den marktbestimmten Kraftwerkseinsatz, indem die Erzeugung aus Kraftwerken vor den Engpässen reduziert und die Erzeugung aus Kraftwerken hinter dem Engpass erhöht wird. Diese Änderungen erfolgen wiederum ausgabenminimal aus der Sicht des Gesamtsystems und daher gegebenenfalls auch transnational, also über Ländergrenzen hinweg.

Der Vergleich der ELMOD-Ergebnisse zur Netzbelastung im realen und kontrafaktischen NB-Fall erlaubt es, Rückschlüsse zu den EE-Auswirkungen auf das Übertragungsnetz zu ziehen. Dagegen zeigen die Unterschiede in der Erzeugung durch den Redispatch, die sich im realen und kontrafaktischen NB-Fall jeweils zwischen den Ergebnissen aus ELTRAMOD und ELMOD einstellen, die Auswirkungen des Netzes auf die EE-Substitutionseffekte. Aufgrund der fehlenden deutschen EE-Einspeisung im kontrafaktischen NB-Fall ist allerdings zu erwarten, dass die Redispatchmengen gegenüber dem realen NB-Fall deutlich zurückgehen. Dies ist damit zu begründen, dass konventionelle Kraftwerke vorrangig in der Nähe von Verbrauchsschwerpunkten gebaut wurden. Nicht zuletzt aus diesem Grund werden die hypothetischen zusätzlichen Erzeugungskapazitäten im kontrafaktischen NB-Fall Standorten mit real vorhandenen bzw. stillgelegten Stromerzeugungsanlagen zugeordnet. Die Auswirkungen des Stromnetzes auf die EE-Substitutionseffekte sollten daher eher gering ausfallen.

4.5.2 Anpassungen für die Netzbetrachtungsfälle in ELTRAMOD und deren Auswirkungen auf die Substitutionseffekte

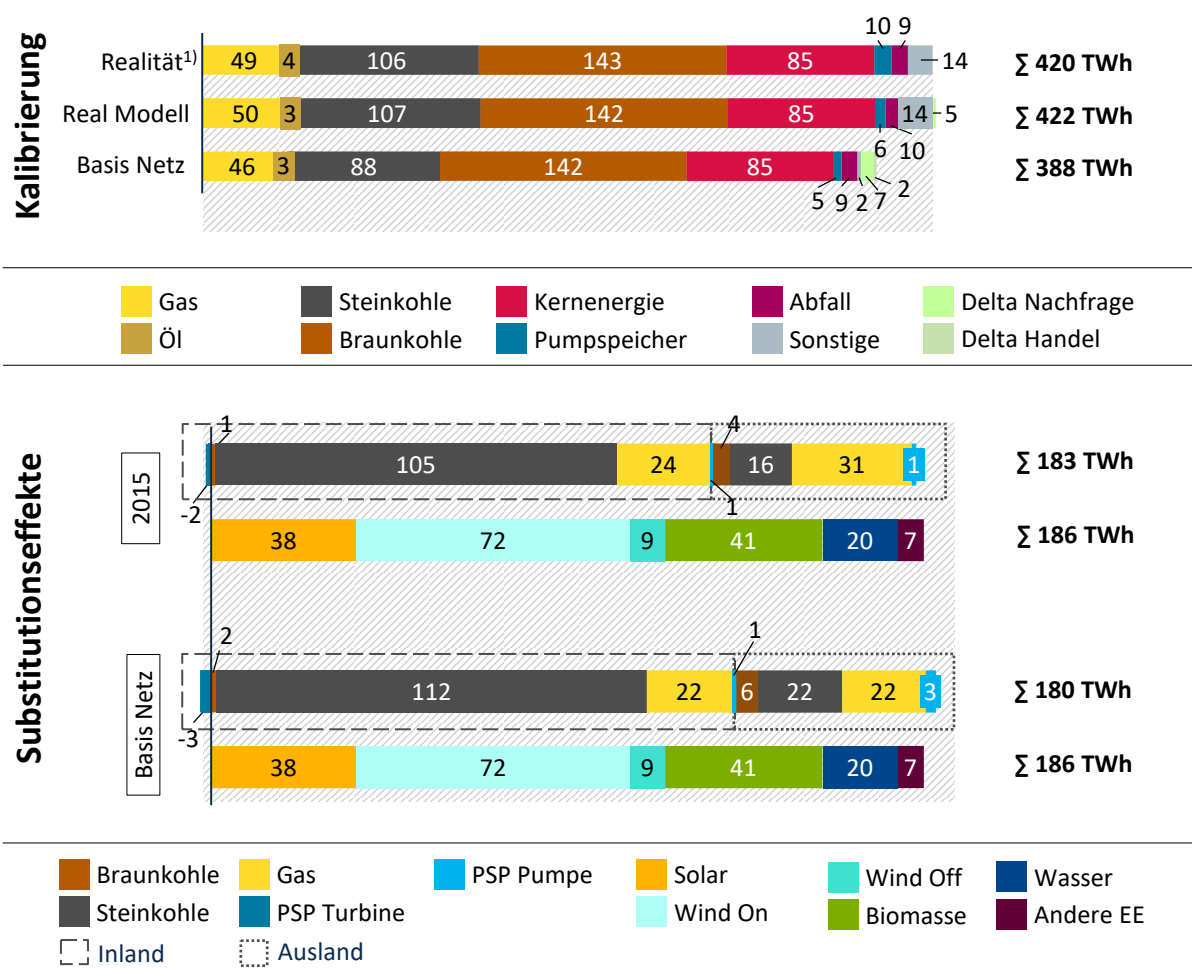
Für die Netzberechnungen ist der mithilfe von ELTRAMOD bestimmte Kraftwerkseinsatz um die Stromerzeugung zur direkten Selbstversorgung vor Ort zu bereinigen. Hierfür ist im Modell die zu deckende Nachfrage um die nicht aus dem öffentlichen Netz bezogenen Strommengen zu reduzieren. Gleichzeitig sind Stromerzeugungskapazitäten, welche nicht ins öffentliche Netz einspeisen, aus dem modellierten Kraftwerkspark zu entfernen.

Bei den nicht ins Versorgungsnetz eingespeisten Strommengen handelt es sich im Wesentlichen um die industriennahe Eigenerzeugung. Für 2015 werden hierfür ca. 35 TWh ausgewiesen [BNetzA_2016]. Detaillierte Daten zum zeitlichen Einsatz von Anlagen zur Eigenversorgung sind allerdings kaum verfügbar. Es ist jedoch zu davon auszugehen, dass diese Erzeugung insbesondere der Kategorie „Sonstige“ des BNetzA-Monitoringberichtes zuzuordnen ist (bspw. Prozessgase aus der Stahlproduktion). Für 2015 werden hierfür ca. 14 TWh ausgewiesen, die einen erheblichen Anteil an nicht eingespeister Stromerzeugung beinhalten sollte. Diese Erzeugungsmenge wird als konstante Grundlast vom Nachfrageprofil abgezogen und die entsprechenden Kraftwerkskapazitäten werden aus dem Modell entfernt. Das so reduzierte Lastprofil wird zunächst normiert und zur Berücksichtigung der restlichen ca. 21 TWh Selbstversorgung mit der um diesen Betrag reduzierten Jahresnachfrage wieder skaliert.

Für die Neuberechnung der NB-Fälle mit ELTRAMOD wird die Ausgangskalibrierung des realen Falls für die rein marktbasierende Betrachtung verwendet (vgl. Abbildung 25). Die Abbildung 42 stellt die Ergebnisse der NB-Rechnungen der Ausgangskalibrierung und der Realität gegenüber. Entsprechend der vorgenommenen Nachfragereduktion hat sich auch die Gesamterzeugung verringert. Insbesondere die Erzeugung aus Steinkohle fällt im Vergleich zu den Ausgangsrechnungen mit 88 TWh um ca. 15 % geringer aus. Die Erzeugung der Grund- und Spitzenlasttechnologien zeigt sich dagegen im Wesentlichen unverändert. Für die Kategorie „Sonstige“ ist keine Erzeugung ausgewiesen, da die entsprechenden Kapazitäten nicht mehr im Kraftwerksportfolio des Modells vorhanden sind.

Die beschriebenen Anpassungen in ELTRAMOD ziehen auch Änderungen bei den EE-Substitutionseffekten nach sich. Der untere Teil der Abbildung 42 stellt für das Jahr 2015 die Ergebnisse zu den Substitutionseffekten (vgl. Abschnitt 4.3) den Ergebnissen mit den netzbedingten Anpassungen gegenüber. Wesentliche Änderungen zeigen sich in der Verdrängung der Kohlerzeugung, die hier höher ausfällt als in den Ausgangsrechnungen. Die Ursache sind die hier reduzierten Erzeugungsmengen im realen Fall, welche die fehlende EE-Einspeisung nun ausgleichen. Entsprechend steigt auch der Anteil der inländischen Verdrängung.

Abbildung 42: Auswirkungen der Anpassungen in ELTRAMOD (TWh)



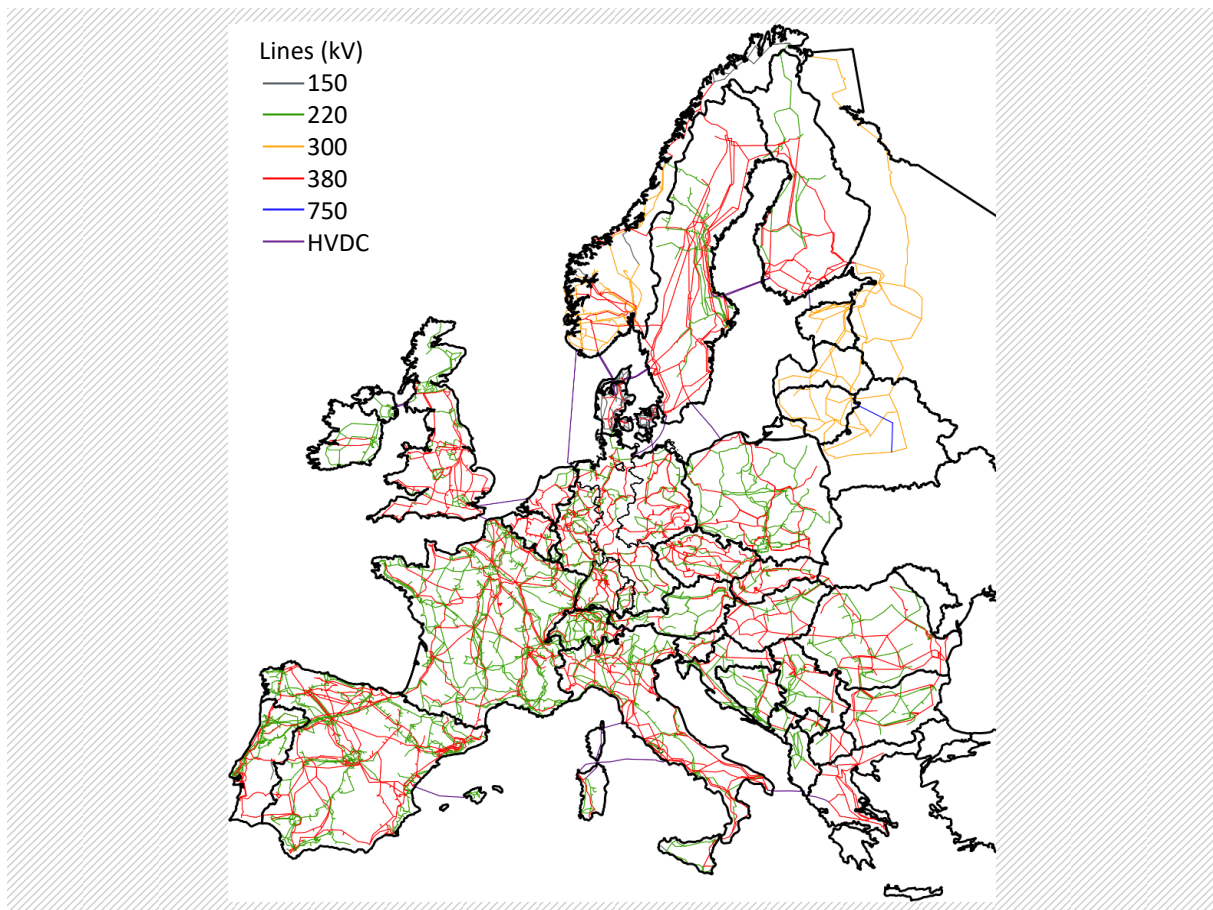
Eigene Darstellung [TU Dresden]. ¹⁾ Basierend auf [BNetzA_2016].

4.5.3 Modellierung der Netzbetrachtungsfälle in ELMOD

Das Netzmodell ELMOD ist ein Bottom-up-Optimierungsmodell für das europäische Elektrizitätssystem mit einer zeitlichen Auflösung auf 8760 Stunden pro Jahr. Ausgehend vom marktseitigen Dispatch berechnet das Modell den Kraftwerkseinsatz inklusive Redispatchmaßnahmen zur Deckung der exogen vorgegebenen Nachfrage unter Berücksichtigung der Restriktionen im Übertragungsnetz. Als Zielfunktion ist die Minimierung der gesamten Systemausgaben definiert. Wesentliche Nebenbedingungen sind die physikalischen Eigenschaften des Lastflusses unter Berücksichtigung der Ohm'schen und Kirchhoff'schen Gesetze sowie die Belastbarkeit der Betriebsmittel. Das Modell berücksichtigt die volatile Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowie die Kosten und technischen Eigenschaften von konventionellen Kraftwerken und Speichern. Die Erzeugungsanlagen, Übertragungsnetzkapazitäten und die Nachfrage sowie die

installierten Leistungen und wirtschaftlichen Ausbaupotentiale von erneuerbaren Energien sind georeferenziert abgebildet. Die Netzmodellierung basiert im Wesentlichen auf Daten der europäischen Übertragungsnetzbetreiber sowie der ENTSO-E. Die vollständige Netztopologie ist in Abbildung 43 dargestellt. Eine detaillierte Beschreibung des Modells kann [Kunz_2013] und [Leuthold_2010] entnommen werden.

Abbildung 43: In ELMOD abgebildete Übertragungsnetze



Eigene Darstellung [TU Dresden].

Entsprechend der festgelegten räumlichen Auflösung für ELTRAMOD im SeEIS-Projekt, werden Deutschland und seine Anrainerstaaten sowie Italien und Schweden in ELMOD mit detaillierter Netztopologie abgebildet. Die restlichen europäischen Länder werden aggregiert modelliert, indem sämtliche Netzknoten in diesen Ländern zu jeweils einem Netzknoten pro Land zusammengefasst werden. Somit werden gegebenenfalls vorhandene inländische Netzengpässe in diesen Ländern nicht betrachtet. Ihre Grenzkuppelstellen zu Ländern, die netztopologisch detailliert abgebildet sind, werden jedoch weiterhin separat modelliert.

Vor dem Hintergrund der hohen räumlichen und temporalen Auflösung des Netzmodells ist die Implementierung verschiedener Beschleunigungsstrategien für die Modellläufe erforderlich. So werden insbesondere die Laständerungskosten für die Berechnung der NB-Fälle in ELMOD vernachlässigt. Dies ist vertretbar, da sie auf den Redispatch kaum Auswirkungen haben und bereits in der Dispatchentscheidung berücksichtigt sind. Auch für die ÜNB spielen Laständerungskosten bei der Bestimmung notwendiger Redispatchmaßnahmen keine Rolle.

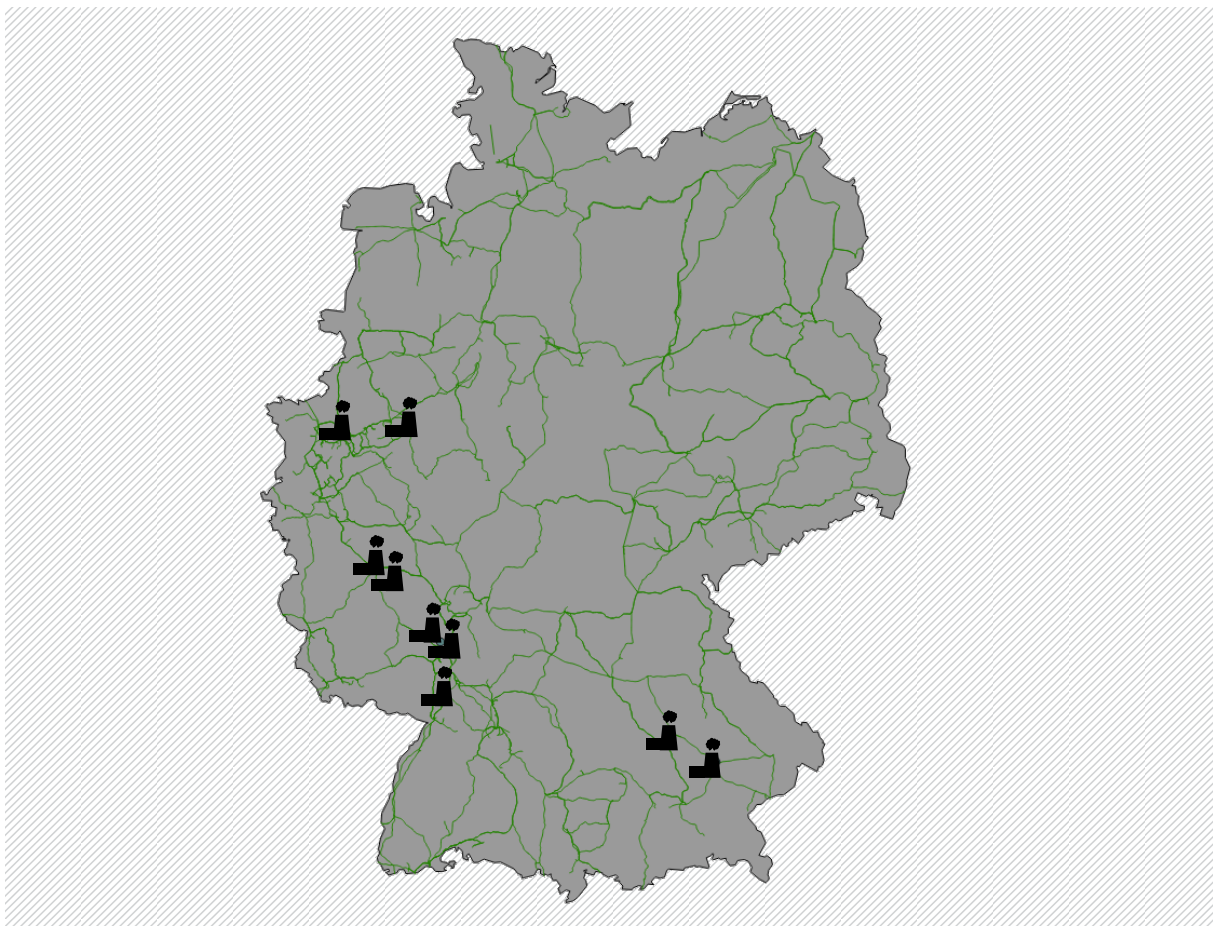
Weiterhin wird in ELMOD der Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke für die Berechnung der NB-Fälle fixiert. Ihr Einsatz wird aus ELTRAMOD unverändert übernommen und sie können keine

Flexibilität für den Redispatch zur Verfügung stellen. Bisher tragen Pumpspeicher ohnehin nur in einem sehr geringen Umfang ($< 10\%$) zur Beseitigung von Netzengpässen bei, sodass diese methodische Einschränkung hinnehmbar ist [BNetzA_2018b].

Wichtiger Input für die Berechnungen der Netzbelastung mit ELMOD ist der marktbasierende Kraftwerkseinsatz aus ELTRAMOD. Die Grundlage für die Verteilung der Stromnachfrage auf die Netzknoten bilden Daten zum Bruttoinlandsprodukt sowie zu den Einwohnerzahlen auf NUTS 3-Ebene. Daraus ergeben sich die Faktoren zur Verteilung der Nachfrage auf die NUTS 3-Regionen. Anschließend werden die NUTS-3-Regionen den einzelnen Netzknoten zugeordnet. Des Weiteren werden in ELMOD die im Abschnitt 2.2 beschriebenen Modelleingangsdaten von ELTRAMOD übernommen.

Die fiktiven Steinkohle-Erzeugungskapazitäten im Jahr 2015 für den kontrafaktischen Fall (siehe Abbildung 20) werden in typische Blockgrößen von ca. 800 MW geteilt. Diese zusätzlichen Kraftwerksblöcke werden auf bestehende oder stillgelegte Kraftwerksstandorte verteilt und den dazugehörigen Netzknoten zugeordnet. Diese verfügen über eine ausreichende Anschlussleistung an das deutsche Übertragungsnetz, sodass durch die zusätzlichen Erzeugungskapazitäten keine Netzengpässe entstehen. Darüber hinaus wird für die fiktiven Kohlekraftanlagen berücksichtigt, dass ein Transport der Kohle vorrangig per Binnenschifffahrt möglich ist. Die Abbildung 44 zeigt die angenommene Verortung der hypothetischen zusätzlichen Erzeugungskapazitäten. Bei den fiktiven Gas-Erzeugungskapazitäten im Jahr 2015 handelt es sich ausschließlich um hypothetische Laufzeitverlängerungen real stillgelegter Kapazitäten, deren Blockgröße und Standort bekannt sind.

Abbildung 44: Regionale Verteilung der zusätzlichen Kraftwerkskapazität



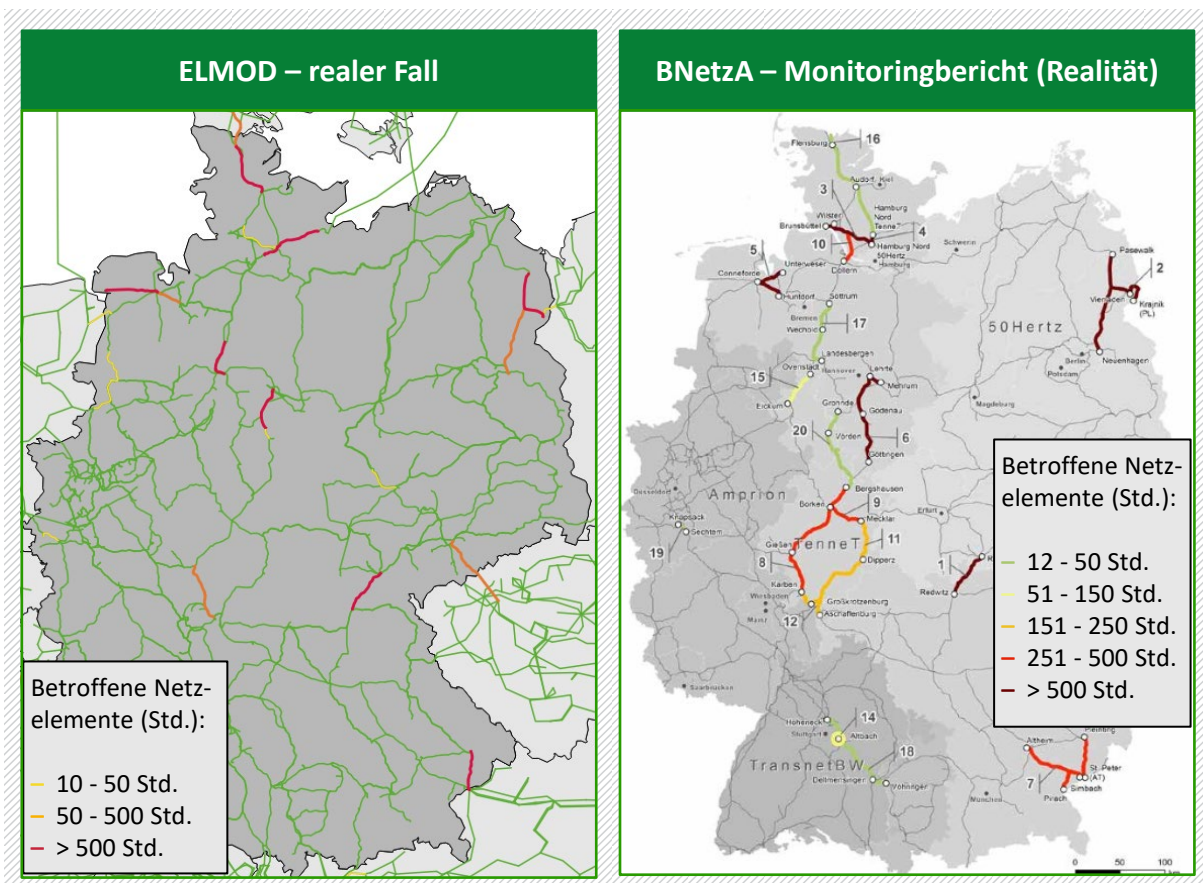
Eigene Darstellung [TU Dresden].

4.5.4 Ergebnisse und Auswertung der Netzberechnungen

Zur Validierung des Netzes wird zunächst der Kraftwerkseinsatz für den realen NB-Fall aus ELTRAMOD in ELMOD importiert. Der ELTRAMOD-Kraftwerkseinsatz ist anhand der BNetzA-Daten zu den Einspeisemengen energieträgerscharf kalibriert, welche das reale Redispatchvolumen bereits beinhalten. Da aber die Netzrestriktionen im Kraftwerkseinsatz nicht berücksichtigt werden, ist davon auszugehen, dass der übernommene Kraftwerkseinsatz Netzengpässe bedingt. Mit ELMOD wird überprüft, inwieweit die modellhaft bestimmten Netzengpässe mit denen der Realität übereinstimmen. Das mit ELMOD ermittelte Redispatchvolumen sollte jedoch unter den historischen Werten bleiben, weil im Modell Redispatch immer optimal, das heißt mit kleinerem Aufwand als gegebenenfalls in der Realität, bereitgestellt wird.

Die Abbildung 45 stellt die berechneten Netzengpässe den historischen Engpässen gegenüber [BNetzA_2016]. Die berechneten Engpässe stimmen in ihrer Struktur mit den historischen Engpässen aus dem Jahr 2015 recht gut überein. Es werden neben den typischen Engpässen auf der Nord-Süd-Achse auch die Engpässe an der ehemaligen innerdeutschen Grenze sowie die Engpässe an den Grenzen zu den Nachbarländern widerspiegelt. Abweichungen zu den beobachteten Netzengpässen resultieren u. a. aus der Approximation des N-1 Kriteriums. Hierfür wird in ELMOD vereinfachend ein 20 %iger Abschlag auf die Leitungskapazität für die Netzberechnung angenommen. Weitere Unsicherheiten der Netzberechnungen werden in Abschnitt 4.5.6 erörtert.

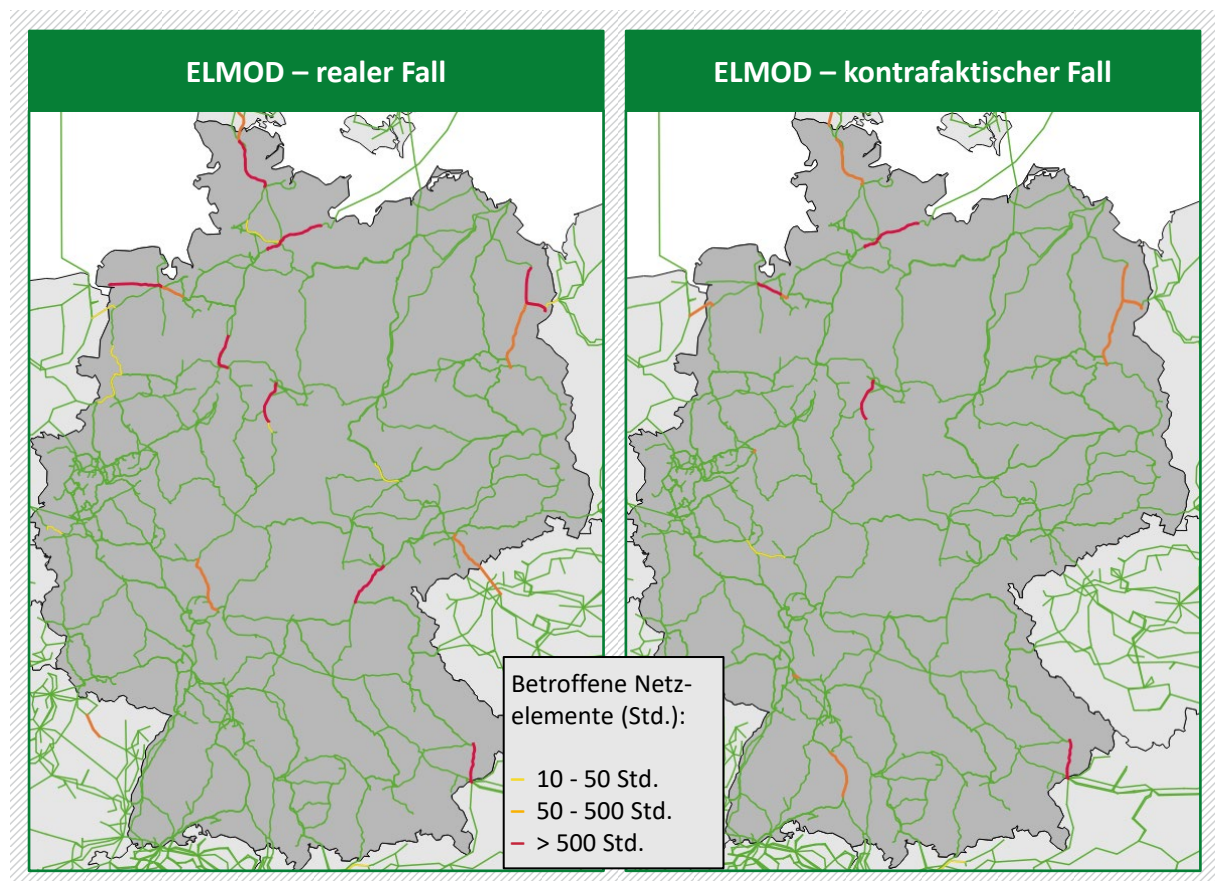
Abbildung 45: Gegenüberstellung der ELMOD Ergebnisse mit den historischen Netzengpässen



Eigene Darstellung [TU Dresden] sowie basierend auf [BNetzA_2016].

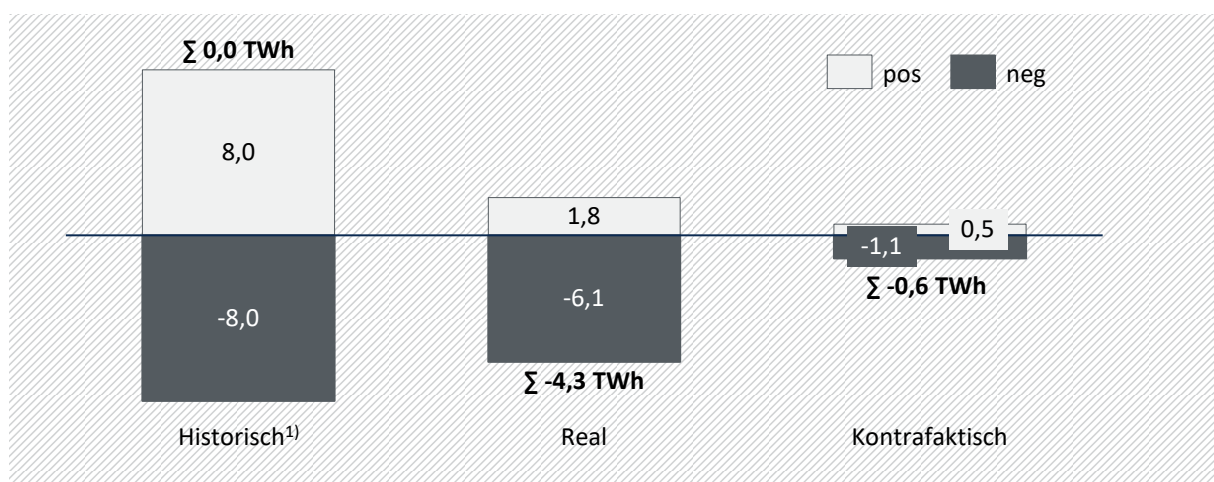
Die Ergebnisse der Netzberechnungen für den kontrafaktischen NB-Fall unterscheiden sich signifikant von denen des realen NB-Falls (siehe Abbildung 46). Im kontrafaktischen NB-Fall treten kaum noch Engpässe an der Nord-Süd-Achse sowie an der ehemaligen innerdeutschen Grenze auf. Hier wird deutlich, dass diese Engpässe im Wesentlichen durch die erneuerbaren Energien hervorgerufen werden, wobei der Erzeugung von Wind eine besondere Rolle zukommt. Etwa drei Viertel der Windkraftanlagen in Deutschland sind im Norden- und Osten des Landes installiert [BNetzA 2016]. Diese Anlagen speisen fernab der Verbrauchszentren im Süden und Westen der Bundesrepublik den Strom ins Übertragungsnetz ein.

Abbildung 46: Netzengpässe in den Fällen „real“ und „kontrafaktisch“



Eigene Darstellung [TU Dresden].

Vor diesem Hintergrund kann das deutsche Übertragungsnetz nicht sämtliche (marktseitig geplanten) Einspeisungen aus konventionellen und erneuerbaren Quellen aufnehmen. Engpässe werden durch die ÜNB durch Änderungen des Kraftwerkseinsatzes (Redispatch) aufgelöst. Die Abbildung 47 stellt die historischen Redispatchvolumen den berechneten Volumen gegenüber. Erwartungsgemäß fällt das berechnete das Redispatchvolumen im realen NB-Fall im Vergleich zu den historischen Werten geringer aus. Das Ungleichgewicht zwischen positivem und negativem Redispatch, sowohl im realen als auch im kontrafaktischen NB-Fall, ist bedingt durch die gewählte Methodik, die einen transnationalen Redispatch erlaubt. Dies entspricht jedoch nur bedingt der regulatorischen Praxis des Jahres 2015.

Abbildung 47: Vergleich der berechneten und historischen Redispatchvolumen (TWh)

Eigene Darstellung [TU Dresden]. ¹⁾ Basierend auf [BNetzA_2016].

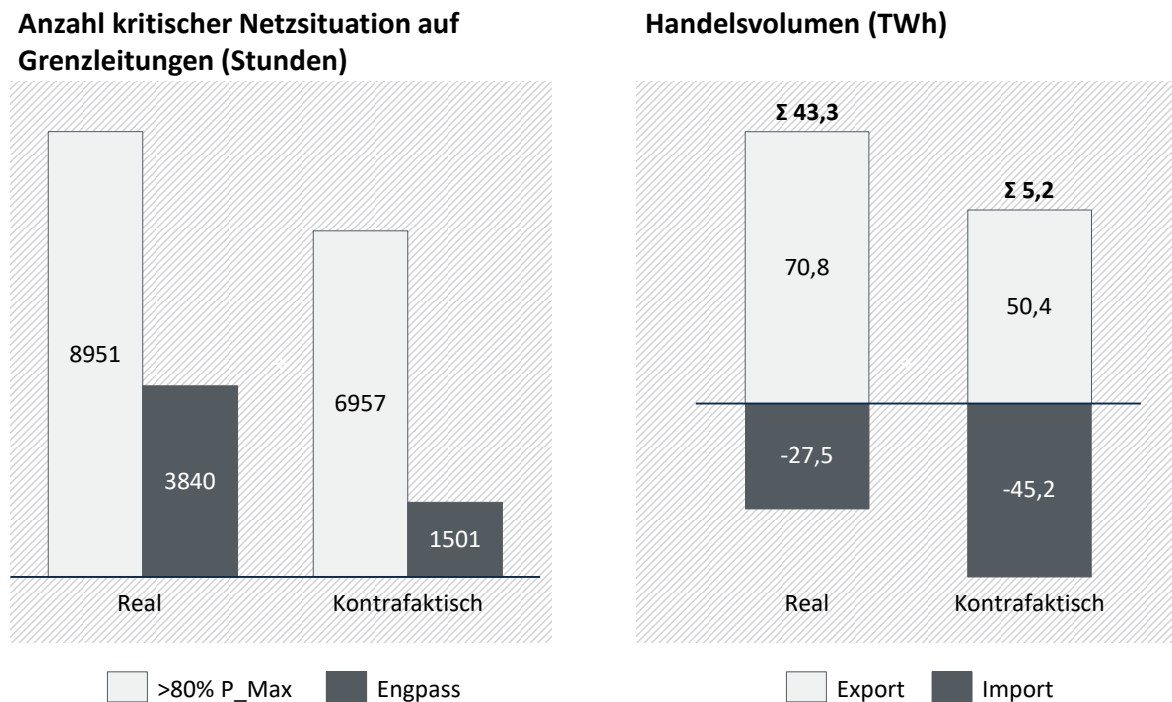
Aus diesen Erkenntnissen lassen sich Rückschlüsse zum Einfluss von Netzrestriktionen bzw. zur Notwendigkeit einer Netzmodellierung bei der Bestimmung der Substitutionseffekte ableiten. Der ausgewiesene Redispatch im realen NB-Fall ist damit zu begründen, dass der Kraftwerkeinsatz in ELTRAMOD zwar energieträgerscharf, jedoch nicht blockscharf kalibriert wird. Abweichungen beim Kraftwerkeinsatz zwischen dem realen Fall (ELTRAMOD) und dem realen NB-Fall (ELMOD) können sich zum einen bei einzelnen Blöcken innerhalb einer Energieträgerkategorie ergeben. Da die Verdrängungsbeziehungen auf der Ebene der Energieträger zu bestimmen sind, hat dieser Effekt keinen Einfluss auf die Ergebnisse. Zum anderen kann es durch die Redispatchmaßnahmen aber auch zu Einsatzverschiebungen zwischen Blöcken mit unterschiedlichen Energieträgern kommen. Dies ist insbesondere im kontrafaktischen NB-Fall gegeben. Das ermittelte kontrafaktische Redispatchvolumen entspricht jedoch weniger als 1 % der eingespeisten erneuerbaren Erzeugung (186 TWh EE-Erzeugung vs. 1 TWh Redispatch). Eine Auswirkung auf die Substitutionseffekte ist somit auch nur maximal in dieser Höhe möglich. Vor diesem Hintergrund erscheint es vertretbar, auf eine detaillierte quantitative Betrachtung der Netzeffekte bei der Bestimmung der Verdrängungsbeziehungen zu verzichten. Der Mehrwert einer deutlich aufwendigeren Netzmodellierung wäre nicht zuletzt auch durch die bestehenden Unsicherheiten begrenzt, welche aus der beschränkten Verfügbarkeit bzw. Qualität der erforderlichen Eingangsdaten für die Modellierung resultieren.

4.5.5 Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf die Belastung der Interkonnektoren und Ring- bzw. Transitflüsse durch Nachbarländer

Aufbauend auf den Berechnungen im Abschnitt 4.5.4 werden die Belastungen der Grenzleitungen von Deutschland in benachbarte Länder untersucht. Dabei werden sowohl die Anzahl der Stunden mit einer physikalischen Auslastung der Leitungen größer 80 % als auch die tatsächlichen Engpässe analysiert. Die Anzahl an Engpässen reduziert sich um rund 60 % von ca. 3.800 auf 1.500 Stunden, wohingegen die kritischen Netzsituationen nur um ca. 20 % zurückgehen. Ein möglicher Erklärungsansatz ist, dass insbesondere im kontrafaktischen NB-Fall hohe Importvolumina für die kritischen Netzsituationen verantwortlich sind. Hintergrund sind die als unveränderlich angenommen NTCs im realen sowie im kontrafaktischen NB-Fall, welche den historischen NTCs entsprechen. Letztere sind von den ÜNB unter Berücksichtigung der Einspeisung der erneuerbaren Energien berechnet worden. Daher ist es wahrscheinlich, dass diese einen gewissen Export erneuerbarer Energien aus Deutschland antizipieren und daher die Importmöglichkeiten im kontrafaktischen NB-Fall überschätzen. Ein Anhaltspunkt für diese

Argumentation ist die Entwicklung der Handelsvolumen zwischen dem realen und dem kontrafaktischen NB-Fall. So nimmt der Export durch den Wegfall der erneuerbaren Erzeugung um ca. 20 TWh ab, wohingegen der Import um ca. 18 TWh steigt. Dadurch sinkt das Außenhandelssaldo in Summe von knapp 43 TWh auf ca. 5 TWh (siehe Abbildung 48).

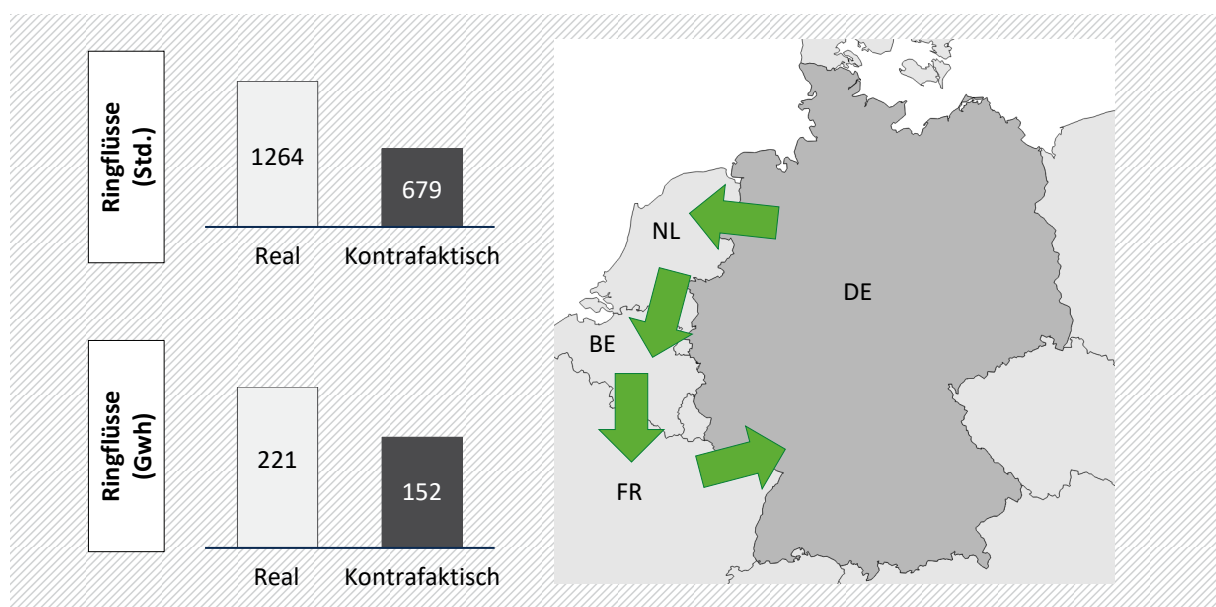
Abbildung 48: Analyse der Belastung der deutschen Grenzleitungen



Eigene Darstellung [TU Dresden].

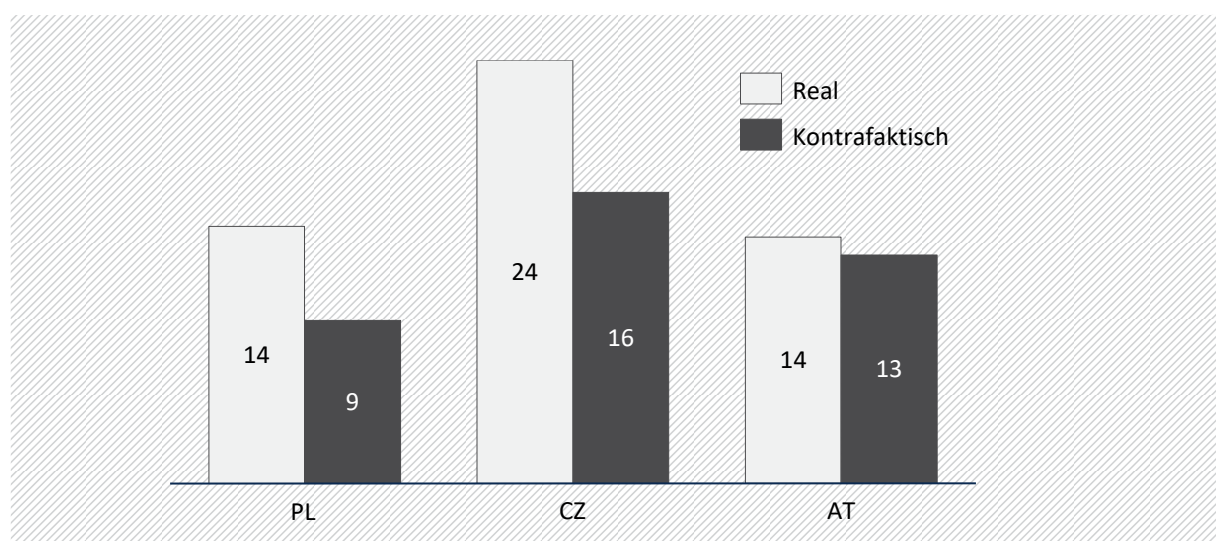
Die Analyse der Ring- bzw. Transitflüsse fokussiert sich auf einen westlichen sowie einen östlichen Stromfluss. Der westliche Ring- bzw. Transitfluss umfasst die Stromflüsse von Nordwestdeutschland nach den Niederlanden, über Belgien und Frankreich nach Süddeutschland (siehe Abbildung 49). Der östliche Ring- bzw. Transitfluss geht von Ostdeutschland durch die Nachbarländer Polen und Tschechien weiter nach Osten und nach Süddeutschland. Letzteres gegebenenfalls zusätzlich über Österreich. Unter einem Ring- bzw. Transitfluss wird im Folgenden ein Stromfluss durch ein Land verstanden, der nicht dem Ausgleich der Nettoposition dient. Beispielsweise hat Polen eine negative Nettoposition von 500 MW und importiert 1.500 MW. Davon werden 500 MW zur Versorgung der polnischen Nachfrage benötigt, die restlichen 1.000 MW werden wieder exportiert und stellen somit einen Transitfluss dar. Für die Berechnungen werden die Interkonnektoren der jeweiligen Länder auf stündlicher Ebene gemeinsam betrachtet und saldiert.

Sowohl in den westlichen als auch in den östlichen Nachbarländern hat die Einspeisung der deutschen erneuerbaren Energien einen erheblichen Einfluss auf die Ring- bzw. Transitflüsse. Im Westen fließt im realen NB-Fall Strom von Norddeutschland nach den Niederlanden, über Belgien und Frankreich nach Süddeutschland. Im kontrafaktischen NB-Fall ist das dagegen nicht mehr bzw. seltener der Fall. In den Netzberechnungen sinken sowohl die Anzahl der Stunden, in denen ein Ring- bzw. Transitfluss auftritt, als auch die durchschnittliche Leistung dieses Flusspfades deutlich. Daraus kann geschlossen werden, dass die deutsche EE-Einspeisung maßgeblich für diesen Ring- bzw. Transitfluss verantwortlich ist.

Abbildung 49: Westliche Ring- bzw. Transitflüsse über NL-BE-FR

Eigene Darstellung [TU Dresden].

Ähnlich wie im Westen, lässt sich auch im Osten eine erhebliche Belastung der Leitungen durch die Einspeisung deutscher EE feststellen (siehe Abbildung 50). Diese führt insbesondere zu Transitflüssen durch die Anrainerstaaten in Richtung Südosten, wo auch ein Teil der Verdrängung der konventionellen Erzeugung stattfindet (vergleiche bspw. Abbildung 29 und Abbildung 30).

Abbildung 50: Transitflüsse durch die östlichen Anrainer (TWh)

Eigene Darstellung [TU Dresden].

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die dezentrale Erzeugung der deutschen EE mit Fokus auf Nord- und Ostdeutschland fernab der Verbrauchszentren im Süden und Westen der Bundesrepublik für erhebliche Netzbelastungen im Inland und angrenzenden Ausland sorgt. Damit diese in Zukunft reduziert werden können ist der Ausbau der innerdeutschen Transportkapazitäten notwendig.

4.5.6 Unsicherheiten in Bezug auf die Netzberechnungen

Die Ergebnisse der Netzanalysen sind vor dem Hintergrund verschiedener Unsicherheiten zu interpretieren und zu werten. Zunächst birgt die Kalibrierung des aus ELTRAMOD übernommenen Kraftwerkseinsatzes anhand der Daten des Monitoringberichts der BNetzA eine gewisse Unsicherheit, da diese bereits den real erfolgten Redispatch und das real erfolgte Einspeisemanagement beinhalten. Das führt dazu, dass die Netzengpässe im realen NB-Fall unterschätzt werden. Weitere Unsicherheiten lassen sich wie folgt den beiden Kategorien „Daten“ und „Methodik“ zuordnen. Sie werden anschließend kurz erläutert.

Unsicherheiten durch den Methodischen Ansatz:

- ▶ Verwendung eines statischen Netzmodelles
- ▶ Approximation des N-1-Kriteriums
- ▶ Implementierung der DC-Approximation

Unsicherheit durch die verwendeten Daten:

- ▶ Regionale Einspeisung volatiler erneuerbarer Energien, da nationale Verfügbarkeitsfaktoren verwendet werden
- ▶ Regionale Verteilung der Last durch Approximation durch Einwohneranzahl und des Bruttoinlandsprodukts auf NUTS3-Ebene
- ▶ Verwendete Netzparameter und Netzelemente

Die methodischen Unsicherheiten resultieren im Wesentlichen aus dem gewählten Optimierungsansatz. Dieser lässt eine dynamische Netzsteuerung nicht zu und führt zu einem statischen Netzmodell. Das bedeutet, dass das Übertragungsnetz – im Gegensatz zur Realität – nicht optimal auf die aktuelle Situation eingestellt werden kann. Dadurch werden die Netzeffekte möglicherweise verstärkt und treten unter Umständen räumlich verlagert auf.

Eine weitere Unsicherheit wird durch die Approximation des N-1 Kriteriums als 20 %-Abschlag auf die Leitungskapazität in das Modell induziert. Hierbei werden möglicherweise die tatsächlich verfügbaren Leitungskapazitäten über- oder unterschätzt. In der Realität berechnen die ÜNB die Netzbelastung stündlich. Weiterhin wird durch die DC-Approximation die Netzberechnung linearisiert, um die Rechenzeiten reduzieren zu können. Die Abweichungen durch die DC-Approximation im Vergleich zu einer AC-Lastflussberechnung sind in der Regel aber kleiner als 5 %. [Purchala_2005].

Die wesentlichen Unsicherheiten aus den verwendeten öffentlichen Datenquellen ergeben sich aus der regionalen Verteilung der Einspeisung erneuerbarer Energien und der regionalen Auflösung der Last. Für die EE-Einspeisung wird vereinfachend angenommen, dass die Verfügbarkeit an allen Standorten innerhalb von Deutschland konstant ist. Das bedeutet, dass tendenziell die Erzeugung aus Wind in Norddeutschland eher unterschätzt und die Standorte in Süddeutschland möglicherweise überschätzt werden. Das kann unter Umständen dazu führen, dass die Einspeisung einzelner Netzknoten deutlich über- oder unterschätzt wird. Die Unsicherheiten aus der Approximation der Last über die Bevölkerungsanzahl und das Bruttoinlandsprodukt sind ähnlich zu beurteilen. Weitere Unsicherheiten ergeben sich aus den verwendeten Netzparametern, welche sich hier ausschließlich auf öffentlich zugängliche Daten beschränken.

5 Fazit und Ausblick

Die Ergebnisse des SeEiS-Projektes zeigen, dass die in Deutschland eingespeisten EE-Strommengen entsprechend dem zunehmenden EE-Ausbau konventionell erzeugte Strommengen mit steigender Tendenz verdrängen. Damit leisten sie einen wichtigen Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen. Durch den grenzüberschreitenden Stromaustausch wirken sich diese Substitutionen nicht nur auf den deutschen Kraftwerkspark aus.

Die im SeEiS-Projekt entwickelte Methodik erlaubt es, die Substitutionseffekte der deutschen EE-Stromeinspeisung in Form energieträgerscharfer Verdrängungsbeziehungen länderspezifisch zu verorten. Die Methodik basiert auf einer modellgestützten Analyse der Entwicklung und des Einsatzes des europaweiten Kraftwerksparks und berücksichtigt auch den Einfluss von Pumpspeicherwerken auf die Substitution. Mit Blick auf europäische und nationale Zielsetzungen zur Treibhausgasreduktion wird damit das Verständnis konkreter Minderungswirkungen im In- und Ausland durch die in Deutschland betriebenen EE-Anlagen verbessert.

Festzustellen ist, dass der überwiegende Anteil der in Deutschland eingespeisten EE-Strommengen konventionelle Stromerzeugung im Inland ersetzt. Im Zuge des EE-Ausbaus ist dieser Anteil zwischen 2013 und 2018 von 63 % (93 TWh) auf 73 % (156 TWh) angestiegen. Im Ausland werden durch den deutschen EE-Strom im gleichen Zeitraum relativ konstant jährlich ca. 50 – 60 TWh Strom aus konventioneller Erzeugung substituiert.

Vorrangig ersetzt die EE-Stromeinspeisung in Deutschland die Stromerzeugung aus Steinkohle. Deren Anteil an der EU-weiten Verdrängung beträgt im Mittel rund 63 % (im Inland 79 %, im Ausland 29 %). Rund 34 % der EU-weiten Verdrängung entfallen auf die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken (im Inland 20 %, im Ausland 63 %). Der Einsatz von Grundlastkraftwerken wird im In- und Ausland bislang nur im geringen Umfang, jedoch mit ansteigender Tendenz substituiert. Dies betrifft hauptsächlich die Stromerzeugung aus Braunkohle. Hierfür ist unter anderem der starke Ausbau der Windkraft in Deutschland verantwortlich.

Weder bei der Gesamtverdrängung noch bei der Verdrängung einzelner Energieträger zeigen die Ergebnisse eindeutige saisonale Muster und Trends mit allgemeingültigem Charakter für die Substitutionseffekte auf. Aus den Erkenntnissen der Netzmodellierung ist zu resümieren, dass der Einfluss von Netzrestriktionen auf die Verdrängungsbeziehungen bislang relativ gering ist. Eine Netzmodellierung zur Bestimmung der Substitutionseffekte wird in den betrachteten Jahren deshalb nicht als notwendig erachtet. Mit steigendem Redispatchvolumen könnte dieser Aspekt jedoch an Bedeutung gewinnen.

Die im SeEiS-Projekt ermittelten EE-Substitutionseffekte bilden eine wichtige Datengrundlage zur Erstellung der jährlich fortgeschriebenen Emissionsbilanz Erneuerbarer Energieträger im Stromerzeugungsbereich. Für eine konsistente Fortschreibung der Effekte in der Zeitreihe sind folgende Aspekte zu berücksichtigen:

Die ermittelten Verdrängungsbeziehungen sind stark von den Annahmen zur Zusammensetzung des kontrafaktischen Kraftwerksparks abhängig. Mit dem fortschreitenden EE-Ausbau werden der kontrafaktische und der reale Entwicklungspfad für die konventionellen Erzeugungskapazitäten in Deutschland zunehmend divergieren. Ebenso kann unterstellt werden, dass der EE-Ausbau in Deutschland zukünftig auch stärker die Entwicklung der konventionellen Erzeugungskapazitäten im Ausland beeinflusst. Zukünftiger Forschungsbedarf besteht darin, diese Entwicklungen zusammen mit den relevanten Rahmendaten (bspw. die Erwartungen zu CO₂- und Brennstoffpreisen) für die Fortschreibung des kontrafaktischen Falls zu plausibilisieren. Hierfür ist der Einsatz geeigneter Modellierungswerkzeuge zu empfehlen.

Gleiches gilt für die Bestimmung der Substitutionseffekte auf Grundlage des kontrafaktischen und realen EU-weiten Kraftwerkseinsatzes. Eine vereinfachte Fortschreibung von Zeitreihen ohne erneute Erhebungen bzw. modellgestützte Analysen ist in der Regel dann verlässlich möglich, wenn sich die Ausprägungen relevanter Treiber nicht wesentlich ändern oder zumindest die bestehenden Interdependenzen zwischen ihnen nur einen schwachen Einfluss auf die Ergebnisse haben. Letzteres ist für den Stromerzeugungsbereich grundsätzlich nicht gegeben und für die Folgejahre ab 2019 ist festzustellen, dass die Entwicklung wesentlicher Treiber deutlich von deren Ausprägung in den Vorjahren abweicht. Dies betrifft insbesondere:

- den stark gestiegenen CO₂-Preis im Vergleich zum sehr niedrigen Preisniveau der Vorjahre, welcher sich insbesondere auf das Verdrängungsverhältnis von kohle- und gasbasierter Stromerzeugung auswirken sollte und
- den deutlichen Anstieg der EE-Stromerzeugung im 1. Halbjahr 2019 (insbesondere aus Windkraft ca. +11 TWh bzw. +19 % im Vergleich zum 1. Halbjahr 2018), der eine zunehmend stärkere Verdrängung von Grundlast- bzw. grundlastfähigen Stromerzeugungstechnologien bedingen könnte sowie
- die Einflüsse der Corona-Krise ab 2020, welche sich in reduzierten Stromnachfragemengen widerspiegeln und deren Folgen sich gegebenenfalls auch noch längerfristig auswirken.

Mit diesen aktuellen Entwicklungen wären bei einer vereinfachten, nicht modellgestützten Fortschreibung der Substitutionseffekte mit dem angestrebten hohen Detailgrad bei der Ausweisung der Verdrängungsbeziehungen erhöhte Unsicherheiten in Kauf zu nehmen. Dies kann bei späteren Modellrechnungen zur turnusmäßigen Validierung der Substitutionsbeziehungen zu Brüchen in der Zeitreihe führen. Eine Glättung solcher Brüche zur Herstellung der Anschlussfähigkeit ist in der Regel mit erhöhtem Aufwand verbunden und auch nur bedingt möglich.

6 Quellenverzeichnis

- [BAFA_2017-2019] Bundesamt für Ausfuhrkontrolle (2017 - 2019): Rohstoffe. http://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/rohstoffe_node.html. Abgerufen am 03.07.2017, 02.07.2018 und 01.07.2019.
- [BDEW_2008] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2008): BDEW-Kraftwerksliste, Kraftwerke im Bau oder in Planung: Anlagen ab 20 Megawatt (MW) Leistung, Berlin.
- [BDEW_2013] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2013): 79 Kraftwerke sind geplant. Anlagen ab 20 Megawatt (MW) Leistung, Anlage zur Presseinformation vom 8. April 2013 zur Hannover Messe 2013, Stand: 15. Mai 2013.
- [BDEW_2015] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2015): BDEW-Kraftwerksliste. In Bau oder Planung befindliche Anlagen ab 20 Megawatt (MW) Leistung. Anlage zur BDEW-Presseinformation vom 13. April 2015 zur Hannover Messe 2015.
- [BDEW_2017] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2017): BDEW-Kraftwerksliste. In Bau oder Planung befindliche Anlagen ab 20 Megawatt (MW) Leistung. Anlage zur BDEW-Presseinformation vom 24. April 2017 zur Hannover Messe.
- [BMU_2007] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.) (2007): Leitstudie 2007 "Ausbaustrategie Erneuerbare Energien". Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050.
- [BMU_2008] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2008): Leitstudie 2008 - Weiterentwicklung der "Ausbaustrategie Erneuerbare Energien" vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas.
- [BMU_2010] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik, Fraunhofer IWES, Ingenieurbüro für neue Energien (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- [BMU_2012] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik, Fraunhofer IWES, Ingenieurbüro für neue Energien (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- [BMU_2014] Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI (2014): Klimaschutzszenario 2050. 1. Modellierungsrunde. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- [BMWi_2021] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2020, Berlin.
- [BNetzA_2014] Bundesnetzagentur (2014): Monitoringbericht 2014. Stand: 14. November 2014. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- [BNetzA_2014-2019] Bundesnetzagentur (2014-2019): Kraftwerksliste. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>. Stände: 19.02.2014, 17.10.2014, 10.05.2016, 31.03.2017, 02.02.2018, 07.03.2019.

- [BNetzA_2015] Bundesnetzagentur (2015): Monitoringbericht 2015. Stand: 10. November 2015, Korrektur: 21. März 2016. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- [BNetzA_2016] Bundesnetzagentur (2016): Monitoringbericht 2016. Stand: 30. November 2016. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- [BNetzA_2017] Bundesnetzagentur (2017): Monitoringbericht 2017. Stand: 13.12.2017. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2017.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- [BNetzA_2018a] Bundesnetzagentur (2018): Monitoringbericht 2018. Stand: 28.11.2018 https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2018.pdf?__blob=publicationFile&v=6.
- [BNetzA_2018b] Bundesnetzagentur (2018): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Gesamtjahr und Viertes Quartal 2017. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3.
- [BNetzA_2019] Bundesnetzagentur (2019): Monitoringbericht 2019. Stand: 27.11.2019. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6.
- [BUND_2016] Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e. V. (2016): Geplante und im Bau befindliche Kohlekraftwerke. Berlin. https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/kohle/kohle_geplante_kraftwerke_liste.pdf.
- [DAF_VGB_2017] Deutsches Atomforum e.V. und VGB Power Tech (2017): Kernkraftwerke in Deutschland. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/Energietraeger/energiedaten-energietraeger-10-xls.xlsx?__blob=publicationFile&v=13.
- [DUH_2009] Deutsche Umwelthilfe (2009): Kohlekraftwerke in Deutschland. Stand: Dezember 2009. https://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEwIvYqTqdfWAhXILVAKHXSBBFoQFggnMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.duh.de%2Ffileadmin%2Fuser_upload%2Fdownload%2FProjektinformation%2FKohlekraftwerke%2FDUH-Liste_Kohlekraftwerke_Uebersicht_2009.pdf&usg=AOvVaw3MPARVY5HRLWEeXDvuoJM9.
- [DUH_2010] Deutsche Umwelthilfe (2010): Kohlekraftwerke in Deutschland. Stand: Dezember 2010. https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Kohlekraftwerke/DUH-Liste_Kohlekraftwerke_Uebersicht_2009.pdf..
- [Diekmann_2007] Diekmann, J.; Krewitt, W.; Musiol, F.; Nicolosi, M.; Ragwitz, M.; Sensfuß, F.; Weber, C.; Wissen, R.; Woll, O. (2007): Fachgespräch zum Merit-Order Effekt: Agestimmtes Thesenpapier.
- [DIW_2013] Schröder, A., Kunz, F., Meiss, J., Mendelevitch, R., von Hirschhausen, Ch. (2013): Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050. Data Documentation. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin.
- [DWG_2012-2019] Deutsche Windguard (2012-2019): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland. Jährliche Publikationen im Auftrag von BWE und VDMA, Varel.
- [EC-PRIMES_2003] Mantzos, L., Capros, P., Kouvaritakis, N., Zeka-Paschou, M., Chesshire, J., Guilmo, J. F. (2003): European Energy and Transport. Trends to 2030. National Technical University of Athens on behalf of the European Commission, Luxembourg.

- [EC-PRIMES_2004] Mantzos, L., Capros, P., Zeka–Paschou, M., Chesshire, J., Guilmot, J. F. (2004): European Energy and transport. Scenarios on key drivers. National Technical University of Athens on behalf of the European Commission, Luxembourg.
- [EC-PRIMES_2005] Mantzos, L., Capros, P. (2005): European Energy and Transport. Trends to 2030 – update 2005. Institute of Communication and Computer Systems of National University of Athens on behalf of the European Commission, Luxembourg.
- [EC-PRIMES_2006] Mantzos, L., Capros, P. (2006): European Energy and transport. Scenarios on energy efficiency and renewables. Institute of Communication and Computer Systems of National University of Athens on behalf of the European Commission, Luxembourg.
- [EC-PRIMES_2007] Mantzos, L., Capros, P., Papandreou, V., Tasios, N. (2007): European Energy and Transport. Trends to 2030 – update 2007. Institute of Communication and Computer Systems of National University of Athens on behalf of the European Commission, Luxembourg.
- [EC-PRIMES_2008] Mantzos, L., Capros, P., Papandreou, V., Tasios, N. (2008): Model-based Analysis of the 2008 EU Policy Package on Climate Change and Renewables. Institute of Communication and Computer Systems of National University of Athens on behalf of the European Commission, Luxembourg.
- [EC_2017-2019] European Commission (2017 - 2019): Weekly Oil Bulletin. <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/weekly-oil-bulletin>. Abgerufen am 03.07.2017, 07.05.2018, 13.05.2019.
- [EEX_2013-2019] EEX AG (2013 - 2019): Marktdaten: Umweltprodukte. <https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte>. Abruf fortlaufend.
- [EK_2002] Enquete-Kommission (2002): Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung. Deutscher Bundestag, Drucksache 14/9400, Berlin.
- [ENTSO-E_2014] European Network of Transmission System Operators for Electricity (2014): Statistical Factsheet 2013. As of April 25, 2014. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/ENTSO-E%20general%20publications/2013_ENTSO-E_Statistical_Factsheet_Updated_19_May_2014_.pdf.
- [ENTSO-E_2015] European Network of Transmission System Operators for Electricity (2015): Statistical Factsheet 2014. As of April 27, 2015. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs2014_web.pdf.
- [ENTSO-E_2016] European Network of Transmission System Operators for Electricity (2016): Statistical Factsheet 2015. As of May 4, 2016. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs2015_web.pdf.
- [ENTSO-E_2017] European Network of Transmission System Operators for Electricity (2017): Statistical Factsheet 2016. As of May 4, 2017. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs_2016_web.pdf.
- [ENTSO-E_2017-2019a] European Network of Transmission System Operators for Electricity (2017): Transparency Platform. Actual Generation per Production Type. <https://transparency.entsoe.eu>. Abgerufen am 03.07.2017, 07.05.2018, 13.05.2019.
- [ENTSO-E_2017-2019b] European Network of Transmission System Operators for Electricity (2017): Transparency Platform. Forecasted Transfer Capacities - Day Ahead. <https://transparency.entsoe.eu>. Abgerufen am 03.07.2017, 07.05.2018, 13.05.2019.

- [ENTSO-E_2017-2019c] European Network of Transmission System Operators for Electricity (2017): Transparency Platform. Total load – Day Ahead / Actual. <https://transparency.entsoe.eu>. Abgerufen am 03.07.2017, 07.05.2018, 13.05.2019.
- [ENTSO-E_2018] European Network of Transmission System Operators for Electricity (2018): Statistical Factsheet 2017. As of May 4, 2018. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs_2017.pdf.
- [ENTSO-E_2019] European Network of Transmission System Operators for Electricity (2019): Statistical Factsheet 2018. As of June 5, 2019. https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs2018_web.pdf.
- [Enzensberger_2003] Enzensberger, N. (2003): Entwicklung und Anwendung eines Strom- und Zertifikatmodells für den europäischen Energiesektor, Dissertation, Universität Karlsruhe (TH).
- [EURELECTRIC_2010] Union of the Electricity Industry (2010): Power Choices Pathways to Carbon-Neutral Electricity in Europe by 2050, Bussels.
- [Eurostat_2017-2019] Eurostat (2017 - 2019): Energy statistics – natural gas and electricity prices. <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database>. Abgerufen am 03.07.2017, 02.07.2018, 01.07.2019.
- [EWI_2005] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln und Prognos (2005): Energiereport IV – Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Basel, Köln, Berlin.
- [EWI_2007] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln und Prognos (2007): Energieszenarien für den Energiegipfel 2007. Endbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Basel, Köln, Berlin.
- [Gaidosch_2007] Gaidosch, L. (2007): Zyklen bei Kraftwerksinvestitionen in liberalisierten Märkten - Ein Modell des deutschen Stromerzeugungsmarktes, Diss., TU Berlin.
- [Holster_1996] Holster, F. (1996): Auswirkungen des europäischen Binnenmarktes für Energie auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft. Schriften des energiewirtschaftlichen Instituts, Universität Köln, Band 49, R. Oldenbourg Verlag, München.
- [ICCS_2008] Capros, P., Mantzos, L., Papandreou, V., Tasios, N. (2008): European energy and transport. Trends to 2030 — Update 2007. Institute of Communication and Computer Systems of the National Technical University of Athens on behalf of the European Commission, Luxembourg.
- [ICCS_2010] Capros, P., Mantzos, L., Tasios, N., De Vita, A., Kouvaritakis, N. (2010): EU energy trends to 2030 — Update 2009. Institute of Communication and Computer Systems of the National Technical University of Athens on behalf of the European Commission, Luxembourg.
- [IEA_2006] International Energy Agency (2006): World Energy Outlook 2006, Paris.
- [IEA_2010] International Energy Agency, Nuclear Energy Agency and Organisation for Economic Co-operation and Development (2010): Projected Costs of Generating Electricity, Paris.
- [IER_2007] Fahl, U., Rühle, B., Blesl, M., Ellersdorfer, I., Eltrop, L., Harlinghausen, D.-C., Küster, R., Rehrl, T., Remme, U. Voß, A. (2007): Energieprognose Bayern 2030. Gutachten des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart im Auftrag des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, Stuttgart.

- [IER_2010] Fahl, U., Blesl, M., Voß, A. et al. (2010): Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 - Energieprognose 2009. Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung und Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin.
- [ISI_2010] Fraunhofer ISI (2010): iTREN-2030 - Integrated transport and energy baseline until 2030, Karlsruhe.
- [Krzikalla_2006] Krzikalla, N. und Ritzau, M. (2006): Kraftwerksbeteiligungen: wirtschaftliche Alternative zur Strombeschaffung. In: energie wasser-praxis, 09/2006, S. 34-39.
- [Kunz_2013] Kunz, F. (2013): Managing Congestion and Intermittent Renewable Generation in Liberalized Electricity Markets, Diss., TU Dresden.
- [Kunze_2019] Kunze, R., Miehl, H., Anke, C.-P., Dierstein, C., Hinz, F., Ladwig, T., Möst, D., Schreiber, S., Ardone, A., Jakob, M., Reiter, U. (2019): Projekt SeEiS – Substitutionseffekte erneuerbarer Energien im Stromsektor. Teilbericht Methodik und Datengrundlage. Im Auftrag des Umweltbundesamtes (Hrsg.), Dessau-Roßlau.
- [Leuthold_2010] Leuthold, F., Weigt, H., von Hirschhausen, Ch. (2010): A Large-Scale Spatial Optimization Model of the European Electricity Market, 2012, vol. 12, issue 1, 75-107. DOI: 10.1007/s11067-010-9148-1 (published 05. October 2010).
- [Markewitz_2018] Markewitz, P., Robinius, M., Stolten, D. (2018): The Future of Fossil Fired Power Plants in Germany - A Lifetime Analysis. In: Energies 2018, 11, 1616. DOI: 10.3390/en11061616.
- [Möst_2009] Möst, D., Fichtner, W. (2009): Einführung zur Energiesystemanalyse, in: Möst, D., Fichtner, W., Grundwald, A. (Hrsg.): Energiesystemanalyse – Tagungsband des Workshops „Energiesystemanalyse“ vom 27. November 2008 am KIT Zentrum Energie, Universitätsverlag Karlsruhe, S. 11-31.
- [NEP_2010] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (2010): Netzentwicklungsplan Strom.
- [Netztrans 2017-2019] Netztransparenz.de: Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber <https://www.netztransparenz.de/>. Abgerufen am 03.07.2017, 07.05.2018, 13.05.2019.
- [Öko-Institut_2006] Öko-Institut e.V. (2006): Auswirkung verschiedener Allokationsregeln auf Investitionen im Strommarkt. Hintergrundbericht zur modellgestützten Analyse des Investitionsverhaltens bei der Kraftwerkserneuerung in Deutschland, Berlin.
- [Prognos_2010] Prognos (2010): Kosten neuer Kraftwerke. Kurzstudie im Auftrag des Bundesamts für Energie, Basel.
- [Purchala_2005] Purchala, K., Meeus, L., Van Dommelen, D., Belmans, R. (2005): Usefulness of DC power flow for active power flow analysis. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005, San Francisco, CA, 2005, pp. 454-459, Vol. 1. DOI: 10.1109/PES.2005.1489581.
- [Sensfuß_2010] Sensfuß, F. (2010): Analysen zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien, Karlsruhe.
- [Schönfelder_2011] Schönfelder, M.; Jochem, P., Fichtner, W. (2011): Energiesystemmodelle zur Szenariobildung – Potenziale und Grenzen. In: Energieszenarien, S. 25-40.
- [Schröter_2004] Schröter, J. (2004): Auswirkungen des europäischen Emissionshandelssystems auf den Kraftwerkeinsatz in Deutschland. Institut für Energietechnik, TU Berlin.

- [Schubert_2016] Schubert, D. K. J. (2016). Bewertung von Szenarien für Energiesysteme. TU Dresden.
http://www.qucosa.de/fileadmin/data/qucosa/documents/20222/SchubertDaniel_Bewertung_vonSzenarienfürEnergiesystemeNeu.pdf.
- [Traber_2011] Traber, T. and Kemfert, C. (2011): Gone with the wind? – Electricity market prices and incentives to invest in thermal power plants under increasing wind energy supply. In: Energy Economics, 33, pp. 249-256.
- [UBA_2005] Umweltbundesamt (2005): Energiereferenzszenario 2000-2020 für Emissionsberechnungen des Umweltbundesamtes, Dessau.
- [UBA_2009a] Borchert, J., Jungbluth, C., Peek, M., Ritzau, M. (2009): Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung. Kritische Würdigung der dena-Kurzanalyse zur Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020. Stand: Dezember 2008. Büro für Energiewirtschaft und technische Planungen GmbH im Auftrag des Umweltbundesamtes (Hrsg.), Dessau-Roßlau.
- [UBA_2009b] Matthes, F. Chr., Gores, S., Harthan, R. O., Mohr, L. Penninger, G., Markewitz, P., Hansen, P., Martinsen, D., Diekmann, J., Horn, M., Eichhammer, W., Fleiter, T., Köhler, J., Schade, W., Schlomann, B. Sensfuß, F., Ziesing, J. (2009): Politiksznarien für den Klimaschutz V – auf dem Weg zum Strukturwandel. Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. Öko-Institut, Forschungszentrum Jülich, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Fraunhofer ISI im Auftrag des Umweltbundesamtes (Hrsg.), Dessau-Roßlau.
- [UBA_2014] Memmler, M., Schrempf, L., Hermann, S., Schneider, S., Pabst, J., Dreher, M. (2014): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2013, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.
- [UBA_2016] Klobasa, M. und Sensfuß, F. (2016): CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien in den Jahren 2012 und 2013. Europaweite Modellierung der Substitutionsbeziehungen unter Berücksichtigung des deutschen Stromaußenhandels, UBA (Hrsg.), Dessau-Roßlau.
- [UBA_2017] Umweltbundesamt (2017): Datenbank „Kraftwerke in Deutschland“ (ab 100 Megawatt elektrischer Leistung). Dessau-Roßlau. <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/kraftwerke-de-ab-100-mw.xls>. Abgerufen am 03.07.2017.
- [UBA_2018] Memmler, M., Lauf, T., Schneider, S. (2018). Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2017, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.
- [UBA_2019] Memmler, M., Lauf, T., Schneider, S. (2019). Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2018, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.
- [UBA_2021] Lauf, T., Memmler, M., Schneider, S. (2021). Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2020, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.
- [VGB_2011] VGB PowerTech (2011): Investment and Operation Cost Figures – Generation Portfolio, Essen.
- [Wissel_2010] Wissel, S., Fahl, U., Blesl, M., Voß, A. (2010): Erzeugungskosten zur Bereitstellung elektrischer Energie von Kraftwerksoptionen in 2015. Arbeitsbericht, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart.
- [Ziems_2012] Ziems, Ch., Meinke, S., Nocke, J., Weber, H., Hassel, E. (2012): Kraftwerksbetrieb bei Einspeisung von Windparks und Photovoltaikanlagen. Rostock.

Tabelle 17: Genutzte Quellen zur Modellierung des europäischen Kraftwerksparks

Land	Wesentliche verwendete Quellen
Albania	http://enipedia.tudelft.nl
Austria	http://www.bfe.admin.ch http://www.vkw.at http://www.salzburg-ag.at http://www.transparency.eex.com http://www.linzag.at http://www.verbund.com http://www.illwerke.at http://www.energieag.at http://www.vas.co.at
Bosnia and Herzegovina	http://enipedia.tudelft.nl
Belgium	http://www.elia.be http://enipedia.tudelft.nl
Bulgaria	http://enipedia.tudelft.nl
Switzerland	http://enipedia.tudelft.nl http://en.wikipedia.org http://www.bfe.admin.ch
Czech Republic	http://enipedia.tudelft.nl http://www.alpiq.com http://www.ue.cz http://www.c-energy.cz http://www.pltep.cz http://www.ses.sk http://www.elektrarna-vranov.cz http://www.industcards.com http://generation.alpiq.cz https://www.cez.cz
Germany	https://www.bdew.de https://www.bundesnetzagentur.de https://www.uniper.energy http://corporate.vattenfall.de http://www.bund-niedersachsen.de http://www.energieallianz-bayern.de http://www.gk-bremen.de http://www.rwe.com http://www.schluchseewerk.de http://www.swp.de http://www.trianel-nethe.de http://www.verbund.com https://www.gk-leipheim.de

Tabelle 17 (Fortsetzung): Genutzte Quellen zur Modellierung des europäischen Kraftwerksparks

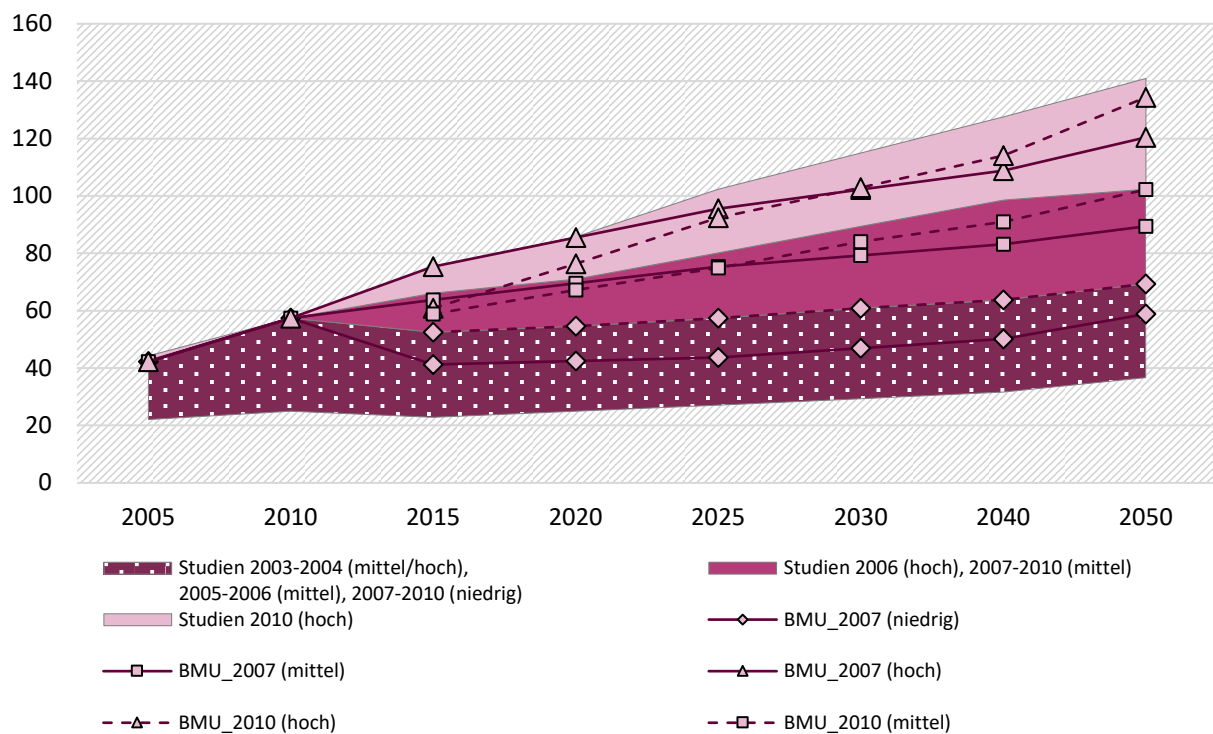
Land	Wesentliche verwendete Quellen
Denmark	http://enipedia.tudelft.nl http://www.industryabout.com http://www.stateofgreen.com http://www.dongenergy.com http://en.wikipedia.org
Estonia	https://www.energia.ee/
Spain	http://es.wikipedia.org http://enipedia.tudelft.nl
Finland	http://www.energiavirasto.fi
France	http://enipedia.tudelft.nl http://de.wikipedia.org http://energie.edf.com http://fr.wikipedia.org http://www.industcards.com http://www.st-al.com
Great Britain	http://enipedia.tudelft.nl
Greece	http://enipedia.tudelft.nl
Croatia	http://enipedia.tudelft.nl
Hungary	https://www.mavir.hu/web/mavir-en
Ireland	http://enipedia.tudelft.nl
Italy	http://enipedia.tudelft.nl http://it.wikipedia.org
Lithuania	http://www.fortum.lt http://www.kte.lt http://www.le.lt http://www.litgrid.eu http://www.orlenlietuva.lt
Luxembourg	http://en.wikipedia.org http://www.industcards.com http://www.bundesnetzagentur.de
Latvia	http://www.industcards.com http://www.irliepaja.lv http://www.latvenergo.lv
Montenegro	http://enipedia.tudelft.nl
Macedonia	http://enipedia.tudelft.nl
Netherlands	http://kraftwerke.vattenfall.de http://www.tatapower.com http://www.sloecentrale.com http://enipedia.tudelft.nl

Tabelle 17 (Fortsetzung): Genutzte Quellen zur Modellierung des europäischen Kraftwerksparks

Land	Wesentliche verwendete Quellen
Netherlands	http://www.globalenergyobservatory.org
	http://www.sloecentrale.com/locatie
	http://www.tatapower.com
Norway	http://enipedia.tudelft.nl
	https://www.nve.no
	http://www.statkraft.com
Poland	http://www.tauron-wytwarzanie.pl
	www.elbelchatow.pgegiek.pl
	http://www.ec.bialystok.pl
	http://www.energia-wytwarzanie.pl
	http://www.enea.pl
	http://www.gdfsuez-energia.pl
	http://www.termika.pgnig.pl
Portugal	http://www.a-nossa-energia.edp.pt
	http://enipedia.tudelft.nl
Romania	http://enipedia.tudelft.nl
Serbia	http://enipedia.tudelft.nl
Sweden	http://enipedia.tudelft.nl
	http://powerplants.vattenfall.com
Slovenia	http://www.dem.si
	http://www.he-ss.si
	http://www.nek.si
	http://www.sel.si
	http://www.seng.si
	http://www.teb.si
	http://www.te-sostanj.si
	http://www.tet.si
	http://www.te-tol.si
Slovakia	http://www.bioenergybardejov.sk
	http://www.bioenergytopolcany.sk
	http://www.cmep.sk
	https://eon.com
	http://www.olo.sk
	http://www.paroplyn.sk
	http://www.Teko.sk
Kosovo	http://enipedia.tudelft.nl

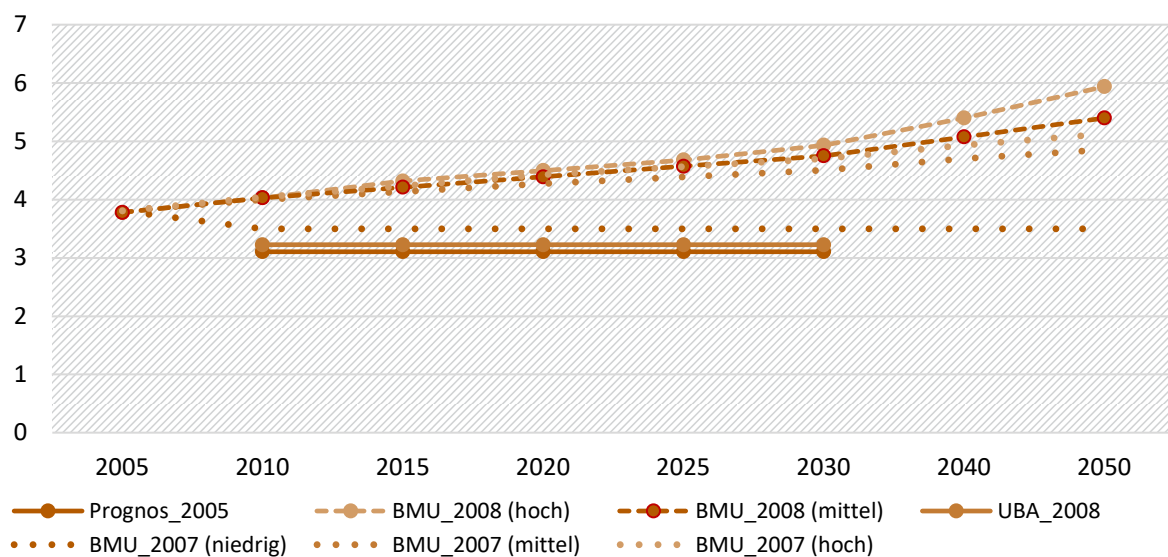
A Anhang

Abbildung 51: Erwartungen zur Entwicklung des Ölpreises in 2003 bis 2010 veröffentlichten Studien (USD₂₀₀₅/bbl)



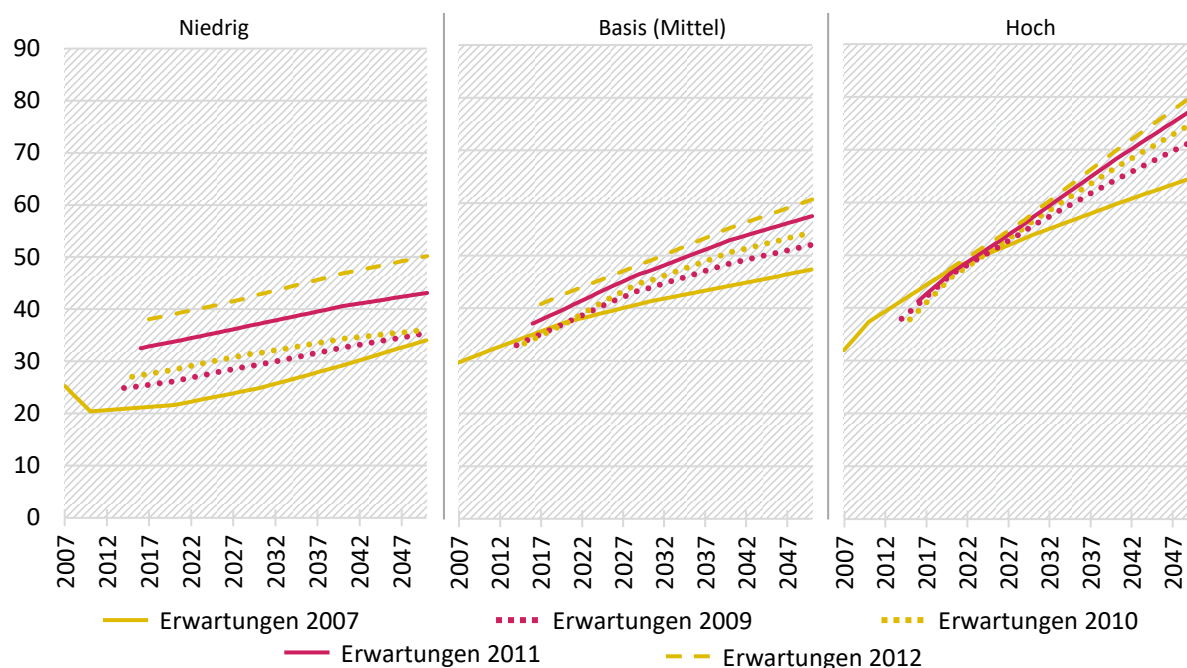
Eigene Darstellung [ESA² GmbH, TU Dresden] basierend auf zwischen 2002 und 2010 veröffentlichten Studien.⁶

Abbildung 52: Erwartungen zur Braunkohlepreisentwicklung in 2005 bis 2008 veröffentlichten Studien (EUR₂₀₀₅/MWh)

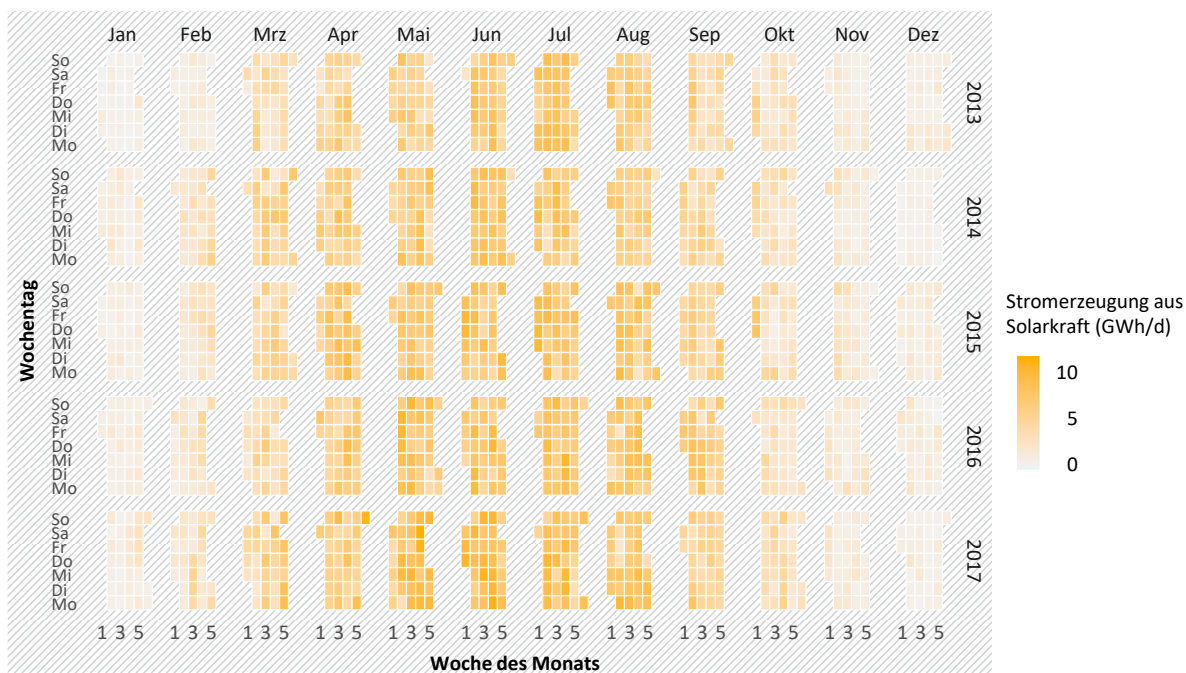


Eigene Darstellung [ESA² GmbH, TU Dresden] basierend auf zwischen 2002 und 2010 veröffentlichten Studien.⁶

⁶ [EK_2002, EC-PRIMES_2003, EC-PRIMES_2004, EC-PRIMES_2005, EWI_2005, UBA_2005, EC-PRIMES_2006, IEA_2006, EC-PRIMES_2007, BMU_2007, IER_2007, EWI_2007, BMU_2008, EC-Primes_2008, ICCS_2008, UBA_2009a, UBA_2009b, BMU_2010, EURELECTRIC_2010, ICCS_2010, IEA_2010, IER_2010, ISI_2010].

Abbildung 53: Erwartete Öl-Preispfade für die Alternativszenarien (EUR₂₀₀₅/MWh)

Eigene Darstellung [ESA² GmbH] basierend auf [BMU_2007, BMU_2010, BMU_2012].

Abbildung 54: Mittlere tägliche Solar-Stromerzeugung der Jahre 2013 bis 2017 unterteilt nach Wochentag und Monat im Jahresverlauf (GWh/d)

Eigene Darstellung [TEP Energy] basierend auf Daten der [TU Dresden] und [ENTSO-E_2017-2019a, Netztrans_2017-2019].