

CLIMATE CHANGE

31/2019

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

Teilbericht: Methodik und Datengrundlage

CLIMATE CHANGE 31/2019

EVUPLAN des Bundesministerium für Wirtschaft und
Energie

Forschungskennzahl 37EV 16 126 0

UBA-FB 000167/ZW

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

Teilbericht: Methodik und Datengrundlage

von

Robert Kunze, Hannes Miehling
EnergySystemsAnalysis Associates – ESA² GmbH, Dresden

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

Armin Ardone
Karlsruher Institut für Technologie

Martin Jakob, Ulrich Reiter
TEP Energy GmbH, Zürich

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:

Juli 2019

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, August 2019

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

Kurzbeschreibung: Projekt SeEiS – Substitutionseffekte erneuerbarer Energien im Stromsektor

Das Umweltbundesamt erstellt seit 2007 eine regelmäßig fortgeschriebene Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger [UBA_2018], welche die vermiedenen Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen durch den Einsatz erneuerbarer Energien (EE) in Deutschland in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr ausweist. Ziel des Forschungsvorhabens „Substitutionseffekte erneuerbarer Energien im Stromsektor“ (SeEiS) ist die Weiterentwicklung der Methodik zur Quantifizierung der verdrängten konventionellen Stromerzeugung durch die deutsche EE-Stromerzeugung. Im Hinblick auf die zunehmende Vernetzung des europäischen Strommarkts wird insbesondere untersucht, in welchem Ausmaß die wachsende EE-Einspeisung in Deutschland den Einsatz konventioneller Kraftwerke im Ausland beeinflusst. Diese Effekte sind bei der Emissionsbilanzierung adäquat zu berücksichtigen.

Im vorliegenden Bericht werden die angewandte Methodik und die verwendete Datengrundlage im SeEiS-Projekt vorgestellt. Um die Substitutionseffekte zu ermitteln, wird die reale Entwicklung des europäischen Stromerzeugungssektors einem kontrafaktischen Entwicklungspfad vergleichend gegenübergestellt, welcher keine EE im deutschen Strommix beinhaltet. Für letzteren Fall wird mithilfe des europäischen Strommarktmodells ELTRAMOD zunächst ein plausibler hypothetischer deutscher Kraftwerkspark ohne EE-Technologien bestimmt. Anschließend wird der europaweite Kraftwerkseinsatz für den realen und den kontrafaktischen Fall in stündlicher Auflösung modellgestützt berechnet. Aus den Unterschieden zwischen dem realen und dem kontrafaktischen Kraftwerkseinsatz werden die Substitutionseffekte durch die deutsche EE-Stromerzeugung abgeleitet.

Abstract: Substitution of conventional electricity generation by renewable energies

Since 2007, the Federal Environment Agency has been compiling a regularly updated balance of emissions avoided by German renewable energy sources (RES) for the sectors electricity, heat and transport. The aim of the SeEiS research project is to further develop the methodology for quantifying the substitution of conventional electricity generation by RES. With regard to the increasing interconnectedness of the European electricity market, the extent to which the growing RES feed-in in the German electricity grid influences the conventional electricity generation abroad will be examined. These effects must be adequately taken into account in the emission balance.

This report presents the methodology applied and the data basis used in the SeEiS project. The quantification of the substitution effects is based on a comparison of the real development of the European electricity sector with a plausible counterfactual development path without German RES generation. In the latter case, the European electricity market model ELTRAMOD is applied to determine a hypothetical power plant portfolio without German RES. Subsequently, the European power plant dispatch for the real and the counterfactual case is calculated in an hourly resolution. From the differences between the real and the counterfactual power plant dispatch, the substitution effects of the German RES generation are derived.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	7
Tabellenverzeichnis.....	7
Abkürzungsverzeichnis.....	8
1 Einleitung.....	9
2 Überblick zur Methodik.....	10
3 Das Strommarktmodell ELTRAMOD	11
4 Bestimmung des kontrafaktischen Kraftwerksparks ohne EE-Erzeugungstechnologien.....	13
4.1 Grundlegende Annahmen und Festlegungen	13
4.2 Datengrundlage zur Herleitung des kontrafaktischen Kraftwerksparks.....	13
4.3 Analyse und Synthese des kontrafaktischen deutschen Kraftwerksparks	16
5 Quantifizierung der verdrängten konventionellen Stromerzeugung durch deutsche EE-Erzeugungsanlagen	20
5.1 Datengrundlage zur Quantifizierung der Substitutionseffekte.....	20
5.2 Methodik zur Quantifizierung der EU-weiten Substitutionseffekte durch die deutsche EE-Stromerzeugung.....	24
6 Ausblick auf die Ergebnisse und weitere Analyseschwerpunkte zur Quantifizierung von Substitutionseffekten.....	28
7 Quellenverzeichnis	31

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Ermittlung des deutschen Kraftwerksparks in 2006 [GW]	14
Abbildung 2:	Zubau und Stilllegung realer konventioneller Stromerzeugungs- kapazitäten in Deutschland 2007 - 2017 [MW]	15
Abbildung 3:	Installierte konventionelle Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland 2013 - 2017 real und kontrafaktisch [GW].....	18
Abbildung 4:	Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland 2013 - 2017 [GW]	20
Abbildung 5:	Monatliche Mittelwerte für Brennstoff- und CO ₂ -Zertifikatspreise	22
Abbildung 6:	Vergleich der von ENTSO-E und BNetzA ausgewiesenen Jahres- stromnachfrage für Deutschland 2013 - 2017 [TWh]	23
Abbildung 7:	Ergebnisse der Modellkalibrierung für Deutschland und Vergleich mit den Zahlen des BNetzA-Monitoring berichts 2013 - 2017 ohne EE-Erzeugung [TWh].....	25
Abbildung 8:	Ermittlung der Substitutionsmengen und Verteilung auf die einzelnen EE-Technologien.....	26
Abbildung 9:	Verdrängte konventionelle Stromerzeugung in Deutschland und im europäischen Ausland durch die deutsche EE-Einspeisung 2013 - 2017 [TWh].....	28

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Überblick berücksichtigter Erzeugungstechnologien differenziert nach Energieträger	12
Tabelle 2:	Wesentliche techno-ökonomische Parameter der Erzeugungstechnologien	12
Tabelle 3:	Annuitäten der damaligen Brennstoff- und CO ₂ -Preiserwartungen.....	16
Tabelle 4:	Länderspezifische Verfügbarkeit von Einspeisezeitreihen bzw. verwendete angepasste Ersatzzeitreihe für 2014	21
Tabelle 5:	Durchschnittliche kumulierte Import- und Export-NTCs für 2014 [MW]	22
Tabelle 6:	Verdrängte Stromerzeugung in Deutschland und im euro- päischen Ausland durch die deutsche EE-Einspeisung im Jahr 2017 differenziert nach Energieträgern [TWh]	29
Tabelle 7:	Genutzte Quellen zur Modellierung des europäischen Kraftwerksparks	34

Abkürzungsverzeichnis

EE	Erneuerbare Energien
EU ETS	European Union Emissions Trading System / Emissionshandelssystem der Europäischen Union
KWK / CHP	Kraft-Wärme-Kopplung / Combined Heat Power
GuD	Gas- und Dampfturbinen(-Kraftwerk)
NTC	Net Transfer Capacity / Netto-Transferkapazitäten
PSP	Pumpspeicher / Pumpspeicherkraftwerk

1 Einleitung

Das Umweltbundesamt (UBA) erstellt seit 2007 eine Emissionsbilanz der erneuerbaren Energien (EE) für die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Diese regelmäßig aktualisierte Publikation spiegelt jeweils die neusten Erkenntnisse zur Emissionsvermeidung durch den Einsatz von EE-Technologien in Deutschland wider. Die Emissionsbilanz dient weiterhin zur Evaluierung des EE-Beitrages zur Erreichung der Klimaschutzziele und ist damit Teil der Fortschrittsberichte nach RL 2009/28/EG sowie verschiedener nationaler Berichtspflichten (u. a. [BMWi_2016, UBA_2018]).

Bislang basiert die Emissionsbilanzierung für den Stromsektor auf einer zweijährlich aktualisierten Modellierung der durch EE verdrängten Einspeisung fossiler Kraftwerke in Deutschland, welche sich auf ex-post Strommarktdaten der Vorjahre stützt. Aufgrund der zunehmenden Vernetzung des europäischen Strommarkts und dem daraus resultierenden Stromaußenhandel wird die einseitige Betrachtung des deutschen Strommarktes einer umfassenden Analyse der Substitutionen konventioneller durch erneuerbare Energieträger bei der Stromerzeugung jedoch nicht mehr gerecht.

Das Forschungsvorhaben „Substitutionseffekte erneuerbarer Energien im Stromsektor“ (SeEiS) zielt auf die Weiterentwicklung der Methodik zur Erstellung der EE-Emissionsbilanz für den deutschen Stromsektor ab, um den sich ändernden Rahmenbedingungen in der Energiewirtschaft adäquat Rechnung zu tragen. Dabei soll insbesondere quantifiziert werden, in welchem Maße die wachsende EE-Einspeisung in Deutschland unter Berücksichtigung des Stromaußenhandels den Einsatz fossiler Kraftwerke auf europäischer Ebene substituiert und welche Auswirkungen dies auf die EE-Emissionsbilanz des deutschen Stromsektors hat.

Diese Veröffentlichung gibt ein Überblick zu den wesentlichen methodischen Aspekten, zu den verwendeten Daten und zu relevanten Erkenntnissen im SeEiS-Projekt. Die Ergebnisse des Projektes fließen ab 2019 in die vom UBA veröffentlichte Emissionsbilanz erneuerbarer Energien ein und werden im Endbericht zum Projekt ausführlich beschrieben.

2 Überblick zur Methodik

Zur Quantifizierung der Substitutionseffekte in den Jahren 2013 bis 2017 wird im SeEiS-Projekt der reale europäische Strommarkt mit einem fiktiven europäischen Strommarkt ohne die deutsche EE-Stromproduktion verglichen. Hierfür wird der Kraftwerkseinsatz für den realen und für den fiktiven Fall modellgestützt analysiert. Die festgestellten Differenzen zeigen den Einfluss der deutschen EE-Stromerzeugung auf den Einsatz des europäischen Kraftwerksparks. Daraus wird letztendlich die Verdrängung der konventionellen Stromerzeugung bestimmt. Diese europaweiten Substitutionseffekte bilden die Grundlage zur Berechnung der vermiedenen Emissionen durch die deutsche EE-Stromerzeugung.

Der erste Schwerpunkt der methodischen Arbeit konzentriert sich auf die Entwicklung eines plausiblen kontrafaktischen Kraftwerksparks ohne EE-Erzeugungstechnologien in Deutschland. Diese Voranalyse ist erforderlich, da Entscheidungen zur Stilllegung oder zum Ausbau konventioneller Erzeugungskapazitäten zunehmend durch den fortschreitenden EE-Ausbau beeinflusst werden. Es ist deshalb zunächst zu beurteilen, inwieweit sich der konventionelle Kraftwerkspark ohne den forcierten Ausbau von EE-Erzeugungstechnologien in den letzten Jahren abweichend von der Realität entwickelt hätte. Die damit verbundenen Auswirkungen auf den Erzeugungsmix sind bei der Quantifizierung der Substitutionseffekte zu berücksichtigen.

Die Berechnung der Substitutionseffekte ist der zweite methodische Schwerpunkt im SeEiS-Projekt. Im Vordergrund steht die Vorgehensweise bei der Zuordnung der Verdrängungen einzelner konventioneller Energieträger durch einzelne EE innerhalb des Energieträgermixes sowie die Verortung der Effekte im In- und Ausland.

Für die Modellierung des realen und fiktiven europäischen Strommarktes werden im SeEiS-Projekt zwei Module des Strommarktmodells „**E**lectricity **T**ransshipment **M**odel“ (ELTRAMOD) des Lehrstuhls für Energiewirtschaft der TU Dresden eingesetzt. Mit dem ersten Modul (ELTRAMOD-INVEST) wird zunächst die kapazitive Entwicklung des kontrafaktischen Kraftwerksparks ohne den real erfolgten deutschen EE-Ausbau bestimmt. Mit dem zweiten Modul (ELTRAMOD-DISPATCH) wird anschließend der Einsatz des realen und der Einsatz des kontrafaktischen Kraftwerksparks quantifiziert.

Im Folgenden wird zunächst der grundlegende Aufbau des Modells und die verwendeten Technologiedaten beschrieben. Die Vorgehensweise und die genutzten spezifischen Daten zur Bestimmung des kontrafaktischen Kraftwerksparks mit dem Modellmodul ELTRAMOD-INVEST werden im Abschnitt 4 konkretisiert. Im Abschnitt 5 werden die Methodik und die Datengrundlage zur Quantifizierung der Substitutionseffekte mithilfe des Modellmoduls ELTRAMOD-DISPATCH vorgestellt. Abschließend wird im Abschnitt 6 ein Ausblick auf erste Ergebnisse und weitere Analyseschwerpunkte im SeEiS-Projekt gegeben.

3 Das Strommarktmodell ELTRAMOD

Das Strommarktmodell ELTRAMOD ist ein Optimierungsmodell mit einer unterjährigen Zeitauflösung von 8760 Stunden. Es ist sowohl auf die Analyse von Kraftwerksinvestitionen (Modellmodul ELTRAMOD-INVEST) als auch auf die detaillierte Analyse des Kraftwerkseinsatzes (Modellmodul ELTRAMOD-DISPATCH) auf den europäischen Strommärkten ausgerichtet (vgl. [Schubert_2016]).

In der räumlichen Grundauflösung umfasst das Modell die EU-28-Staaten sowie die Schweiz, Norwegen und die Balkanländer, deren jeweilige Energieversorgungsstruktur mit block-scharfem Stromerzeugungsportfolio, Verbrauchsprofilen und stündlichen EE-Einspeisezeitreihen detailliert abgebildet sind. Die Handelsaktivitäten zwischen den einzelnen Strommarktgebieten werden durch die Netto-Transferkapazitäten (NTC) begrenzt. Ähnlich wie beim Handel am Day-Ahead-Markt werden Netzengpässe innerhalb einer Marktregion vernachlässigt.

Das Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU ETS) wird durch die Einbeziehung der CO₂-Zertifikatspreise berücksichtigt. Die stündliche Auflösung ermöglicht darüber hinaus die Abbildung intertemporaler Beziehungen zum Einsatz von Erzeugungs- und Speichereinheiten unter Beachtung der auftretenden Einspeise- und Lastbedingungen. Als Speichereinheiten sind Reservoir- und Pumpspeicher(kraft)werke abgebildet, deren Einsatz durch länderspezifisch vorgegebene maximale Volllaststunden begrenzt ist. Die Pumpspeicher werden mit separaten Pump- und Turbinierprozessen sowie den maximalen Speicherständen modelliert.

ELTRAMOD basiert auf einer linearen Optimierung zur Minimierung der entscheidungsrelevanten Systemausgaben für die vollständige Deckung der Stromnachfrage:

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

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

Hinsichtlich der Länge des betrachteten Analysezeitraums wird mit ELTRAMOD ein myopischer Ansatz in Jahresschritten verfolgt. Dieses Vorgehen erlaubt, sich im Zeitverlauf ändernde Erwartungen der Entscheidungsträger zu berücksichtigen und beschränkt gleichzeitig deren Voraussicht auf sich ändernde Rahmenbedingungen.

Die modellierten Erzeugungstechnologien werden in erneuerbare Energien und konventionelle Technologien unterschieden. Der Kategorie der konventionellen Technologien sind die fossilen Energieträger Braunkohle, Steinkohle, Gas und Öl sowie die Kernenergie und Pumpspeicher zugeordnet. Erneuerbare Energien beinhalten Biomasse, Windenergie, Solarenergie, Wasserkraft aus natürlichem Zufluss sowie sonstige EE. Eine detaillierte Aufstellung der berücksichtigten Technologien zur Stromerzeugung ist Tabelle 1 zu entnehmen.

Tabelle 1: Überblick berücksichtigter Erzeugungstechnologien differenziert nach Energieträger

Kategorie	Energieträger	Technologien
Erneuerbare Energien (EE)	Biomasse	Mit fester und flüssiger Biomasse sowie mit Biogas befeuerte Anlagen
	Wind	Onshore Windturbinen Offshore Windturbinen
	Solar	Photovoltaik-Anlagen
	Wasser EE	Laufwasserkraftwerk Speicherkraftwerk mit natürlichem Zufluss
	Sonstige EE	Geothermie, Klärgas, Deponiegas, Abfall biogenen Ursprungs
Konventionelle Kraftwerke	Kernbrennstoff	Kernkraftwerke
	Steinkohle	Steinkohlekraftwerke
	Braunkohle	Braunkohlekraftwerke
	Gas	Gasturbinenkraftwerke, mit Gas befeuerte Dampfturbinenprozesse, GuD-Anlagen
	Öl	Mit Öl befeuerte Gas- oder Dampfturbinenprozesse, Verbrennungsmotoren
	PSP-Wasser	Pumpspeicher ohne natürlichen Zufluss
	Sonstige Konventionelle	Abfall nicht biogenen Ursprungs, Grubengas

Die in Tabelle 1 gelisteten Technologien sind 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 Erzeugungstechnologien

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

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.

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

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

4 Bestimmung des kontrafaktischen Kraftwerksparks ohne EE-Erzeugungstechnologien

4.1 Grundlegende Annahmen und Festlegungen

Für die Entwicklung eines plausiblen kontrafaktischen deutschen Kraftwerksparks ohne EE-Erzeugungstechnologien sind vorab einige grundlegende Annahmen und Festlegungen zu den Rahmenbedingungen und zu methodischen Aspekten der Modellierung zu treffen, welche sich u. a. aus der Zielsetzung des SeEiS-Projekts ergeben. So liegt der Analysefokus explizit nicht auf dem Vergleich verschiedener Klimaschutzszenarien bzw. politischer Zielerreichungspfade, sondern auf der Quantifizierung der Substitutionseffekte durch den realisierten EE-Ausbaupfad im deutschen Stromerzeugungsbereich. Deshalb werden auch keine alternativen politischen Anstrengungen bzw. Vorgaben zur Kompensation der nicht vermiedenen Emissionen durch den Wegfall der EE für den kontrafaktischen Fall unterstellt.

Als Ausgangspunkt für die hypothetische Fortschreibung des konventionellen deutschen Kraftwerksparks werden die installierten Kapazitäten im Jahr 2006 herangezogen. Zum einen kann davon ausgegangen werden, dass bis zu diesem Zeitpunkt der Ausbau von EE-Technologien noch keinen wesentlichen Einfluss auf die Umsetzung von konventionellen Kraftwerksprojekten hatte [Diekmann_2007, Sensfuß_2010]. Zum anderen werden durch die Wahl dieses Zeitpunktes die Unsicherheiten zur Rekonstruktion des konventionellen Kraftwerksparks aufgrund fehlender belastbarer Daten zu Kraftwerksstilllegungen vor 2011 reduziert. Die 2006 bereits vorhandenen deutschen EE-Kapazitäten werden mit Ausnahme der Laufwasser- und Reservoir-Kraftwerke bei der Modellierung vernachlässigt. Für Letztere wird eine adäquate fiktive konventionelle Ersatzkapazität (ca. 4 GW Steinkohleerzeugung) angenommen. Dies begründet sich durch die historische Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks, zu dem die Laufwasser- und Reservoir-Kraftwerke bereits seit vielen Jahrzehnten gehören. Somit ist für sie auch ein Einfluss auf die kapazitive Entwicklung anderer Technologien bis 2006 zu unterstellen und ihr fiktiver Wegfall durch die angenommene Ersatzkapazität zu kompensieren.

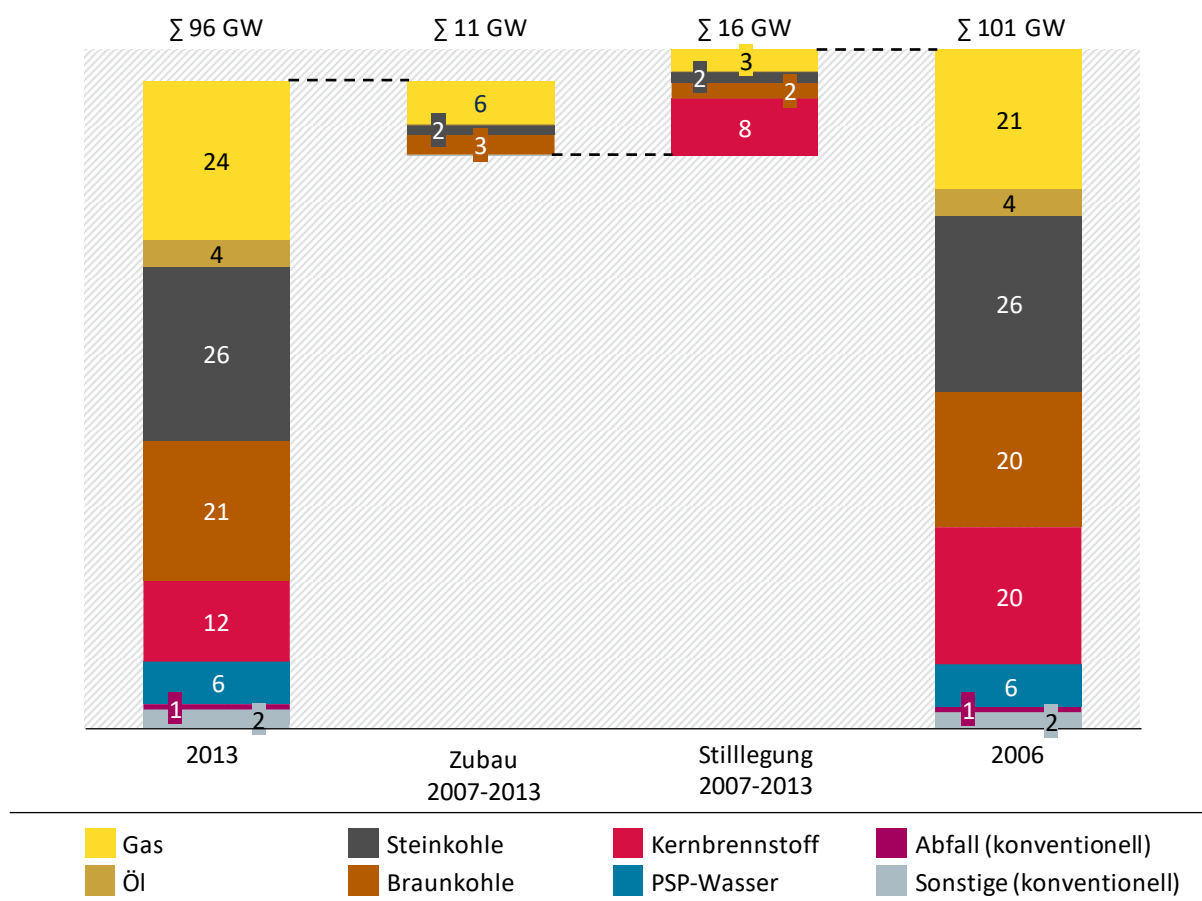
Bei der modellgestützten Analyse liegt der Fokus auf der hypothetischen Entwicklung der Steinkohle-, Gas- und Öl-Erzeugungskapazitäten nach 2006. Dagegen wird die Entwicklung von Braunkohle- und Kernkraftwerken äquivalent zur Realität angenommen, da sie starken Restriktionen unterliegt. Die Entwicklung von Anlagen zur thermischen Abfallbehandlung (Müllverbrennung) und Grubengasanlagen wird vorrangig durch die Faktoren Abfallverwertung bzw. Brennstoffverfügbarkeit bestimmt. Aus diesem Grund werden diese Erzeugungskapazitäten im Modell ebenfalls auf die reale Entwicklung fixiert.

4.2 Datengrundlage zur Herleitung des kontrafaktischen Kraftwerksparks

Die Rekonstruktion des konventionellen deutschen Kraftwerksbestands in 2006 stützt sich auf öffentlich zugängliche Daten. Leider weist keine der Quellen den Kraftwerkspark für 2006 blockscharf aus. Aus diesem Grund wird der Kraftwerkspark für 2006 anhand von bekannten Neubau- und Stilllegungsprojekten der Jahre 2007 bis 2013 ausgehend vom blockscharf dokumentierten Bestand in 2013 zurückgerechnet. Hierfür bieten die Kraftwerkslisten der Bundesnetzagentur [BNetzA_2014b, BNetzA_2014c, BNetzA_2016b, BNetzA_2017b] die vollständigste und detailreichste Datengrundlage. Abgesehen von Kernkraftwerken existiert jedoch erst seit 2011 eine Veröffentlichungspflicht für Stilllegungen. Daher besteht eine gewisse Unsicherheit hinsichtlich nicht ausreichend dokumentierter realer Stilllegungsprojekte vor 2011.

Abbildung 1 zeigt den mit dieser Vorgehensweise rekonstruierten konventionellen deutschen Kraftwerkspark für 2006. Ergänzt werden noch weitere 4.024 MW Steinkohle-Ersatzkapazität für die bis dato vorhandene EE-Wasserkraft. Dieser Kraftwerkspark bildet den Ausgangspunkt für die hypothetische Fortschreibung der konventionellen deutschen Erzeugungskapazitäten in den betrachteten Jahren 2013 bis 2017 für den kontrafaktischen Fall ohne EE-Technologien.

Abbildung 1: Ermittlung des deutschen Kraftwerksparks in 2006 [GW]



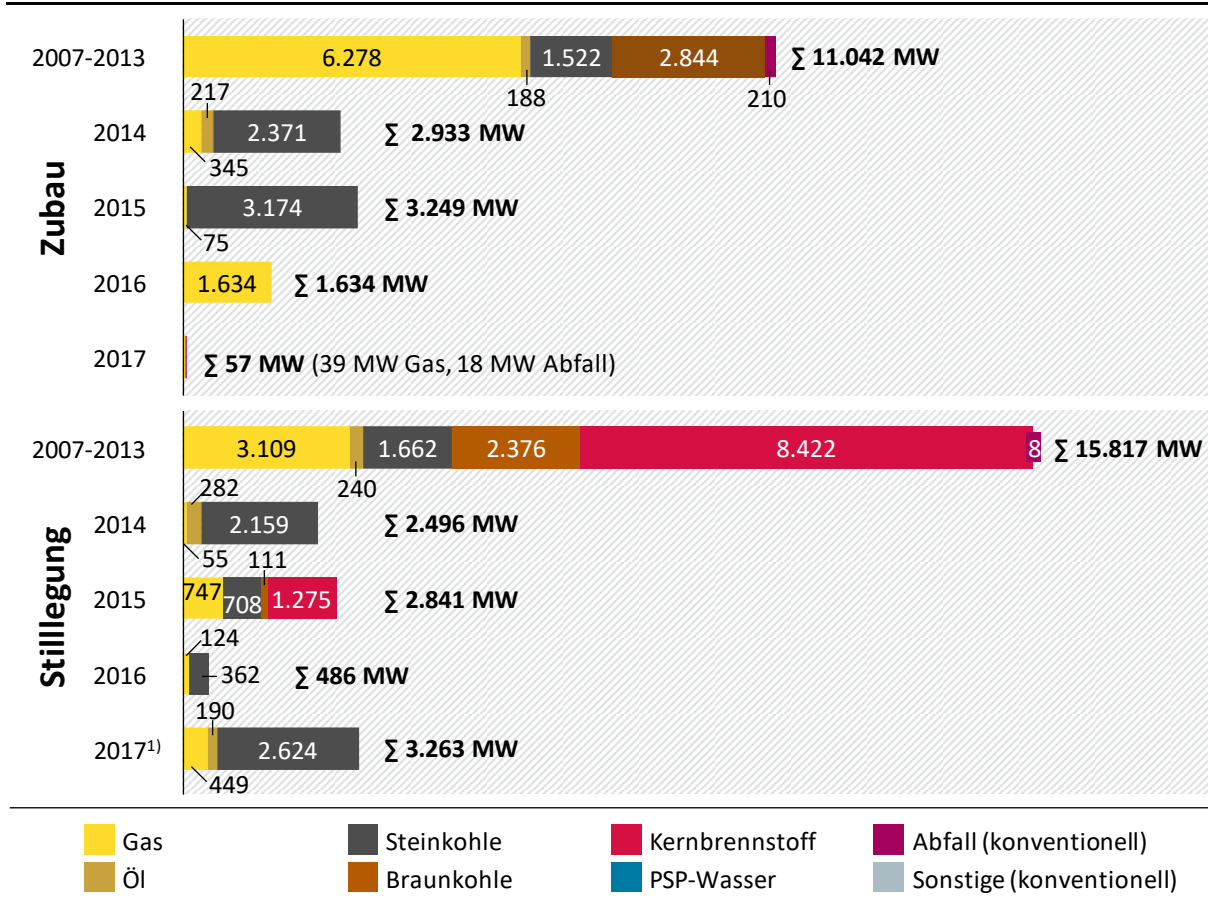
Eigene Darstellung basierend auf [BNetzA_2014b, BNetzA_2014c].

Um eine plausible realitätsnahe Entwicklung des hypothetischen Kraftwerksparks zu generieren, werden bei der Modellierung u. a. die dokumentierten Inbetriebnahmen und Stilllegungen realer Erzeugungskapazitäten im Zeitraum zwischen 2007 und 2017 vorgegeben. Diese sind in Abbildung 2 dargestellt.

Wesentliche Modelltreiber für die Fortschreibung des kontrafaktischen Kraftwerksparks sind die Erwartungen zur Entwicklung der Brennstoffpreise, des CO₂-Preises und der Stromnachfrage. Hierfür werden Daten aus öffentlich zugänglichen Studien ausgewertet, welche historische Erwartungswerte ausweisen, die in üblichen Planungszeiträumen für Kraftwerksprojekte vor dem jeweils betrachteten Jahr einer möglichen Stilllegung bzw. Inbetriebnahme anzutreffen waren. Die für die Herleitung des kontrafaktischen Kraftwerksparks genutzte Datengrundlage stützt sich auf die Basisentwicklungspfade für Brennstoff- und CO₂-Preise aus den Leitstudien und Langfristszenarien des Bundesministeriums für Umwelt [BMU_2007, BMU_2008, BMU_2010, BMU_2012]. Diese Zeitreihen werden für die myopische Modellierung in eine Annuität mit 30-jährigem Betrachtungshorizont umgerechnet. Die Werte sind in Tabelle 3 dargestellt. Ergänzend sind Werte für Hochpreis- und Niedrigpreiserwartungen ausgewiesen, mit denen die

Bandbreite der hypothetischen Kapazitätsentwicklung untersucht wird. Für die erwartete Nettostromnachfrage wird grundsätzlich von 540 TWh/a ausgegangen. Diese Annahme orientiert sich ebenfalls an den damaligen Erwartungen in den Leitstudien und Langfristszenarien.

Abbildung 2: Zubau und Stilllegung realer konventioneller Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland 2007 - 2017 [MW]



Eigene Darstellung basierend auf [BNetzA_2014b, BNetzA_2014c, BNetzA_2016b, BNetzA_2017b, BNetzA_2018b]. ¹⁾ Das Kernkraftwerk Gundremmingen B ist Ende 2017 vom Netz gegangen und wird ab Anfang 2018 als stillgelegt angesehen.

Tabelle 3: Annuitäten der damaligen Brennstoff- und CO₂-Preiserwartungen

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
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

Basierend auf [BMU_2007, BMU_2008, BMU_2010, BMU_2012].

4.3 Analyse und Synthese des kontrafaktischen deutschen Kraftwerksparks

Für die modellgestützte Analyse der kontrafaktischen Entwicklung des konventionellen deutschen Kraftwerksparks ohne EE-Technologien wird das INVEST-Modul von ELTRAMOD eingesetzt. Mit einem myopischen Ansatz werden die hypothetischen Ausbau- und Stilllegungsentscheidungen im Modell separat für jedes betrachtete Jahr getroffen und für das darauffolgende Jahr als Startwert übernommen. Die jährliche Kapazitätsentwicklung wird dabei aggregiert für einzelne energieträgerspezifische Technologien analysiert. Ihr Einsatz wird mit stündlicher Auflösung betrachtet.

Um den Aspekt einer ausreichenden Versorgungssicherheit auch in Extremsituationen zu berücksichtigen, ist für die modellgestützte Herleitung des hypothetischen Kraftwerksparks der Einfluss einer optimalen Ausnutzung des grenzüberschreitenden Stromaustauschs auf die kapazitive Auslegung der deutschen konventionellen Erzeugungsanlagen zu beschränken. Die Beschränkung auf den historischen Stromaustausch ist als Modellierungsansatz hierfür eher ungeeignet, da dieser durch die deutsche EE-Einspeisung bereits stark beeinflusst wurde. Aus diesem Grund wird für die Herleitung der kontrafaktischen Erzeugungskapazitäten der deutsche Strommarkt isoliert modelliert, d. h. der Stromaustausch mit den Anrainerstaaten wird zunächst vernachlässigt. Bei der späteren Analyse des Kraftwerkseinsatzes zur Quantifizierung der EU-weiten Verdrängungseffekte wird diese Restriktion wieder aufgehoben.

Für eine plausible realitätsnahe Herleitung des hypothetischen Kraftwerksparks werden reale Inbetriebnahme- und Stilllegungsprojekte im Zeitraum 2007 bis 2017 im Modell berücksichtigt. Die in der Realität umgesetzten Kraftwerksneubauten werden ab dem Jahr ihrer Inbetriebnahme als verfügbare Erzeugungskapazitäten vorgegeben. Optional können zusätzliche hypothetische Kapazitäten zur Deckung der Stromnachfrage installiert werden. Reale Stilllegungsprojekte sind als Bestandskraftwerke modelliert. Sie können modellseitig stillgelegt oder in ihrer Laufzeit verlängert werden. Für KWK-Anlagen wird vereinfachend davon ausgegangen, dass im Fall einer fiktiven Laufzeitverlängerung ihr Beitrag zur Deckung der Wärmenachfrage ab dem Zeitpunkt ihrer realen Stilllegung entfällt, da dieser in der Realität ab diesem Zeitpunkt durch andere Anlagen bereitgestellt wird.

Um die Relevanz bestehender Unsicherheiten bei den getroffenen Annahmen zur damals erwarteten Entwicklung für relevante Entscheidungsgrößen beurteilen zu können, wird zunächst eine Reihe von Alternativszenarien berechnet. Diese Szenarien dienen dazu, die Bandbreite der hypothetischen Zubau- und Stilllegungsentscheidungen für Steinkohle-, Gas- und Ölkraftwerke unter verschiedenen Annahmen zu erwarteten Rahmenbedingungen zu untersuchen sowie qualitative Überlegungen für die Plausibilisierung des kontrafaktischen Falls zu stützen. Dabei stehen die Auswirkungen von separaten und kombinierten Variationen der folgenden Aspekte im Fokus:

- ▶ Verschiedene erwartete Brennstoff- und CO₂-Preisniveaus (siehe Tabelle 3)
- ▶ Abweichende Erwartung zur Nettostromnachfrage (520 – 540 TWh/a)
- ▶ Eingeschränkter Planungshorizont (mittelfristige Preiserwartungen, < 10 Jahre)
- ▶ Unsicherheiten bzgl. fiktiver Laufzeitverlängerungen real erfolgter Stilllegungen

Die Variationen der genannten Aspekte in den Alternativszenarien zeigt im Ergebnis insbesondere eine Dynamik bei Steinkohle und Gas hinsichtlich des fiktiven Zubaus zusätzlicher Erzeugungskapazitäten sowie bei der Laufzeitverlängerung realer Stilllegungen zwischen 2007 und 2017. Für Ölerzeugungskapazitäten ist dagegen keine Abweichung von den real umgesetzten Inbetriebnahmen und Stilllegungen festzustellen. Die Entwicklung der anderen konventionellen Erzeugungskapazitäten wird entsprechend der Realität angenommen (vgl. Abschnitt 4.1).

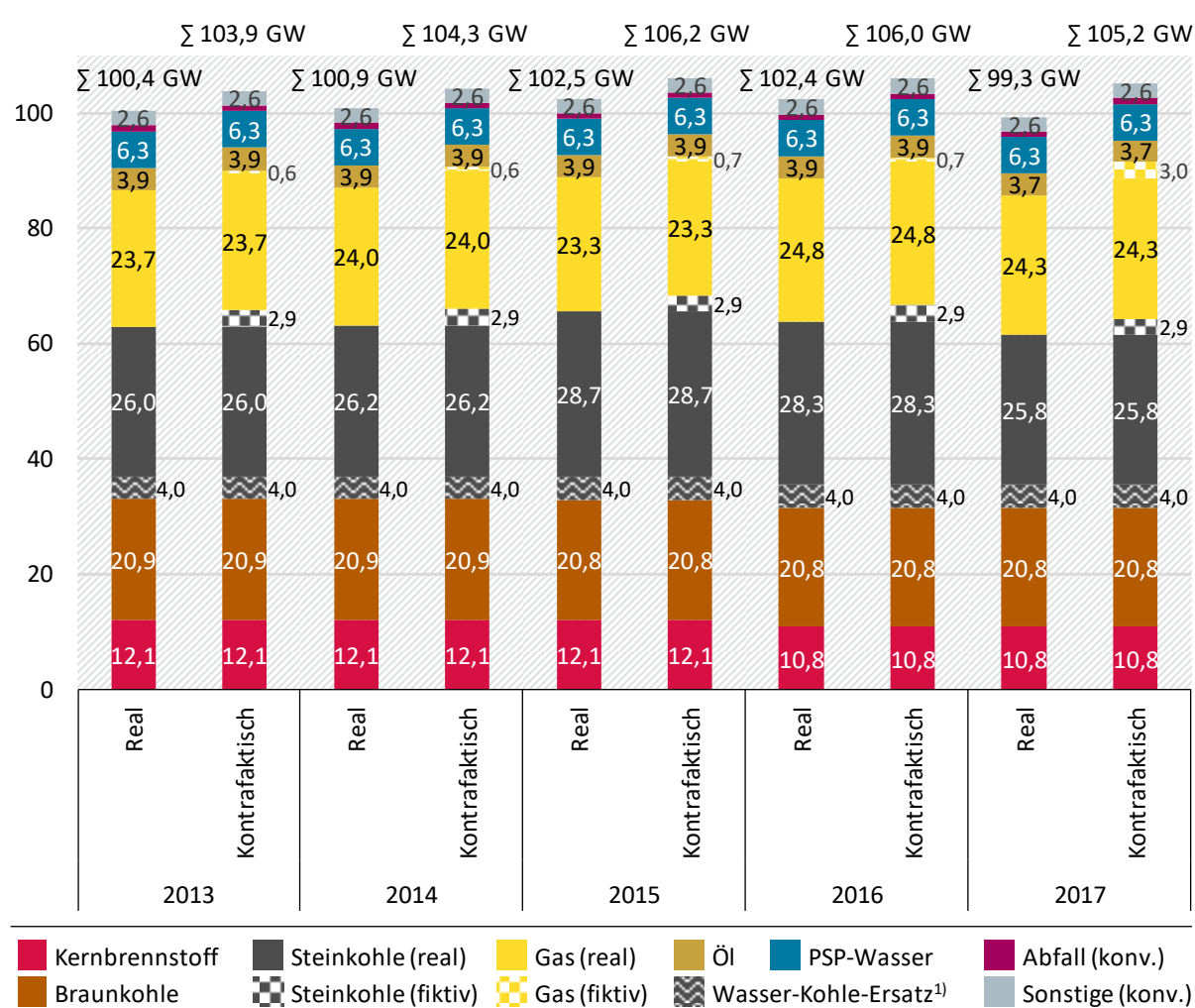
Bei mittleren und niedrigen Preiserwartungen unterscheiden sich die Zubau- und Stilllegungsentscheidungen nur marginal. Eine nennenswerte Sensitivität ergibt sich erst bei hohen Brennstoff- und CO₂-Preiserwartungen, wobei hohe Brennstoffpreise tendenziell den Einsatz von Steinkohle und hohe CO₂-Preise erwartungsgemäß den Einsatz von Gas begünstigen. Die Auswirkungen einer Reduktion der Länge des Planungshorizontes von 30 auf 10 Jahre und der Reduktion der erwarteten Nettostromnachfrage von 540 auf 520 TWh/a sind dagegen nur sehr gering und haben kaum Einfluss auf die kapazitive Entwicklung und energieträgerspezifische Gestaltung des Kraftwerksparks.

Die größte Sensitivität und eine gleichzeitig hohe Unsicherheit besteht hinsichtlich der Modellierung von hypothetischen Laufzeitverlängerungen real stillgelegter Kraftwerke. Leider liegen weder zum Anlagenzustand noch zu den Beweggründen der real erfolgten Stilllegungen verlässliche Informationen vor. Dies erschwert die Abschätzung, welchen Einfluss der erfolgte EE-Ausbau darauf hatte. Ebenso mangelt es an belastbaren Kostendaten für mögliche Laufzeitverlängerungen, für die gegebenenfalls auch ein umfassendes Retrofit erforderlich bzw. vorteilhaft gewesen wäre. Um die gesamte Bandbreite der Auswirkungen dieser Handlungsoptionen zu erfassen, wird in den Alternativszenarien sowohl eine kostenneutrale Laufzeitverlängerung als auch eine Laufzeitverlängerung mit sehr hohen Retrofitinvestitionen betrachtet. Dabei zeigen die Ergebnisse, dass die Möglichkeit einer kostenneutralen Laufzeitverlängerung real stillgelegter Steinkohlekraftwerke kaum genutzt wird. Tendenziell erscheint hier der Zubau neuer Erzeugungskapazitäten gegenüber dem verlängerten Einsatz alter Kraftwerke mit schlechterem Wirkungsgrad weitestgehend unabhängig von den Annahmen zum erwarteten Brennstoffpreisniveau attraktiver. Die Option zur Laufzeitverlängerung real stillgelegter Gaskraftwerke ist dagegen wesentlich stärker abhängig von den damit verbundenen Kosten aber auch von den erwarteten Brennstoff- und CO₂-Preisen. Grundsätzlich zeigen die Ergebnisse der Alternativszenarien jedoch die Tendenz, dass hier Laufzeitverlängerungen mit hohen Retrofitinvestitionen eher weniger attraktiv sind.

Zur Beschränkung der Unsicherheiten bei der fiktiven Laufzeitverlängerung real erfolgter Kraftwerksstillegungen wird die Herleitung des kontrafaktischen Falls auf eine differenzierte Betrachtung nach dem Betriebsalter gestützt. Für die zwischen 2007 und 2017 stillgelegten Kohlekapazitäten mit einer Nutzungsdauer von ca. 40 Jahren, werden vorrangig altersbedingte techno-ökonomische und vom EE-Ausbau eher unabhängige Beweggründe zur Stilllegung unterstellt. Für eine Laufzeitverlängerung wird ein umfassendes Retrofit mit hohen Investitionen angenommen. Gleiches gilt für die in diesem Zeitraum stillgelegten Gaserzeugungskapazitäten mit 25 und mehr Jahren Betriebsalter. Für die sechs stillgelegten Anlagen mit Baujahr nach 1990 wird jedoch die Möglichkeit für eine kostenneutrale Laufzeitverlängerung eingeräumt. Hier kann eher von einer wirtschaftlich bedingten Stilllegung im Zuge des erfolgten EE-Ausbaus ausgegangen werden.

Basierend auf den Erkenntnissen aus den Alternativszenarien wird der kontrafaktische deutsche Kraftwerkspark synthetisiert, der zur Quantifizierung der durch den deutschen EE-Ausbau erreichten Substitutionen bei der Stromerzeugung aus konventionellen Technologien herangezogen werden soll. Dieser ist in Abbildung 3 dargestellt.

Abbildung 3: Installierte konventionelle Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland 2013 - 2017 real und kontrafaktisch [GW]



Eigene Darstellung [ESA² GmbH, TU Dresden]. ¹⁾ Konventionelle Ersatzkapazität für die 2006 vorhandenen deutschen Laufwasser- und Reservoir-Kraftwerke (vgl. Abschnitt 4.1).

Für die erwarteten Brennstoff- und CO₂-Preisniveaus wird für den kontrafaktischen Fall von den mittleren Entwicklungspfaden ausgegangen. Die angenommene Verfügbarkeit von 85 % der installierten Gesamtkapazitäten liegt innerhalb des Bereichs, welcher sich in Abhängigkeit geplanter und ungeplanter Ausfälle in der Realität zwischen 80 % und 90 % der installierten Gesamtkapazität bewegt [Gaidosch_2007, Schröter_2004, Holster_1996]. Im Ergebnis wird eine bis 2017 leicht ansteigende Gesamterzeugungskapazität ausgewiesen, die ca. 3,5 GW über dem realen Verlauf liegt. Die fiktiven zusätzlichen konventionellen Erzeugungskapazitäten ergeben sich im Wesentlichen aus Kohlekraft (ca. 2,9 GW). Die fiktiven zusätzlichen Gaserzeugungskapazitäten betragen 2013 rund 0,6 GW und steigen ab 2016 geringfügig auf 0,75 GW. Mit den ca. 4 GW Kohle-Wasserkraft-Substitut wird der Wegfall der langfristig historisch gewachsenen Wasserkraft kompensiert (vgl. Abschnitt 4.1), welches zur besseren Vergleichbarkeit hier auch für den realen Kraftwerkspark ausgewiesen ist.

5 Quantifizierung der verdrängten konventionellen Stromerzeugung durch deutsche EE-Erzeugungsanlagen

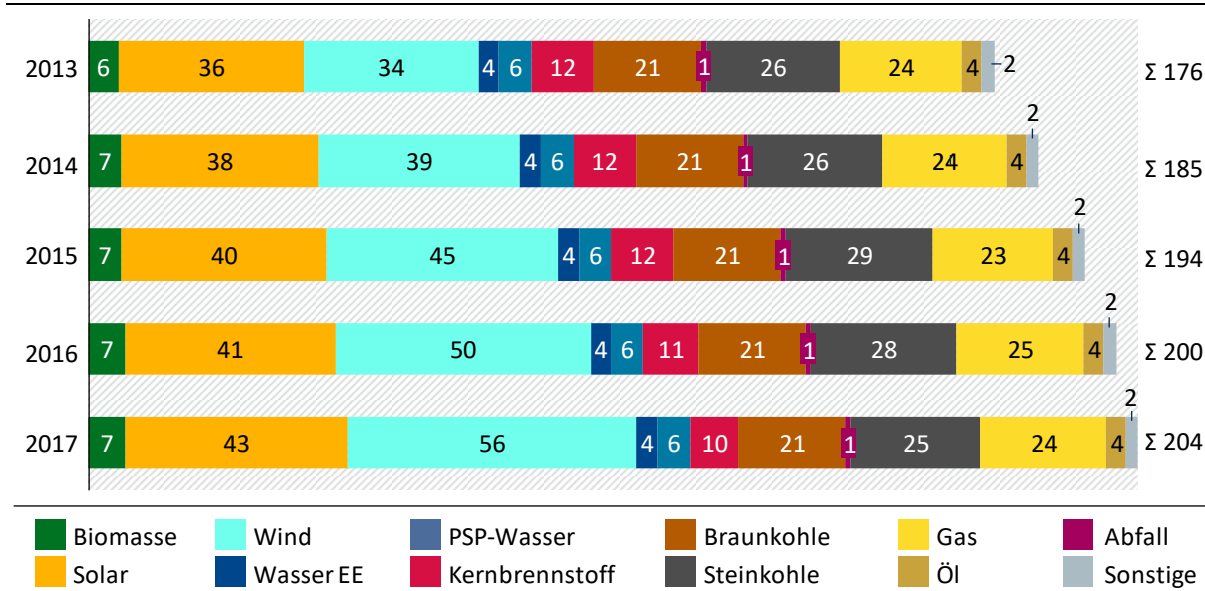
Die EU-weit verdrängte konventionelle Stromerzeugung durch EE-Erzeugungsanlagen in Deutschland wird mithilfe des Dispatch-Moduls von ELTRAMOD quantifiziert. Hierfür wird der Einsatz des realen europäischen Kraftwerksparks einmal mit dem realen deutschen Kraftwerkspark und einmal mit dem kontrafaktischen deutschen Kraftwerkspark (vgl. Abschnitt 4.3) jeweils unter Berücksichtigung des grenzüberschreitenden Stromhandels modelliert. Aus den Ergebnisdifferenzen dieser beiden Modellläufe werden die Substitutionseffekte durch die deutsche EE-Einspeisung bestimmt. Im Folgenden werden zunächst wesentliche Eingangsdaten zur Modellierung des realen EU-weiten Kraftwerkseinsatzes vorgestellt, welche ergänzend zu den im Abschnitt 3 angeführten techno-ökonomischen Daten verwendet werden. Im Anschluss wird die Vorgehensweise zur Quantifizierung der Substitutionseffekte näher erläutert.

5.1 Datengrundlage 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_2014a, BNetzA_2015, BNetzA_2016a, BNetzA_2017a, BNetzA_2018a]. Die reale Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks für die Jahre 2013 bis 2017 ist in Abbildung 4 dargestellt. Tabelle 7 im Quellenverzeichnis beinhaltet eine Zusammenstellung von wesentlichen Quellen, auf deren Grundlage der blockscharfe Kraftwerkspark für die deutschen Anrainerstaaten sowie Italien und Schweden modelliert wird.

Abbildung 4: Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland 2013 - 2017 [GW]



Eigene Darstellung basierend auf [BNetzA_2014a, BNetzA_2015, BNetzA_2016a, BNetzA_2017a, BNetzA_2018a].

Die Einspeisung aus fluktuierenden EE wird mithilfe von historischen länderspezifischen Zeitreihen in stündlicher Auflösung modelliert. In der Regel werden entsprechende Zeitreihen durch die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber bereitgestellt [ENTSO-E_2017b, ENTSO-E_2018b], [Netztrans_2017, Netztrans_2018]. 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. Eine Übersicht zu den verfügbaren Einspeisezeitreihen für Wind und PV und den gegebenenfalls verwendeten Ersatzzeitreihen zeigt Tabelle 4.

Tabelle 4: 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

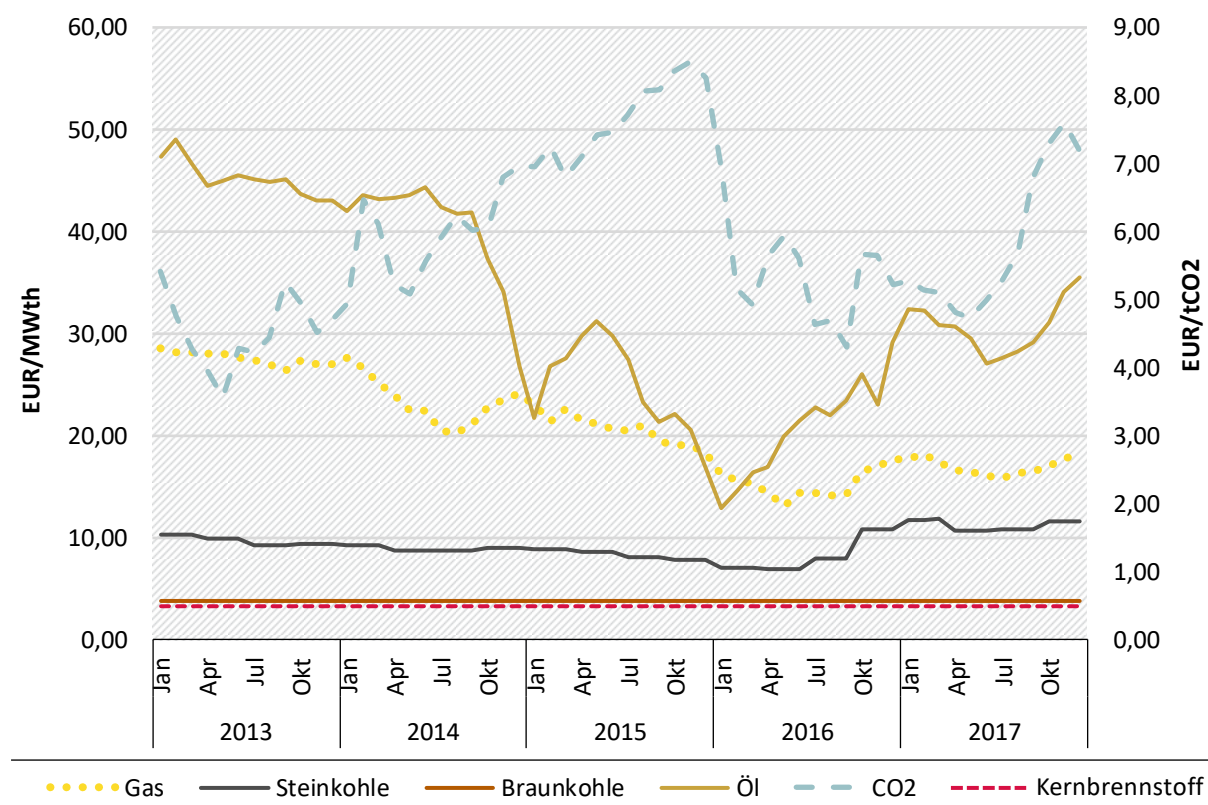
Die realen Brennstoffkosten für Kraftwerke in Deutschland basieren auf den Grenzübergangspreisen für Erdgas, Öl und Steinkohle, die vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle veröffentlicht werden [BAFA_2018]. Die Brennstoffpreise für die europäischen Nachbarländer werden mit länderspezifischen Markups angepasst. Diese werden unter Verwendung von Eurostat-Daten für Gas [Eurostat_2017], Daten des Weekly Oil Bulletin [EC_2017] für Öl und verschiedener Quellen für Kohle abgeschätzt. Die Preise für CO₂-Zertifikate basieren auf historischen Daten des EU ETS. Für Uran und Braunkohle werden Preisannahmen getroffen. Die Entwicklung der Preise für Deutschland zeigt Abbildung 5.

Die Übertragungskapazitäten zwischen den verschiedenen europäischen Ländern basieren auf den stündlichen Nettotransportkapazitäten (Net Transfer Capacities - NTCs), die auf der Transparenzplattform der ENTSO-E [ENTSO-E_2017b, ENTSO-E_2018b] bereitgestellt werden. Die Daten repräsentieren die maximale Menge an Strom, die zwischen zwei Ländern in einer bestimmten Stunde gehandelt werden kann, und sind richtungsabhängig. Tabelle 5 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.

Darüber hinaus können nur schwer belastbare Aussagen 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 gegebenfalls zu unterstellen, dass diese auch im kontrafaktischen Szenario bestehen. Für einen 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.

Abbildung 5: Monatliche Mittelwerte für Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise



Eigene Darstellung basierend auf [BAFA_2018].

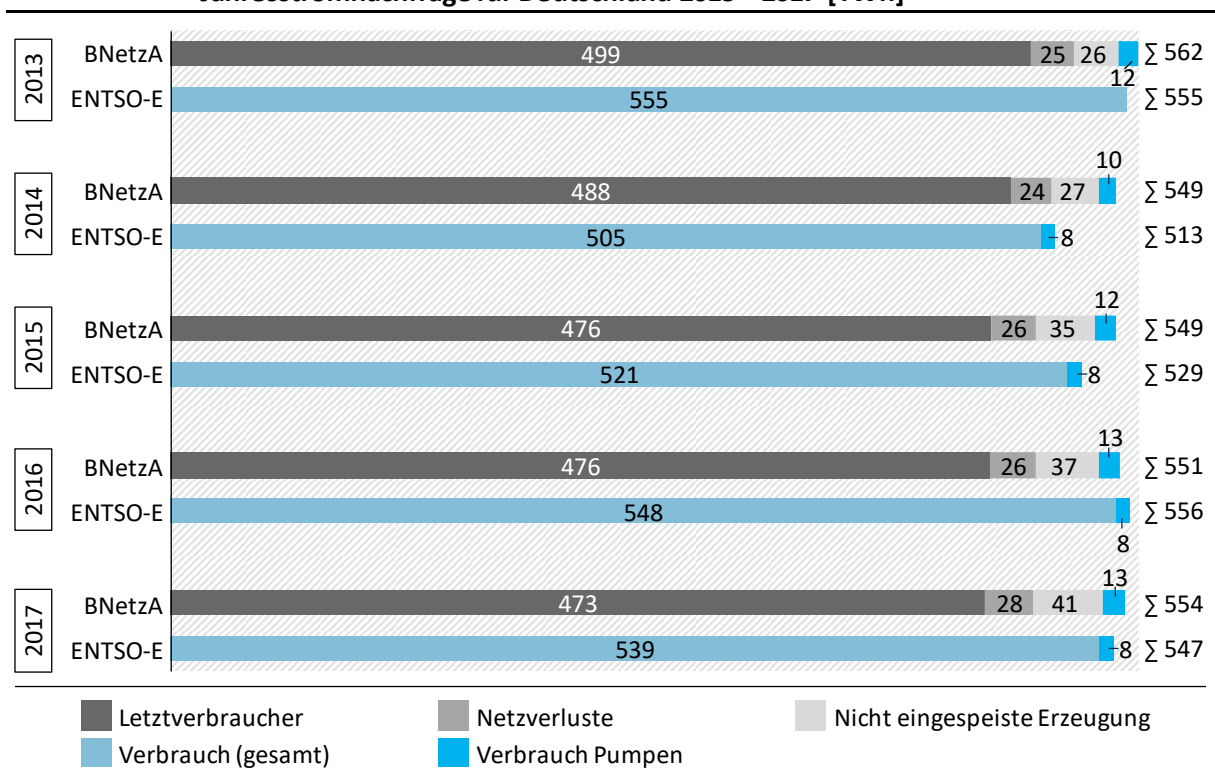
Tabelle 5: Durchschnittliche kumulierte Import- und Export-NTCs für 2014 [MW]

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_2017b]

Die reale stündliche Stromnachfrage wird für alle Länder mit Ausnahme von Deutschland ebenfalls von der ENTSO-E Transparenzplattform übernommen [ENTSO-E_2014, ENTSO-E_2015, ENTSO-E_2016, ENTSO-E_2017a, ENTSO-E_2018a]. Für Deutschland wird lediglich das normierte stündliche Nachfrageprofil der ENTSO-E angewandt, welches mit der ausgewiesenen Jahresmenge der BNetzA skaliert wird [BNetzA_2014a, BNetzA_2015, BNetzA_2016a, BNetzA_2017a, BNetzA_2018a].¹ 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 6). 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.

Abbildung 6: Vergleich der von ENTSO-E und BNetzA ausgewiesenen Jahresstromnachfrage für Deutschland 2013 - 2017 [TWh]



Eigene Darstellung basierend auf [BNetzA_2014a, BNetzA_2015, BNetzA_2016a, BNetzA_2017a, BNetzA_2018a, ENTSO-E_2014, ENTSO-E_2015, ENTSO-E_2016, ENTSO-E_2017a, ENTSO-E_2018a].

¹ Für die Normierung werden stündliche ENTSO-E Werte durch die aufsummierte ENTSO-E-Jahresnachfrage dividiert. Für die Skalierung werden die normierten stündlichen ENTSO-E-Werte anschließend mit der ausgewiesenen BNetzA-Jahresnachfrage multipliziert.

5.2 Methodik zur Quantifizierung der EU-weiten Substitutionseffekte durch die deutsche EE-Stromerzeugung

Mithilfe des Dispatch-Moduls des Strommarktmodells ELTRAMOD wird der EU-weite Kraftwerkseinsatz mit stündlicher Auflösung sowohl für den kontrafaktischen als auch für den realen Kraftwerkspark (vgl. Abbildung 3) separat für jedes betrachtete Jahr modellgestützt berechnet. Der reale Kraftwerkspark für Deutschland, die deutschen Anrainerstaaten sowie Italien und Schweden ist blockscharf modelliert. Die hypothetischen zusätzlichen Erzeugungskapazitäten in Deutschland für den kontrafaktischen Fall sowie die Erzeugungskapazitäten in den restlichen EU-Staaten werden differenziert für jedes Land, jedoch aggregiert für einzelne energieträgerspezifische Technologien abgebildet. Im Ergebnis ist die EU-weite Substitution von konventionellen Erzeugungsmengen, differenziert nach:

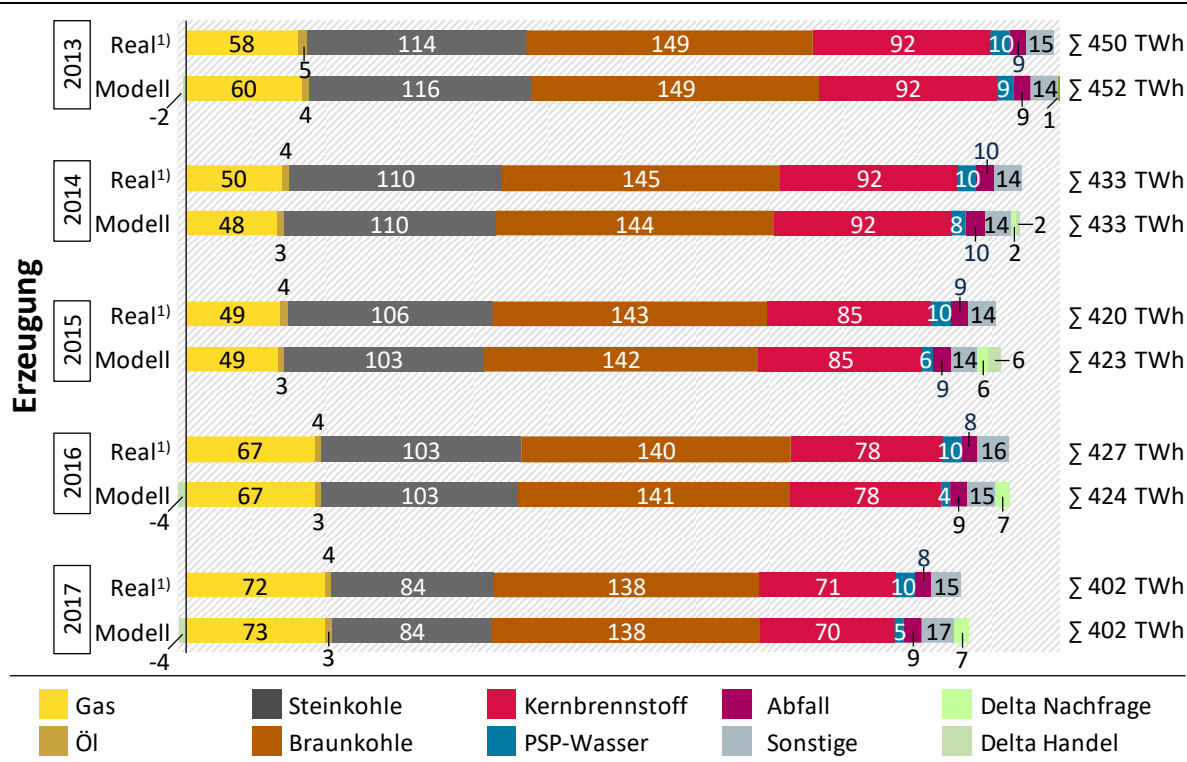
- ▶ Braunkohle,
- ▶ Steinkohle,
- ▶ Erdgas,
- ▶ Öl,
- ▶ Kernbrennstoff,
- ▶ PSP-Wasser (Pumpspeicher ohne natürlichen Zufluss),
- ▶ Sonstige konventionelle Energieträger,

durch EE-Erzeugungsmengen in Deutschland, differenziert nach:

- ▶ Solar (Photovoltaik),
- ▶ Wind an Land (Wind Onshore),
- ▶ Wind auf See (Wind Offshore),
- ▶ Biomasse,
- ▶ Wasser EE,
- ▶ Sonstige erneuerbare Energieträger

separat für jedes Land und jedes Jahr auszuweisen. Hierfür werden die Ergebnisse eines Modelllaufs zur Bestimmung des realen Kraftwerkseinsatzes mit den Ergebnissen eines Modelllaufs zur Bestimmung des kontrafaktischen Kraftwerkseinsatzes jeweils mit stündlicher Auflösung herangezogen. In beide Modellläufe gehen die real beobachteten Daten für Preise und Stromnachfrage etc. ein (vgl. Abschnitt 5.1). Auf dieser Grundlage wird ELTRAMOD-Dispatch für jedes betrachtete Jahr auf die historischen Stromerzeugungsmengen inklusive der EE-Einspeisung und die Handelsbilanzen kalibriert. Abbildung 7 zeigt das Ergebnis der Modellkalibrierung jeweils auf Jahresebene.

Abbildung 7: Ergebnisse der Modellkalibrierung für Deutschland und Vergleich mit den Zahlen des BNetzA-Monitoringberichts 2013 - 2017 ohne EE-Erzeugung [TWh]



Eigene Darstellung [ESA² GmbH, TU Dresden] sowie ¹⁾ basierend auf [BNetzA_2014a, BNetzA_2015, BNetzA_2016a, BNetzA_2017a, BNetzA_2018a]. Für eine übersichtlichere Darstellung wurde auf die Ausweisung der EE-Erzeugungsmengen verzichtet, da diese im Modell exogen vorgegeben sind.

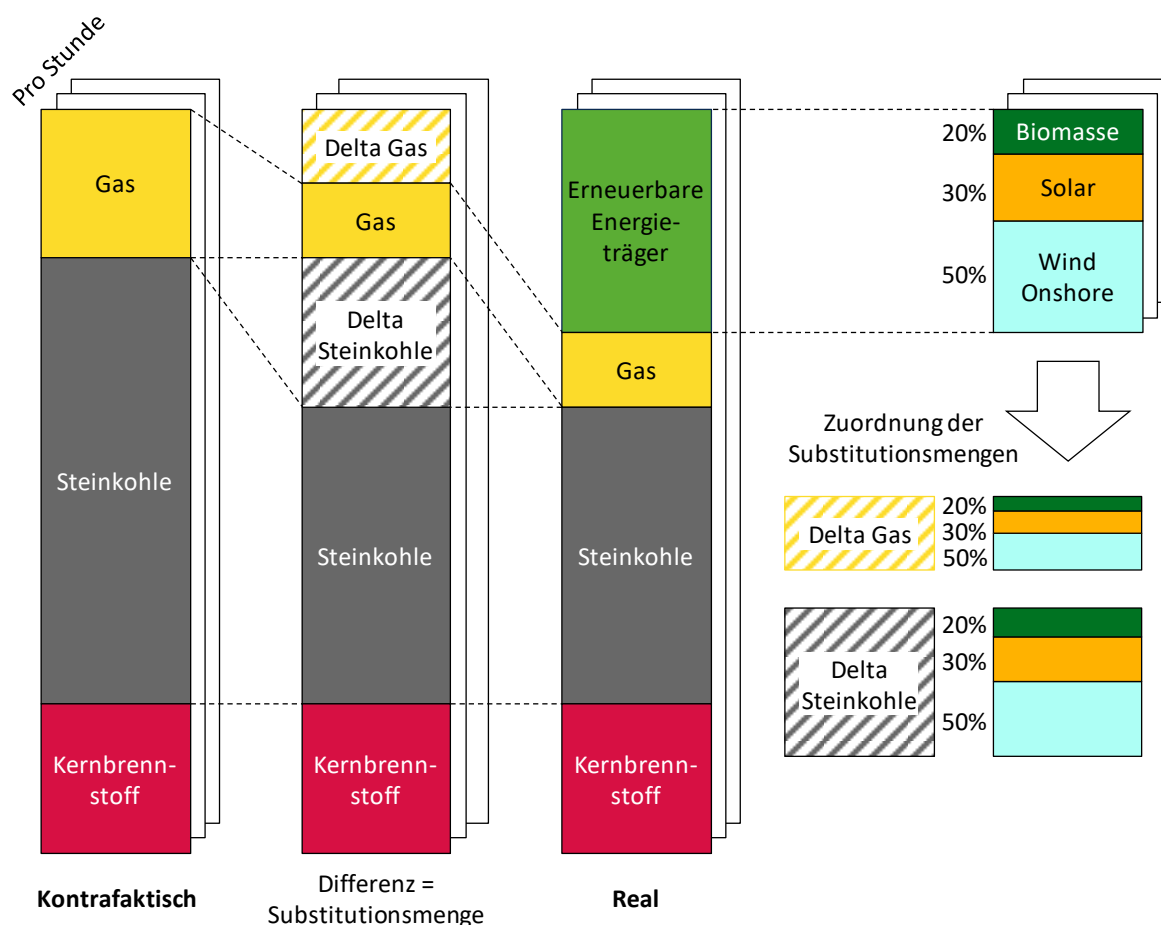
Bei der Modellkalibrierung wurde auf die Einspeisung aus den wesentlichen konventionellen Erzeugungstechnologien fokussiert, insbesondere auf die aus den Grundlasttechnologien Braunkohle und Kernenergie sowie aus Steinkohle. Geringfügige Abweichungen ergeben sich beim Energieträger Gas. Diese begründen sich im Wesentlichen durch dessen Einsatz in KWK-Anlagen, welcher durch den Wärmebedarf bestimmt wird (sogenannter „Wärme-Must-Run“). Der KWK-Einsatz wird im Modell vereinfacht über eine einheitliche Wärmebedarfslinie abgebildet. Da es sich um eine Must-Run-Bedingung handelt, kann dieser Anlageneinsatz nicht substituiert werden, sodass diese Vereinfachung auch nur einen geringen Einfluss auf die Quantifizierung der Substitutionseffekte hat.

Der Pumpspeichereinsatz wird durch das Modell generell etwas unterschätzt. Wesentliche Gründe dafür sind darin zu sehen, dass das Modell von perfekter Voraussicht profitiert, kurzfristige Flexibilitätsbedarfe (bspw. auf dem Intra-Day-Markt) nicht abgebildet sind und zudem nicht alle technischen Restriktionen und Gegebenheiten im System ausreichend genau modelliert werden können. Vor diesem Hintergrund fällt der modellierte Flexibilitätsbedarf als ein Treiber für den Pumpspeichereinsatz etwas geringer als in der Realität aus. Daraus resultieren auch kleine Abweichungen bei der Stromnachfrage für das Pumpen. Die Energieträgerkategorie „Sonstige“ beinhaltet u. a. Industriekraftwerke und ist für die Analyse von geringerer Bedeutung. Hier ist die öffentlich verfügbare Datenlage nicht eindeutig und unterliegt einer größeren Unsicherheit. Auch diese Kapazitäten werden im Modell als Must-Run-Kapazitäten abgebildet und können 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.

Die stündlichen Ergebniswerte der kalibrierten Läufe mit dem realen deutschen Kraftwerkspark stellen die Zeitreihe des realen Kraftwerkseinsatzes dar. Zur Bestimmung der kontrafaktischen Erzeugungsmengen wird der reale durch den kontrafaktischen deutschen Kraftwerkspark im kalibrierten Modell ersetzt, welcher im Abschnitt 4.3 beschrieben ist. Mit dieser Anpassung und unter Vernachlässigung der deutschen EE-Einspeisung wird ein erneuter Modelllauf für jedes Jahr durchgeführt. Diese Ergebniswerte stellen die Zeitreihe des kontrafaktischen Kraftwerkseinsatzes dar.

Auf Grundlage der beiden ermittelten Zeitreihen wird für jedes Land und für jede einzelne Stunde zunächst die Verdrängung der einzelnen konventionellen Erzeugungsmengen aus Kernbrennstoff, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Erdöl und sonstigen Anlagen berechnet, indem der reale Erzeugungswert vom kontrafaktischen Erzeugungswert subtrahiert wird. Die Vorgehensweise ist im linken Teil der Abbildung 8 schematisch dargestellt. Ein positiver Verdrängungswert repräsentiert somit die durch die deutsche EE-Erzeugung ersetzte konventionelle Erzeugungsmenge in einer bestimmten Stunde. Ein negativer Verdrängungswert ist dahingehend zu interpretieren, dass in dieser Stunde die Erzeugungsmenge aus einem bestimmten konventionellen Energieträger durch die deutsche EE-Erzeugung höher ausfällt, als es ohne die EE-Erzeugung der Fall gewesen wäre.

Abbildung 8: Ermittlung der Substitutionsmengen und Verteilung auf die einzelnen EE-Technologien



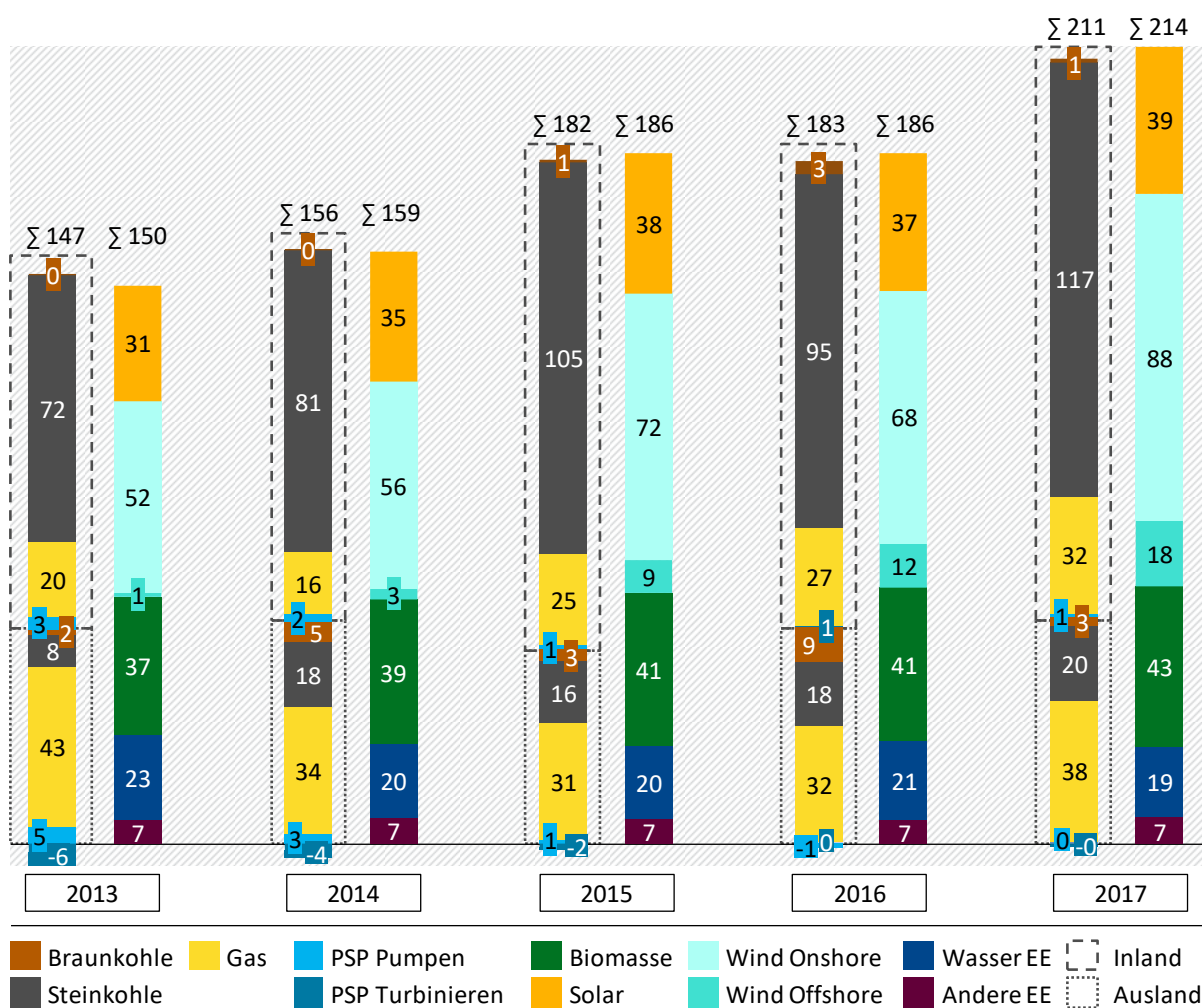
Eigene Darstellung [ESA² GmbH, TU Dresden].

Im nächsten Schritt werden die ermittelten Verdrängungswerte den einzelnen erneuerbaren Energien (Solar, Wind-Onshore, Wind-Offshore, Biomasse, Wasser und sonstige EE) zugeordnet. Hierbei ist zu beachten, dass sich keine Rangfolge bei der EE-Einspeisung festlegen lässt. Die einzelnen EE-Technologien genießen Einspeisevorrang bzw. sind mit Grenzkosten von 0 EUR im Markt. Vor diesem Hintergrund wird für jede Stunde zunächst der Anteil der einzelnen EE-Technologien an der gesamten EE-Einspeisung in Deutschland berechnet. Die verdrängten konventionellen Erzeugungsmengen werden anschließend auf Basis dieser Anteile den einzelnen EE-Technologien zugeordnet. Die Vorgehensweise ist im rechten Teil der Abbildung 8 schematisch dargestellt. Mit dieser Aufteilung wird sichergestellt, dass die Verdrängung in einer Stunde den zu diesem Zeitpunkt einspeisenden EE-Technologien konsistent zugerechnet wird. Dabei werden auch beschränkte zeitliche Verlagerungen von Substitutionseffekten adäquat berücksichtigt, welche durch den Einsatz der Pumpspeicherwerke entstehen. Durch die unterschiedlichen Einspeiseprofile ergeben sich dann in der Jahresbetrachtung durch Aufsummierung spezifische Substitutionseffekte je EE-Technologie.

6 Ausblick auf die Ergebnisse und weitere Analyseschwerpunkte zur Quantifizierung von Substitutionseffekten

Die Ergebnisse der ermittelten europaweiten Substitutionseffekte durch die deutsche EE-Einspeisung werden im Endbericht zum SeEiS-Projekt detailliert ausgewiesen. Abbildung 9 gibt in aggregierter Form eine Vorschau auf die Ergebnisse für die Jahre 2013 bis 2017. Die rechten Balken in den einzelnen Jahren weisen die deutsche EE-Erzeugung aus. Die linken Balken spiegeln die dadurch verdrängten konventionellen Erzeugungsmengen getrennt nach In- und Ausland wider. Zu erkennen ist, dass die Verdrängung der konventionellen Erzeugung entsprechend der zunehmenden EE-Erzeugung von ca. 150 TWh auf über 200 TWh pro Jahr bis 2017 angestiegen ist. Dieser Zuwachs resultiert im Wesentlichen aus dem Ausbau der deutschen Windkraft. Der starke Anstieg der Verdrängung für 2015 ist auf die sehr guten Windverhältnisse in diesem Jahr zurückzuführen. Die Wind-Onshore-Einspeisung beträgt hier 72 TWh. 2016 werden dagegen nur 68 TWh produziert, obwohl gegenüber 2015 rund 4 GW zusätzliche Winderzeugungskapazität installiert sind.

Abbildung 9: Verdrängte konventionelle Stromerzeugung in Deutschland und im europäischen Ausland durch die deutsche EE-Einspeisung 2013 - 2017 [TWh]



Eigene Darstellung [ESA² GmbH, TU Dresden].

Hinsichtlich der Verteilung der Substitutionseffekte zwischen dem In- und Ausland ist festzustellen, dass 2013 ca. 40 % der deutschen EE-Einspeisung zu Verdrängung konventioneller Erzeugungsmengen im Ausland geführt haben. Dieser Anteil nimmt bis 2017 kontinuierlich ab, bleibt jedoch mit etwa 50 TWh absolut gesehen 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. In 2017 beträgt der inländische Anteil an der Gesamtverdrängung durch die deutsche EE-Erzeugung 72 %.

Die Tabelle 6 zeigt die nach einzelnen Energieträgern aufgeschlüsselten Verdrängungsbeziehungen zwischen der EE-Stromerzeugung in Deutschland und der verdrängten konventionellen Erzeugung in Europa für das Jahr 2017. Auf der Seite der konventionellen Erzeugung wird auch die geänderte Stromerzeugung aus Pumpspeichern (Turbinieren) ausgewiesen, welche in das deutsche Netz einspeisen. Ein negativer Verdrängungswert bedeutet, dass sich der Einsatz des konventionellen Energieträgers durch die deutsche EE-Einspeisung erhöht.

Des Weiteren sind Substitutionseffekte bei den im Ausland installierten steuerbaren EE-Anlagen (insbesondere ausländische 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.

Ergänzend sind in Tabelle 6 noch die geänderte Stromnachfrage für den Pumpbetrieb der Pumpspeicher am deutschen Netz sowie der angenommene technische Eigenbedarf der deutschen EE-Anlagen bilanziell erfasst. Hierbei ist ein positiver Wert als zusätzlicher Strombedarf durch die deutsche EE-Erzeugung zu interpretieren. Der Summenwert in jeder Spalte weist letztendlich die Bruttostromerzeugung aus dem jeweiligen erneuerbaren Energieträger in Deutschland aus.

Tabelle 6: Verdrängte Stromerzeugung in Deutschland und im europäischen Ausland durch die deutsche EE-Einspeisung im Jahr 2017 differenziert nach Energieträgern [TWh]

	Solar	Wind Onshore	Wind Offshore	Biomasse	Wasser EE (ohne PSP)	Sonstige (erneuerbar)	Summe
Kernbrennstoff	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	0,5	1,9	0,3	0,7	0,3	0,1	3,8
Steinkohle	21,4	56,4	11,5	30,1	13,2	4,1	136,7
Gas	13,8	28,9	5,8	13,7	5,9	1,9	70,0
Öl	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige (konventionell)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher ¹⁾ (Turbinieren)	0,3	-0,3	-0,1	-0,3	-0,2	0,0	-0,6
Steuerbare EE im Ausland	3,9	-1,0	-0,4	-1,7	-0,5	-0,2	0,0
Pumpspeicher ¹⁾ (Pumpen)	-0,4	0,4	0,1	0,5	0,2	0,1	0,9
Techn. Eigenverbrauch EE	0,0	1,8	0,3	0,3	0,2	1,1	3,6
Summe	39,4	88,1	17,6	43,2	19,1	7,0	214,4

¹⁾ Pumpspeicher ohne natürlichen Zufluss, die ins deutsche Netz einspeisen.

Eine entsprechende Verdrängungsmatrix wird für jedes betrachtete Jahr erstellt. Auf dieser Grundlage werden anschließend 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.

Zusätzlich zur Quantifizierung der Verdrängungseffekte für die Berechnung der EE-Emissionsbilanz werden weiterführende Wirkungsanalysen im Rahmen des SeEiS-Projektes vorgenommen. Eingehender wird bspw. die Wirkung von Stromspeichern auf die Substitutionseffekte untersucht. Ebenso sollen saisonale und tageszeitliche Trends und Muster von Verdrängungseffekten analysiert und charakterisiert werden. In diesem Zusammenhang werden mögliche Spannbreiten der Substitutionsbeziehungen zwischen der deutschen EE-Stromerzeugung und dem in- und ausländischen fossilen Kraftwerkspark näherungsweise quantifiziert. Ein besonderes Augenmerk wird dabei auf erkennbare typische Substitutionssituationen sowie «Extrem-situationen» bei hoher und niedriger EE-Erzeugung gelegt.

Ergänzend wird die Belastung des Stromnetzes durch die EE-Erzeugung betrachtet. Mithilfe eines europäischen Netzmodells wird dabei untersucht, welche Auswirkung erneuerbare und konventionelle Erzeuger auf Netzenspässe in Deutschland, in europäischen Nachbarstaaten sowie an den Grenzkuppelstellen haben.

Die Ergebnisse der erweiterten Analysen zu den Substitutionseffekten werden ausführlich im Endbericht zum SeEiS-Projekt dargestellt.

7 Quellenverzeichnis

- [BAFA_2018] Bundesamt für Ausfuhrkontrolle (2018): Rohstoffe.
http://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/rohstoffe_node.html. Abgerufen am 02.08.2018.
- [BMU_2007] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2007): Leitstudie 2007 “Ausbaustrategie Erneuerbare Energien”. Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050.
https://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/Leitszenario2006_2007_03_13.pdf.
- [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.
https://www.dlr.de/Portaldata/1/Resources/portal_news/newsarchiv2008_5/Leitstudie2008_unters.pdf.
- [BMU_2010] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2010.
https://elib.dlr.de/69139/1/Leitstudie_2010.pdf.
- [BMU_2012] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2012.
https://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf.
- [BMWi_2016] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2015, Berlin.
- [BNetzA_2014a] Bundesnetzagentur (2014): Monitoringbericht 2014.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4. Abgerufen am 01.07.2017.
- [BNetzA_2014b] Bundesnetzagentur (2014): Kraftwerksliste. Stand: 19.02.2014.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/VeroeffKraftwerksliste_xls.xls?__blob=publicationFile&v=2. Abgerufen am 01.07.2017.
- [BNetzA_2014c] Bundesnetzagentur (2014): Kraftwerksliste. Stand: 17.10.2014.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Kraftwerksliste_2014.xlsx?__blob=publicationFile&v=17. Abrufen am 01.07.2017.
- [BNetzA_2015] Bundesnetzagentur (2015): Monitoringbericht 2015.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=4. Abgerufen am 01.07.2017.

- [BNetzA_2016a] Bundesnetzagentur (2016): Monitoringbericht 2016.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2. Abgerufen am 01.07.2017.
- [BNetzA_2016b] Bundesnetzagentur (2016): Kraftwerksliste. Stand: 10.05.2016.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Kraftwerksliste_2015.xlsx?__blob=publicationFile&v=5. Abgerufen am 01.07.2017.
- [BNetzA_2017a] Bundesnetzagentur (2017): Monitoringbericht 2017. Stand: 13.12.2017.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3. Abgerufen am 01.07.2017.
- [BNetzA_2017b] Bundesnetzagentur (2017): Kraftwerksliste. Stand: 31.03.2017.
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste.html. Abgerufen am 01.07.2017.
- [BNetzA_2018a] Bundesnetzagentur (2018): Monitoringbericht 2018. Stand: 8. Februar 2019.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?__blob=publicationFile&v=3. Abgerufen am 24.09.2018.
- [BNetzA_2018b] Bundesnetzagentur (2018): Kraftwerksliste. Stand: 02.02.2018.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Kraftwerksliste_2018_2.xlsx?__blob=publicationFile&v=3. Abgerufen am 24.09.2018.
- [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: Abgestimmtes Thesenpapier.
- [DIW_2013] Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (2013): Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050. Data Documentation. Berlin.
https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf.
- [EC_2017] European Commission (2017): Weekly Oil Bulletin.
<https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/weekly-oil-bulletin>.
- [ENTSO-E_2014] European Network of Transmission System Operators for Electricity (2014): STATISTICAL FACTSHEET 2013. https://docstore.entsoe.eu/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.
https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs2014_web.pdf.
- [ENTSO-E_2016] European Network of Transmission System Operators for Electricity (2016): STATISTICAL FACTSHEET 2015.
https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs2015_web.pdf.

- [ENTSO-E_2017a] European Network of Transmission System Operators for Electricity (2017): STATISTICAL FACTSHEET 2016.
https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs_2016_web.pdf.
- [ENTSO-E_2017b] European Network of Transmission System Operators for Electricity (2017): Transparency Platform. <https://transparency.entsoe.eu>.
- [ENTSO-E_2018a] European Network of Transmission System Operators for Electricity (2018): STATISTICAL FACTSHEET 2017.
https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs_2017.pdf.
- [ENTSO-E_2018b] European Network of Transmission System Operators for Electricity (2018): Transparency Platform. <https://transparency.entsoe.eu>.
- [Eurostat_2017] Eurostat (2017): Database. <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database>.
- [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.
- [IER_2010] IER Uni Stuttgart (2010): Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 - Energieprognose 2009. Stuttgart.
- [Netztrans_2017] Netztransparenz.de (2017): <https://www.netztransparenz.de/>.
- [Netztrans_2018] Netztransparenz.de (2018): <https://www.netztransparenz.de/>.
- [Sensfuß_2010] Sensfuß, F. (2010): Analysen zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien, Karlsruhe.
- [Schröter_2004] Schröter, J. (2004): Auswirkungen des europäischen Emissionshandelssystems auf den Kraftwerkeinsatz in Deutschland.
- [Schubert_2016] Schubert, D. K. J. (2016). Bewertung von Szenarien für Energiesysteme. TU Dresden.
http://www.qucosa.de/fileadmin/data/qucosa/documents/20222/SchubertDaniel_BewertungvonSzenarienfürEnergiesystemeNeu.pdf.
- [Traber_2011] Traber, T.; Kemfert, C. (2011): Gone with the Wind? – Electricity Market Prices and Incentives to Invest in Thermal Power Plants under Increasing Wind Energy Supply. Energy Economics 33 (2011), pp.249–256.
- [UBA_2014] UBA (2014): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2013.
http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/climate_change_23_2014_komplett.pdf.
- [UBA_2018] Memmler, M., Lauf, T., Wolf, K., Schneider, S. (2018). Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger 2017 - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2017, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.
- [VGB_2011] VGB PowerTech (2011): Investment and Operation Cost Figures – Generation Portfolio, Essen.
- [Ziems_2012] Ziems, Ch., Meinke, S., Nocke, J., Weber, H., Hassel, E. (2012): Kraftwerksbetrieb bei Einspeisung von Windparks und Photovoltaikanlagen. Rostock.

Tabelle 7: 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 7 (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 7 (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.energa-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