
Kopplung der Sektoren Strom und Gas mittels Power-to-Gas-Anlagen zur Dekarbonisierung der Stromversorgung

Zur Erlangung des akademischen Grades eines

**Doktors der Ingenieurwissenschaften
(Dr.-Ing.)**

von der KIT-Fakultät für Wirtschaftswissenschaften
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)

genehmigte

Dissertation

von

Dipl.-Ing. Christoph Nolden

Tag der mündlichen Prüfung: 7. Dezember 2022

Referent: Prof. Dr. Wolf Fichtner

Korreferent: Prof. Dr. Martin Wietschel



Dieses Werk ist lizenziert unter einer Creative Commons Namensnennung -
Weitergabe unter gleichen Bedingungen 4.0 International Lizenz (CC BY-SA 4.0):
<https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/deed.de>

Vorwort

Der Grundstein für die vorliegende Arbeit wurde während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter des Lehrstuhls für Energiewirtschaft im Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion am Karlsruher Institut für Technologie gelegt. Dem Instituts- und Lehrstuhlleiter Herrn Prof. Wolf Fichtner gilt mein innigster Dank für die jahrelange Unterstützung, seinen fachlichen Rat, seine Geduld und das entgegengebrachte Vertrauen. Herrn Dr. Armin Ardone danke ich ebenso für seine Treue, die fachliche Unterstützung und die wertvollen Diskussionen. Bei Herrn Prof. Dr. Martin Wietschel bedanke ich mich für die Übernahme des Korreferats. Nicht zuletzt möchte ich die stets angenehme und freundliche Arbeitsatmosphäre am Institut erwähnen, an die ich mich gerne zurückerinnere. Viele spannende Diskussionen bei einer Tasse Kaffee haben zum Gelingen der Arbeit beigetragen. Den Kolleginnen und Kollegen gilt mein herzlicher Dank, insbesondere Dogan, Robert, Valentin, Dominik, Martin, Sandy, Heidi, Rupert, Hannes, Thomas, Viktor, Patrick, Lutz, Yvonne und Massimo.

Meiner Familie danke ich für das Verständnis, die fortwährende Unterstützung und das Ertragen der Entbehrungen an so manchem Wochenende und in den Ferien. Insbesondere danke ich meiner Frau Andrea, ohne die diese Arbeit hätte nicht entstehen können.

Kurzfassung

Zur Erreichung der gesetzten Klimaschutzziele müssen die Treibhausgas-Emissionen möglichst rasch reduziert werden. Dabei kommt der Energiewirtschaft eine wichtige Bedeutung zu, weil sie zum einen für etwa ein Drittel der energiebedingten Treibhausgas-Emissionen verantwortlich ist und sich zum anderen über den Energieträger Strom weitere Sektoren dekarbonisieren lassen. Wichtige Schlüsseltechnologien stellen dabei Wärmepumpen und Elektrolyseure zur Produktion von Wasserstoff dar.

Im Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) ist verankert, dass der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2030 auf mindestens 65 Prozent wachsen soll und dass vor dem Jahr 2050 die gesamte in der Bundesrepublik Deutschland produzierte und verbrauchte Strommenge treibhausgasneutral zu erzeugen ist. Der Koalitionsvertrag der amtierenden Bundesregierung sieht ferner vor, dass das Erneuerbaren-Ziel zum einen auf einen erhöhten Bruttostrombedarf auszurichten ist und dass der Anteil erneuerbarer Energien im Jahr 2030 bereits 80 Prozent betragen soll.

Zum Erreichen der formulierten Ziele müssen Erneuerbare-Energien-Anlagen deutlich schneller als in der jüngeren Vergangenheit ausgebaut werden. Neben Flexibilisierungen in der Stromnachfrage erfordert deren massiver Ausbau einen deutlichen Ausbau von Speichermöglichkeiten, um einerseits die Versorgungssicherheit in Zeiten schwacher erneuerbarer Stromproduktion zu gewährleisten und um andererseits in Zeiten sehr hoher erneuerbarer Stromproduktion Abregelungen zu vermeiden. Beim Ausbau der Speicherkapazitäten kommt neben Batteriespeichern insbesondere das Power-to-Gas-Konzept aus zwei Gründen in Betracht. Zum einen erfüllt es die Anforderungen an Kurzzeitspeicher wie auch an saisonale Langzeitspeicher. Zum anderen lassen sich die produzierten Wasserstoffmengen zur Rückverstromung einsetzen oder können den Einsatz fossiler Energieträger in anderen Sektoren substituieren.

Die vorliegende Arbeit analysiert, inwieweit sich die Einbindung von Elektrolyseuren in das Stromversorgungssystem positiv auf die Integrierbarkeit fluktuierender erneuerbarer Energien auswirkt. Dabei stehen drei Fragen im Mittelpunkt:

1. Wie viele Power-to-Gas-Anlagen lassen sich unter ökonomischen Gesichtspunkten unter Zugrundelegung von Ausbauzielen in das System integrieren?
2. Wie wirkt sich diese Integration auf die Abregelungen erneuerbarer Energien aus und wie lässt sich dieser Effekt quantifizieren?
3. Inwieweit lässt sich der Stromsektor durch das Power-to-Gas-Konzept vollständig auf erneuerbare Energien umstellen und dekarbonisieren?

Zur Bearbeitung der Fragestellungen kommt ein techno-ökonomisches Optimiermodell zum Einsatz, das als gemischt-ganzzahliges Problem formuliert ist. Es bildet das deutsche Elektrizitätsversorgungssystem mit allen Kraftwerken und dem Übertragungsnetz in räumlich hoher Auflösung ab. In die zu minimierende Zielfunktion des Modells fließen alle entscheidungsrelevanten Systemausgaben ein. Zu den wichtigen Modellvariablen gehören der Zu- und Rückbau konventioneller Kraftwerke, der Zubau von Elektrolyseuren sowie die Abregelung erneuerbarer Energien. Die sich im Höchstspannungsnetz einstellenden Lastflüsse werden endogen bestimmt und deren technische Zulässigkeit über Nebenbedingungen sichergestellt.

Die Berechnungen erfolgen auf der Basis von 3 Szenarios. Im Basisszenario wird die Entwicklung des Systems ohne die Integration von Elektrolyseuren betrachtet. Im zweiten Szenario wird ein Erneuerbaren-Ausbauziel von 80 Prozent bis 2050 vorgegeben und das Modell kann an bestimmten Netzknoten Power-to-Gas-Anlagen zubauen. Das dritte beinhaltet als zusätzliche Nebenbedingung, dass die Stromnachfrage bilanziell vollständig aus erneuerbaren Energien gedeckt wird, und unterstellt den dazu notwendigen Ausbaupfad für erneuerbare Energien.

Im Ergebnis zeigt sich, dass im zweiten Szenario Power-to-Gas-Anlagen mit einer installierten Leistung von etwa 5 GW_{el} ins System integriert werden. Die Abregelung der Einspeisungen von Photovoltaik- und Windenergieanlagen lässt sich dadurch um ein Drittel von 9 Prozent auf 6 Prozent reduzieren. Bei einem deutlich höheren Ausbaukorridor für erneuerbare Energien steigt die installierte Leistung von Power-to-Gas-Anlagen im selben Betrachtungszeitraum auf ca. 38 GW_{el}. Die in diesen Anlagen produzierte Wasserstoffmenge reicht zur Rückverstromung sowie zur Substitution von konventionellem Erdgas in anderen Sektoren aus und führt dort zu einer CO₂-Minderung von ca. 4 Millionen Tonnen pro Jahr.

In der durchgeführten Modellierung kann gezeigt werden, dass das Power-to-Gas-Konzept einen wesentlichen Beitrag zur vollständigen Dekarbonisierung der Stromversorgung leisten kann. Es ist grundsätzlich geeignet, Überschüsse in Zeiten hoher Einspeisungen aus erneuerbaren Energien zur Energiespeicherung zu nutzen und die gespeicherte Energie in Zeiten niedriger Verfügbarkeiten von erneuerbaren Anlagen rückzuverstromen. Darüber hinaus wirkt es sich positiv auf die Integrationsfähigkeit erneuerbarer Energien aus, indem es hilft, Abregelungen zu verringern und zu vermeiden.

Insgesamt sind das Marktumfeld und die politischen Rahmenbedingungen sehr dynamisch. Zum einen stellt die in der Zwischenzeit erwartete, direkte Nachfrage nach Wasserstoff, die in der vorliegenden Arbeit keine Berücksichtigung findet, einen weiteren Treiber zur Integration von Elektrolyseuren dar. Zum anderen ist die Frage nach der Ausgestaltung von Förderinstrumenten für den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft noch offen. Beides wirkt sich direkt auf die Ergebnisse dieser Arbeit aus. Dennoch können die Ergebnisse für weitere, sich anschließende Analysen und Untersuchungen genutzt werden.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	i
Kurzfassung	ii
Inhaltsverzeichnis	v
Abbildungsverzeichnis	vii
Tabellenverzeichnis	ix
Abkürzungsverzeichnis	xi
Nomenklatur	xiii
1 Einleitung	1
1.1 Hintergrund, Motivation und Problemstellung	1
1.2 Ziel der Arbeit	3
1.3 Gliederung der Arbeit	5
2 Entwicklungen in der Elektrizitätswirtschaft	7
2.1 Marktliberalisierung	8
2.2 Das europäische Emissionshandelsystem	9
2.3 Ausstieg aus der Kernenergienutzung sowie der Kohleverstromung	15
2.3.1 Ausstieg aus der friedlichen Nutzung der Kernenergie	15
2.3.2 Ausstieg aus der Kohleverstromung	16
2.4 Erneuerbare Energien	18
2.4.1 Entwicklung erneuerbarer Energien	18
2.4.2 Regulatorischer Rahmen inklusive Zielvorgaben für erneuerbare Energien	27
2.4.3 Abregelungen erneuerbarer Energien	29
2.5 Speicher und flexible Lasten	31
2.6 Sektorenkopplung	32
3 Energiesystemmodelle	35
3.1 Abgrenzungsmöglichkeiten	35
3.2 Abbildung erneuerbarer Energien	37
3.3 Modellkopplungen	38
4 Modellbeschreibung	39
4.1 Kurzbeschreibung des Modells PERSEUS-PTG	39
4.2 Zeitliche Auflösung	41
4.3 Weiterentwicklungen	43
4.4 Mathematische Beschreibung	45
4.4.1 Zielfunktion	45
4.4.2 Bilanzierungsgleichungen	46
4.4.3 Kapazitätsrestriktionen und Verfügbarkeiten des Kraftwerkparks	47
4.4.4 Netzrestriktionen	47
5 Szenarioahmen und Modell-Eingangsparemeter	50
5.1 Elektrizitätsnachfrage	51

5.2	Preise für CO ₂ -Zertifikate im Modell	51
5.3	Primärenergieträgerpreise.....	52
5.4	Thermische Kraftwerke	55
5.4.1	Bestandskraftwerke	55
5.4.2	Investitionsoptionen.....	58
5.5	Annahmen zur Parametrisierung der Power-to-Gas-Anlagen	58
5.6	Annahmen über die Entwicklung der erneuerbaren Energien	60
5.6.1	Ausbaupfad im Basis- und im Power-to-Gas-Szenario	61
5.6.2	Ausbaupfad im Dekarbonisierungsszenario.....	62
5.7	Entwicklung des Höchstspannungsnetzes	63
6	Ergebnisse	65
6.1	Basisszenario.....	65
6.2	Power-to-Gas-Szenario.....	67
6.3	Dekarbonisierungsszenario.....	70
7	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	75
8	Kritische Würdigung und Ausblick	79
	Literaturverzeichnis	82

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: CO ₂ -Zertifikatepreis während der zweiten Handelsperiode	11
Abbildung 2: CO ₂ -Zertifikatepreis während der dritten Handelsperiode	13
Abbildung 3: CO ₂ -Zertifikatepreis in der laufenden vierten Handelsperiode	14
Abbildung 4: Installierte EE-Leistungen in Gigawatt und EE-Bruttostromerzeugung	20
Abbildung 5: Struktur der EE-Bruttostromerzeugung und Anteil am Bruttostromverbrauch	21
Abbildung 6: Kumulierte Windenergieleistung an Land, jährlicher Netto-Zubau und Rückbau sowie Anlagenzahl	22
Abbildung 7: Kumulierte Windenergieleistungen auf See und Zahl errichteter Anlagen	24
Abbildung 8: Kumulierte installierte PV-Leistung und resultierende Bruttostromerzeugung	25
Abbildung 9: Kumulierte installierte Leistung und resultierende Bruttostromerzeugung aus Biomasse-Anlagen	26
Abbildung 10: Funktionsprinzip des Power-to-Gas-Konzepts	33
Abbildung 11: Zeitliche Auflösung im Modell	42
Abbildung 12: Ausgewählte variable Betriebskosten	54
Abbildung 13: Vollkosten ausgewählter Braun- und Steinkohlekraftwerke sowie für GuD- und GT-Neubauten	55
Abbildung 14: Sterbelinie der Bestandskraftwerke im Basis- und Power-to-Gas-Szenario	56
Abbildung 15: Sterbelinie der bestehenden Kraftwerke im Dekarbonisierungsszenario	57
Abbildung 16: Darstellung des im Modell hinterlegten Übertragungsnetzes	63
Abbildung 17: Entwicklung der Bestandskraftwerke im Basisszenario	66
Abbildung 18: Kumulierter Kraftwerkszubau im Basisszenario	66
Abbildung 19: Kumulierter Kraftwerkszubau im Power-to-Gas-Szenario	68
Abbildung 20: Gebiete des höchsten negativen Redispatch-Bedarfs und Netzknoten mit Zubau von PtG-Anlagen im PtG-Szenario	69
Abbildung 21: Entwicklung der Bestandskraftwerke im Dekarbonisierungsszenario	70
Abbildung 22: Kumulierter Kraftwerkszubau im Dekarbonisierungsszenario	71
Abbildung 23: Zubau von Power-to-Gas-Anlagen im Dekarbonisierungsszenario	72

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Abschaltzeiten deutscher Kernkraftwerke	16
Tabelle 2: Vergleich spezifischer Emissionen für verschiedene Energieträger	17
Tabelle 3: Installierte Leistungen erneuerbarer Energien zum Ende des Jahres.....	19
Tabelle 4: Anteile der EE-Energieträger an der gesamten EE-Leistung.....	19
Tabelle 5: Elektrizitätseinspeisung aus Windenergieanlagen auf See	23
Tabelle 6: Entwicklung der Abregelungen und der Entschädigungszahlungen seit 2014.....	30
Tabelle 7: Verteilung der Abregelungen sowie der Verursachung auf die Netzebenen	30
Tabelle 8: Gewichtung der einzelnen Typtage in den Stützjahren	43
Tabelle 9: Entwicklung der deutschen Elektrizitätsnachfrage im Modell in TWh pro Jahr	51
Tabelle 10: Entwicklung des Preises für CO ₂ -Emissionszertifikate in Euro ₂₀₁₁ je Tonne	52
Tabelle 11: Entwicklung der Preise für Primärenergieträger in Euro ₂₀₁₁ je MWh.....	52
Tabelle 12: Kosten für Brennstoff und CO ₂ in Euro ₂₀₁₁ je MWh	53
Tabelle 13: Variable Betriebskosten in Euro je MWh _{el}	53
Tabelle 14: Obergrenzen für die installierten Leistungen der bestehenden thermischen Kraftwerke in GW _{el}	57
Tabelle 15: Investitionsalternativen	58
Tabelle 16: Techno-ökonomische Parametrierung der Power-to-Gas-Anlagen.....	60
Tabelle 17: Mindest-Volllaststunden für Power-to-Gas-Anlagen	60
Tabelle 18: Installierte EE-Leistungen im Basis- und Power-to-Gas-Szenario im Jahr 2050 in GW _{el}	61
Tabelle 19: Elektrizitätsnachfrage und maximale EE-Einspeisung inkl. EE-Anteile.....	62
Tabelle 20: Installierte EE-Leistungen im Dekarbonisierungsszenario im Jahr 2050 in GW _{el}	62
Tabelle 21: EE-Erzeugung vor Abregelungen, abgeregelter EE-Mengen und deren relative Anteile im Basisszenario.....	67
Tabelle 22: Maximale EE-Erzeugung, Abregelungen und relative Abregelungen im Power-to-Gas-Szenario	70
Tabelle 23: Verteilung des PtG-Zubaus im Dekarbonisierungsszenario auf die Umspannwerke	73
Tabelle 24: Maximale EE-Erzeugung, Abregelungen und relative Abregelungen im Dekarbonisierungsszenario	74

Abkürzungsverzeichnis

BNetzA	Bundesnetzagentur
bspw.	beispielsweise
BSV	Bruttostromverbrauch
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
d. h.	das heißt
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EUA	European Union Allowances
GuD	Gas-und-Dampfturbinen(-Kraftwerk)
GT	Gasturbine
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GW	Gigawatt
GW _{el}	Gigawatt elektrisch
GW _{th}	Gigawatt thermisch
IIP	Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion am KIT
KIT	Karlsruher Institut für Technologie
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MW	Megawatt
MW _{el}	Megawatt elektrisch
MW _{th}	Megawatt thermisch
MSR	Marktstabilitätsreserve
OCGT	Open Cycle Gas Turbine

Abkürzungsverzeichnis

OWEA	Offshore-Windenergieanlage
PV	Photovoltaik
PtG	Power-to-Gas
PtGA	Power-to-Gas-Anlage
sog.	so genannt
TJ	Terajoule
WindSeeG	Windenergie-auf-See-Gesetz
zzgl.	zuzüglich

Nomenklatur

Indizes

ec	Index für Energieträger
elec	Elektrizität
node, node', node''	Indizes für Netzknoten
proc	Index für Prozesse
seas	Zeitscheibenindex
t	Periodenindex
unit	Anlagenindex

Indexmengen

BRANCH	Menge aller Leitungen
EC	Energieträger
NODE	Menge aller Netzknoten
PROC	Prozesse
SEAS	Zeitscheiben
T	Perioden
Unit	Anlagen

Parameter

$\eta_{proc,ec,t}$	Wirkungsgrad des Prozesses proc
$AnFa_{unit}$	Annuitätenfaktor der zugebauten Anlage unit
$AvailFa_{unit,t}$	Durchschnittliche Verfügbarkeit der Anlage unit in Periode t
$b_{node,node',t}$	Element der Admittanz-Matrix in Periode t
$CapRes_{unit,t}$	in Periode t (noch) installierte Nettoleistung der Bestandsanlage unit
$CCO2_t$	CO ₂ -Preis in Periode t

$CFix_{unit,t}$	Fixkosten der Anlage unit in Periode t
$CFuel_{ec,t}$	Brennstoffkosten für Energieträger ec in Periode t
$CInvest_{unit,t}$	spezifische Investition für den Zubau von Anlage unit in Periode t
$CTrans_{proc,ec,t}$	anlagenspezifische Transportkosten für Energieträger ec
$CVar_{proc,t}$	variable Kosten des Prozesses proc in Periode t
$EmFaC_{proc,ec,t}$	Emissionsfaktor des Prozesses proc
$h_{node,node',node'',t}$	Element der Transferadmittanz-Matrix in Periode t der Leitung node,node' und dem Netzknoten node''
$Hours_{seas,t}$	Stundenzahl der Zeitscheibe seas in Periode t
$ResLoad_{node,seas,t}$	Residuallast am Netzknoten node in Zeitscheibe seas in Periode t
$Slack_{node}$	Slack-Knoten
$ThLimit_{node,node',t}$	thermisches Limit der Leitung zwischen Netzknoten node und node' in Periode t

Variablen

$\theta_{node,seas,t}$	Phasenwinkeldifferenz am Netzknoten node in Zeitscheibe seas in Periode t
$Cap_{unit,t}$	Installierte Nettoleistung der Anlage unit in Periode t
$CapNew_{unit,t}$	Zugebaute Nettoleistung der Anlage unit in Periode t
$FL_{node,node',ec,seas,t}$	Energieträgerabflüsse in Netzknoten node in der Zeitscheibe seas in der Periode t
$FL_{node',node,ec,seas,t}$	Energieträgerzuflüsse in Netzknoten node in der Zeitscheibe seas in der Periode t
$FL_{node,node',elec,seas,t}$	von Netzknoten node zu Netzknoten node' abfließende Wirkleistung in Zeitscheibe seas in Periode t
$FL_{node',node,elec,seas,t}$	dem Netzknoten node von Netzknoten node' zufließende Wirkleistung in Zeitscheibe seas in Periode t
$NetIn_{node,elec,seas,t}$	Netto-Wirkleistungseinspeisungen am Netzknoten node in Zeitscheibe seas in Periode t
$PL_{proc,node,elec,seas,t}$	Prozesslevel des Prozesses proc an Netzknoten node in der Zeitscheibe seas in Periode t
$PL_{proc,seas,t}$	Prozesslevel des Prozesses proc in der Zeitscheibe seas in der Periode t
$PTGPL_{proc,node,ec,seas,t}$	in PtG-Anlage erzeugte Energieträgermenge in Zeitscheibe seas in Periode t

1 Einleitung

1.1 Hintergrund, Motivation und Problemstellung

In vielen Regionen der Erde zeigen sich die Folgen des Klimawandels als Resultat einer zunehmenden Erderwärmung, die mit großer Wahrscheinlichkeit auf anthropogene Emissionen klimarelevanter Spurengase zurückzuführen ist [1]. Daher gilt es, den energiebedingten Ausstoß von Kohlenstoffdioxid deutlich zu reduzieren. Langfristig besteht das Ziel darin, die Energieversorgung nachhaltig zu gestalten, d. h. die Nachfrage nach Energie weitestgehend durch erneuerbare Energien (EE) zu decken, indem der Anteil erneuerbarer Energien schrittweise erhöht wird.

Im Jahr 2015 wurde als Ergebnis der Pariser UN-Klimakonferenz das Übereinkommen von Paris verabschiedet. Artikel 2 sieht vor, den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf deutlich unter 2 °C im Vergleich zum vorindustriellen Niveau zu halten und Anstrengungen zu unternehmen, ihn auf 1,5 °C über dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen [2]. Weltweit ist der Ausstoß klimaschädlicher Gase bis zum Jahr 2050 erheblich zu reduzieren, um das gesteckte Ziel nicht zu verfehlen. Neben der Reduzierung des Energiebedarfs bspw. durch Effizienzsteigerungen kommt insbesondere der Substitution fossiler durch erneuerbare Energieträger eine große Bedeutung zu.

Auf dem Weg der Energiewende nimmt die Elektrizitätsversorgung im Vergleich zu anderen volkswirtschaftlichen Sektoren eine Vorreiterrolle ein. Dies liegt darin begründet, dass hier zum einen eine Umstellung auf erneuerbare Energieträger mit heute verfügbaren, marktreifen Technologien vergleichsweise einfach gelingen kann und zum anderen weitere Sektoren auf erneuerbare Energieträger umgestellt und damit dekarbonisiert werden können, indem diese Sektoren mit dem Elektrizitätssystem gekoppelt bzw. in das Elektrizitätssystem integriert werden. Die Sektorenkopplung bzw. -integration stellt damit unter der Prämisse einer kosteneffizienten Erreichung einen wesentlichen Baustein zum Gelingen der Energiewende dar. Vielversprechende Technologien stellen dabei Wärmepumpen zur Kopplung der Sektoren Wärme und Strom, die Elektromobilität zur Kopplung der Sektoren Verkehr und Strom sowie Elektrolyseure zur Kopplung der Sektoren Gas und Strom dar. All diese Technologien haben gemein, dass deren Klimaneutralität nur sichergestellt ist, wenn die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien erfolgt. Vor dem Hintergrund eines stark steigenden Bedarfs an erneuerbarem Strom, muss die installierte Leistung Erneuerbarer-Energien-Anlagen deutlich wachsen.

In Deutschland ist seit 1990 eine kontinuierlich steigende, installierte Leistung von EE-Anlagen, insbesondere von Windkraft- und Photovoltaikanlagen zu beobachten, aus der im Jahr 2021 rund 40 Prozent der inländischen Nachfrage nach Elektrizität gedeckt wird [3], [4], [5], [6], [7], [8]. Durch die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2021) im Dezember 2020 werden die bislang geltenden Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien deutlich nach oben korrigiert. Das EEG 2021 sieht vor, dass im Jahr 2030 mindestens 65 Prozent des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien zu erzeugen sind. Weiterhin werden darin sowohl absolute Ausbaupfade für die zu installierenden Leistungen von Windkraft-, Solar- und Biomasseanlagen bis zum Jahr 2030 vorgegeben als auch ein Strommengenpfad bis 2029 formuliert, anhand dessen überprüft werden kann, inwieweit die zur Erreichung der gesetzten Ziele benötigten Ausbaugeschwindigkeiten erreicht werden [9], [10], [11]. Damit werden die bislang bis zum Jahr 2025 formulierten Ziele, die vor dem Hintergrund des Status quo gut zu erreichen waren, massiv angehoben

und ein ambitionierter Ausbaupfad vorgegeben. Im Koalitionsvertrag der amtierenden Bundesregierung ist ein noch höheres Erneuerbaren-Ziel formuliert. Bei einem deutlich höheren, erwarteten Bruttostromverbrauch zwischen 680 und 750 TWh im Jahr 2030 sollen 80 Prozent der Erzeugung durch erneuerbare Energien gedeckt werden [12]. Insbesondere vor dem Hintergrund des jüngst ins Stocken geratenen Zubaus von Windkraftanlagen sind zur Erreichung dieser Ziele große Anstrengungen notwendig [13], [14], [15], [16]. Der sich verzögernde Netzausbau und das Fehlen von großtechnischen Speichermöglichkeiten sind weitere Hemmnisse, die der Zielerreichung entgegenstehen und das Erreichen der gesteckten Ziele beeinträchtigen könnten.

Neben dem EEG existiert das Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG), das in Folge des Klimagipfels der Vereinten Nationen am 23. September 2019 in New York erlassen wurde und am 18. Dezember 2019 in Kraft getreten ist. Es bildet die gesetzliche Grundlage, in der das Bekenntnis der Bundesrepublik Deutschland zur Treibhausgasneutralität verankert ist. Nach der letzten Änderung vom 18. August 2021 sieht es vor, dass die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2045 so weit gemindert werden, dass die Treibhausneutralität erreicht wird, und dass nach dem Jahr 2050 negative Treibhausgasemissionen erreicht werden sollen [17], [18].

Im Stromnetz muss grundsätzlich zu jedem Zeitpunkt ein Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage herrschen. Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung wird dies immer mehr zur Herausforderung, weil sich sowohl zeitliche als auch räumliche Lücken zwischen Erzeugung und Nachfrage ergeben, die einerseits in der Dargebotsabhängigkeit von Windkraft- und Photovoltaikanlagen und andererseits in einer stark zunehmenden Dezentralisierung der Erzeugung begründet liegen. Die Aufgabe, die geografische Lücke zwischen den Lastzentren und den Schwerpunkten der EE-Erzeugung zu schließen, kommt dabei den Netzen zu. Die Verteilnetze, an die der überwiegende Teil von EE-Anlagen angeschlossen ist, stehen vor der Herausforderung, den EE-Strom in der Fläche einzusammeln und bei hohem EE-Aufkommen an das Übertragungsnetz zu übergeben, das wiederum einen zunehmenden Transportbedarf zu bewältigen hat, indem es große Mengen Elektrizität über weite Strecken transportiert. Um diesen Aufgaben auch in Zukunft gerecht werden zu können, gilt neben der Optimierung der bestehenden Infrastruktur der Ausbau der Netze auf allen Spannungsebenen als ein notwendiges Element bei der Transformation des Energieversorgungssystems auf dem Weg zur Klimaneutralität [19], [20], [21], [22]. In der vorliegenden Arbeit werden die von den Übertragungsnetzbetreibern in den Netzentwicklungsplänen vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen im Bereich der Höchstspannungsnetze in den Modellrechnungen zugrunde gelegt. Dabei wird ebenfalls untersucht, inwieweit das in den Netzentwicklungsplänen enthaltene Maßnahmenbündel geeignet erscheint, die beim Ausbau erneuerbarer Energien zu erreichenden Ziele zu ermöglichen. Grundsätzlich liegt die Herausforderung darin, die zeitlichen Lücken zwischen einem Überangebot erneuerbarer Energien und einer Unterversorgung zu schließen.

Zwei Aspekte gehen damit einher: Zum einen muss auf die Volatilität der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energieträger Wind und Sonne reagiert werden, deren Stromerzeugung nicht prognostizierbaren Schwankungen unterliegt. Zum anderen wächst mit steigendem EE-Anteil nicht nur die erzeugte Menge EE-Stroms, sondern nehmen auch die Zeiten negativer Residuallast zu. Dies gilt bereits heute lokal für einzelne Netzknoten, an denen negative Residuallasten zu beobachten sind. D. h. es wird lokal mehr Strom produziert, als nachgefragt und über das Netz weiter verteilt werden kann. Für den Fall, dass Abregelungsmaßnahmen gegenüber konventionellen Erzeugern bereits ausgeschöpft sind, kommt es zu Zwangsabschaltungen von EE-Anlagen [23]. Zukünftig werden auch die Residuallasten ganzer Netzgebiete oder sogar die Gesamtresiduallast in Deutschland immer häufiger negativ. Das bedeutet, dass selbst bei einem über den aktuellen Netzentwicklungsplan hinausgehenden Netzausbau, bei dem keine netz-

bedingten Abregelungen notwendig wären („Kupferplatte“), eine negative Residuallast aufträte und es in der Folge zu marktseitigen Abregelungen kommen müsste. Die Möglichkeiten zur Flexibilisierung der Lasten sind zum Teil erheblich und variieren bei vorsichtigen Schätzungen je nach Studie zwischen 5 und 15 GW [24]. Dennoch werden die Entwicklung und der Ausbau von Speichermöglichkeiten unumgänglich sein, um die zeitliche Lücke zwischen dem Dargebot erneuerbarer Energien und der Stromnachfrage zu schließen, wobei diese Speicher sowohl im Kurzzeitbereich als auch als Saisonspeicher einsetzbar sein müssen. Zur Überbrückung längerfristiger Engpässe (mehr als ein Tag) kommen Batterien und Pumpspeicherkraftwerke nicht in Betracht. Dafür eignen sich Speicherbrennstoffe, die in thermischen Kraftwerken rückverstromt werden können [25].

Ein vollständiger Netzausbau scheidet sowohl aus ökonomischen Erwägungen als auch vor dem Hintergrund der Problemstellung als Lösung aus. Gleiches gilt für einen übermäßigen Ausbau von Speichermöglichkeiten. Folglich muss eine ökonomisch vorteilhafte Lösung zwischen Netzausbau, EE-Abregelungen und der Integration von Speichern gefunden werden. Die vorliegende Arbeit widmet sich der Fragestellung, wie viele zusätzliche Speicherkapazitäten an welchen Netzknoten zukünftig unter ökonomischen Gesichtspunkten in das System zu integrieren sind, wenn sich das Netz nach den Vorschlägen der Netzbetreiber entwickeln wird.

1.2 Ziel der Arbeit

Mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien an der Stromversorgung nehmen die Zeiten zu, in denen mehr Strom erzeugt werden kann, als durch die Verbraucher nachgefragt wird. Auf der anderen Seite wird es immer Zeiten geben, in denen das Dargebot an Wind und Sonne nicht ausreicht, um die Stromnachfrage decken zu können. Diese Lücken treten sowohl im Tagesverlauf, bspw. zwischen Tag und Nacht, auf, als auch im jahreszeitlichen Verlauf zwischen sonnen- sowie windreichen Monaten und Monaten mit geringerer Stromerzeugung aus PV- und Windkraftanlagen. Um diese Schwankungen auszugleichen, können in beschränktem Maße Flexibilitätsoptionen bei den Verbrauchern genutzt werden. Mittelfristig werden aber auch großtechnische Kurzzeitspeicher und Saisonspeicher benötigt, um bei wachsenden Anteilen erneuerbarer Energien Abregelungen zu verringern und das die gesamte Elektroenergieversorgung auf erneuerbare Energien umstellen zu können.

Die vorliegende Arbeit rückt als Speichermöglichkeit die Power-to-Gas-Technologie ins Zentrum der Betrachtung, die den Vorteil bietet, als einzige heute verfügbare Technologie die Anforderungen an Kurzzeit- und Saisonspeicher zu vereinen. Des Weiteren eröffnet sie die Möglichkeit, den Ort der Strom-Einspeicherung und den Ort der Rückverstromung räumlich voneinander zu trennen und zur Speicherung des Wasserstoffs auf das Gasnetz zurückzugreifen, entweder über Beimischung ins Erdgasnetz oder perspektivisch über das entstehende Wasserstoffnetz. Durch die Arbeit soll gezeigt werden, wie sich die Einbindung von Elektrolyseuren auf die Abregelungen Erneuerbarer-Energien-Anlagen auswirken und wie die Dekarbonisierung der Stromversorgung erreicht werden kann.

Anhand eines techno-ökonomischen Energiesystemmodells wird der Frage nachgegangen, inwieweit sich durch die Einbindung von Power-to-Gas-Anlagen (PtGA) fluktuierende erneuerbare Energien besser in das bestehende System integrieren lassen bzw. inwieweit sich Abregelungen erneuerbarer Energien verringern lassen, wenn es zu einer großtechnischen Einbindung von Elektrolyseuren zur Wasserstoffproduktion kommt. Das entwickelte Modell bildet das deutsche Elektrizitätsversorgungssystem ab und umfasst alle Kraftwerke, die bestehenden Speicherkraftwerke sowie das Übertragungsnetz inklusive der transnationalen Kuppelleitungen. In seiner Zielfunktion minimiert es alle entscheidungsrelevanten Systemausgaben und liefert unter der Annahme eines perfekten Marktes neben der optimalen Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks den kostenminimalen Ausbaupfad für Power-to-Gas-Anlagen.

Das im Rahmen der Arbeit entwickelte Modell umfasst die knotenscharfe Abbildung des deutschen Übertragungsnetzes der Spannungsebenen 220 kV und 380 kV inklusive der Kuppelleitungen ins benachbarte Ausland. Die Entwicklung des Netzes folgt dabei den Netzentwicklungsplänen der Übertragungsnetzbetreiber, d. h. der Netzausbaupfad wird dem Modell vorgegeben, wie er nach den Netzentwicklungsplänen vorgesehen ist. Die genannten Einzelmaßnahmen umfassen Leitungsneubauteile, Spannungsumstellungen von 220 kV auf 380 kV sowie Leitungsverstärkungen durch Umbeseilung auf Leiterseile mit höherer Stromtragfähigkeit. Die Abbildung des Übertragungsnetzes stellt die Grundlage der räumlichen Auflösung dar. Sie erlaubt neben der Quantifizierung des Ausbaupfades für Power-to-Gas-Anlagen die Untersuchung der Allokation der vom Modell endogen zugebauten Anlagen.

Beim Power-to-Gas-Konzept kann auf für die Rückverstromung auf konventionelle, thermische Kraftwerke zurückgegriffen werden, was in der vorliegenden Arbeit angenommen und abgebildet ist. Folglich wird auch die Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks sowie der Bedarf an neuen Gaskraftwerken untersucht.

Neben der Einbindung von Elektrizitätsspeichern besteht grundsätzlich auch die Möglichkeit, Flexibilitäten auf der Nachfrageseite zu nutzen, um das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage aufrechtzuerhalten. Dies wurde in der vorliegenden Arbeit bei der exogen vorgegebenen Stromnachfrage berücksichtigt, bei deren Berechnung Flexibilitätsoptionen bereits eingeflossen sind. Der Fokus der Arbeit liegt auf der Analyse der Einbindung von Elektrolyseuren in den Stromsektor. Dabei werden im Wesentlichen zwei Ansätze betrachtet. Zum einen geht es um die ökonomische Vorteilhaftigkeit der Einbindung von Power-to-Gas-Anlagen. Im Modell wird keine direkte Nachfrage nach Wasserstoff hinterlegt, die als Treiber für den Zubau von Power-to-Gas-Anlagen dienen würde. Vielmehr wird analysiert, wieviele Anlagen ins System integriert werden, deren Investition sich über den Wert des produzierten Wasserstoffs rechnet. Dazu müssen die zugebauten Anlagen Strom zu Zeiten niedriger Grenzkosten nutzen und auf ausreichend hohe Volllaststunden kommen. Zum anderen wird das Ziel der Dekarbonisierung der Stromversorgung untersucht. Dabei wird als zusätzliche Nebenbedingung im Modell implementiert, dass in den Power-to-Gas-Anlagen mindestens so viel Wasserstoff produziert wird, wie die konventionellen Kraftwerke zur Rückverstromung benötigen.

1.3 Gliederung der Arbeit

Diese Arbeit gliedert sich in insgesamt acht Kapitel. Im sich anschließenden zweiten Kapitel wird auf ausgewählte und für die Elektrizitätswirtschaft relevante Entwicklungen eingegangen. Das dritte Kapitel gibt einen Überblick über Energiesystemmodelle sowie Möglichkeiten, erneuerbare Energien abzubilden und Modelle miteinander zu koppeln.

Im vierten Kapitel schließt sich die Modellbeschreibung an. Es wird auf die Ausgangslage eingegangen und die für die Beantwortung der aufgezeigten Forschungsfragen notwendigen Weiterentwicklungen beschrieben. Die Erläuterung des Modellinputs und der Eingangsparameter erfolgt im fünften Kapitel. Ebenso werden die betrachteten Szenarios vorgestellt.

Das sechste Kapitel beinhaltet die Ergebnisse der Szenariorechnungen. Anschließend werden im siebten Kapitel die Ergebnisse zusammengefasst sowie Schlussfolgerungen gezogen, bevor sich im achten Kapitel die kritische Würdigung und der Ausblick anschließen.

2 Entwicklungen in der Elektrizitätswirtschaft

In diesem Kapitel wird beschrieben, welche wesentlichen Reformen der Rahmenbedingungen die Elektrizitätsversorgung in Deutschland seit Mitte der Neunziger Jahre des vergangenen Jahrhunderts erfahren hat. Die daraus resultierenden Veränderungen wirken nicht nur bis heute nach, sondern sind sowohl für die aktuellen, aber auch für die in der Zukunft liegenden Entwicklungen nach wie vor von großer Bedeutung. Die Reformen haben die etablierten Unternehmen auf der einen Seite vor enorme Herausforderungen gestellt. Auf der anderen Seite haben sie auch neuen Unternehmen Chancen eröffnet und neue Geschäftsmodelle sowie das Erschließen neuer Märkte ermöglicht.

Zu den wichtigsten Neuerungen der Vergangenheit zählen die Liberalisierung der Energiemärkte, die Einführung des europäischen Emissionshandelssystems, das Erneuerbare-Energien-Gesetz und der Ausstieg aus der Kernenergienutzung. Der Anfang 2019 von der „Kohlekommission“ empfohlene Ausstieg aus der Kohleverstromung reiht sich hier nahtlos ein und wird voraussichtlich ebenfalls zu weit reichenden Veränderungen führen. Parallel zu den Entwicklungen der Vergangenheit geht zum einen ein wachsendes gesellschaftliches Interesse an der Elektrizitätsversorgung einher, das durch erste Anzeichen des einsetzenden Klimawandels beflügelt wird. Zum anderen spiegelt sich die gewachsene Bedeutung der Elektrizitätsversorgung für alle Teile der Gesellschaft darin wider, dass die Bundesregierung 2010 begonnen hat, Leitlinien für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung zu formulieren, die einen Weg ins Zeitalter der erneuerbaren Energien beschreiben sollen [26].

Nicht zuletzt dadurch werden die Entwicklungen der Energieversorgung in zunehmendem Maße von der Öffentlichkeit wahrgenommen. In jüngster Zeit wird zu dem immer deutlicher, dass der zur Erreichung der Klimaziele notwendige und angestoßene Transformationsprozess sich nicht mehr nur auf die Elektrizitätsversorgung beschränken darf, sondern sich auf die gesamte Energieversorgung inklusive Mobilitätskonzepten erstrecken muss. Dieser als Energiewende bezeichnete Transformationsprozess ist Gegenstand breiter öffentlicher Debatten und wird von der Öffentlichkeit sowohl verfolgt als auch mitgestaltet. Innerhalb dieses Transformationsprozesses werden der Sektorenkopplung und den damit in Verbindung stehenden gekoppelten Infrastrukturen bedeutende Rollen in der nächsten Phase der Energiewende beigemessen.

In diesem Kapitel wird zunächst auf die Liberalisierung der Energiemärkte (Kapitel 2.1), auf die Einführung und die Ausgestaltung des europäischen Emissionshandelssystems (Kapitel 2.2) sowie auf den Ausstieg aus der Kernenergienutzung und aus der Kohleverstromung (Kapitel 0) eingegangen. Kapitel 2.4 widmet sich den Entwicklungen im Bereich der erneuerbaren Energien inklusive der Beschreibung des regulatorischen Rahmens sowie der notwendig gewordenen Eingriffe im Einspeisemanagement in Form von Abregelungen. In Kapitel 2.5 wird auf Elektrizitätsspeicher sowie flexible Lasten eingegangen. Abschließend wird in Kapitel 2.6 auf die Bedeutung der Sektorenkopplung eingegangen.

2.1 Marktliberalisierung

Die Energiewirtschaft im Allgemeinen und die Elektrizitätswirtschaft im Speziellen haben seit Ende des vergangenen Jahrhunderts enorme Veränderungen erfahren. Vor dieser Zeit verfügten die Elektrizitätsversorger über Monopolstellungen innerhalb ihrer jeweiligen Konzessionsgebiete, die auf gegenseitige Demarkationsverträge zwischen den Energieversorgungsunternehmen zurückzuführen waren. Stromkunden konnten ihren Versorger nicht frei wählen, sondern konnten nur von dem für sie zuständigen Unternehmen, bspw. dem ortsansässigen Stadtwerk, mit Elektrizität versorgt werden. Folglich existierten auch keine Preise, die wettbewerblichen Bedingungen zwischen verschiedenen Anbietern unterlagen. Diese Praxis der Gebietsaufteilung über Demarkationsverträge unterstand der Kartellaufsicht, war aber grundsätzlich mit dem Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) vereinbar. Bereits 1963 hatte sich das Bundeskartellamt für die Freistellung derartiger Verträge vom Kartellverbot ausgesprochen, d. h. die Ausnahmevorschrift des GWB aufzuheben [27]. Es sollte aber noch bis in die Neunzehnhundertneunziger Jahre dauern, bis sich auf europäischer Ebene der Gedanke eines freien Wettbewerbs durchsetzte und der Weg für die Liberalisierung geebnet wurde, indem Rahmenbedingungen für Wettbewerb und freien Handel bei leitungsgebundenen Energieträgern geschaffen wurden. Am 19. Dezember 1996 wurde die EU-Richtlinie 96/92/EG auf den Weg gebracht und am 28. November 1997 durch das erste Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts in nationales Recht umgesetzt. Dieses Gesetz trat am 28. April 1998 in Kraft und hatte in Artikel 1 das neugefasste Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz EnWG) zum Inhalt, das zur Verwirklichung des Elektrizitätsbinnenmarktes dienen sollte und in Deutschland die Grundlage für die Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes sowie für die Etablierung von Wettbewerb im Stromsektor bildete [28], [29]. Gleichzeitig wurden in Artikel 2 Demarkationsverträge zur Gebietsabgrenzung bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas verboten [30].

Zu den Neuerungen des EnWG, die den freien Wettbewerb zwischen Stromlieferanten ermöglichten, zählten insbesondere die Entflechtung (Unbundling) vertikal integrierter Unternehmen sowie die Schaffung eines diskriminierungsfreien Netzzuganges für dritte Stromanbieter. Die Entflechtung umfasste dabei, dass das Übertragungsnetz als eigene Betriebsabteilung von Erzeugung und Verteilung sowie von übrigen Tätigkeiten getrennt zu führen ist und dass die Bereiche Erzeugung, Übertragung und Verteilung buchhalterisch zu trennen sind. Dies war zum einen notwendig, um Quersubventionen zwischen Unternehmensbereichen innerhalb vertikal integrierter Unternehmen zu unterbinden. Dadurch sollte sichergestellt werden, dass sich Erzeugung und Vertrieb jeweils wettbewerblichen Bedingungen stellen. Zum anderen sollte die Entflechtung das natürliche Monopol des Netzbetriebs von den übrigen Unternehmensbereichen trennen, was wiederum eine Voraussetzung darstellt, um dritten Anbietern einen diskriminierungsfreien Zugang zu ermöglichen. In § 6 EnWG wurde geregelt, dass Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen anderen Unternehmen zu Durchleitungszwecken ihr Versorgungsnetz zu diskriminierungsfreien Bedingungen zur Verfügung zu stellen haben. Damit wurde es den Stromabnehmern zum ersten Mal möglich, den Stromlieferanten frei zu wählen [31].

2.2 Das europäische Emissionshandelssystem

Ebenfalls zu bedeutenden Veränderungen für die Elektrizitätswirtschaft hat das europäische Emissionshandelssystem (European Union Emissions Trading System, EU-ETS) geführt. Dessen Einführung sollte dazu dienen, die Emissionsminderungen zu erreichen, zu denen sich die Europäische Union (damals noch die aus 15 Mitgliedstaaten bestehende „Europäische Gemeinschaft“) im Kyoto-Protokoll im Rahmen der Klimarahmenkonvention verpflichtet hatte [32]. Durch Erlass zweier EU-Richtlinien (Richtlinie 2003/87/EG vom 13.10.2003 und Richtlinie 2004/101/EG vom 27.10.2004) wurde die Umsetzung als Klimaschutzinstrument beschlossen [33], [34]. Das Emissionshandelssystem sieht vor, dass große Emittenten von Treibhausgasen nur die Menge in die Atmosphäre abgeben dürfen, für die sie entsprechende Zertifikate vorweisen können. Die Zertifikate werden auch als Emissionsberechtigungen (European Union Allowances, kurz EUA) bezeichnet, da für jedes Zertifikat eine bestimmte Menge an Treibhausgasen in die Atmosphäre abgeben werden darf. Diese Menge beträgt eine Tonne und wird zur Vergleichbarmachung der verschiedenen Treibhausgase¹ in Kohlendioxidäquivalenten (t CO₂-Äquivalente) gemessen.

Vom EU-ETS werden neben dem Sektor der Energieversorgung insbesondere andere große, CO₂-emittierende Anlagen der energieintensiven Industrie erfasst. Dazu zählen bspw. Hochöfen der Stahlindustrie, Raffinerien und Zementwerke. Weiterhin werden Anlagen einbezogen, die größere Mengen anderer Treibhausgase freisetzen wie bspw. Lachgas, das insbesondere bei der Adipin- und Salpetersäureherstellung entsteht, oder perfluorierte Kohlenwasserstoffe, die aus der Primäraluminiumherstellung resultieren [35]. Im Bereich der Energiewirtschaft hat die Einführung des EU-ETS dazu geführt, dass Anlagenbetreiber für Emissionen aus Kraftwerken, Heizkraftwerken und Heizwerken ab einer thermischen Anlagenleistung von 20 Megawatt entsprechende Emissionsberechtigungen besitzen müssen.

Die grundsätzliche Funktionsweise des EU-ETS richtet sich nach dem Prinzip „Cap and Trade“. Auf europäischer Ebene wird eine maximal zulässige Emissionsmenge (das sogenannte Cap), die sich an den umzusetzenden Reduktionszielen orientiert, festgelegt und in Form von Zertifikaten verbrieft. Die Emissionsberechtigungen können anschließend unter den Teilnehmern am EU-ETS gehandelt werden (Trade). In der Theorie verbindet dieses System gleich mehrere Vorteile: Im Vergleich zu einem steuer- bzw. abgabenbasierten System muss kein Preis je Mengeneinheit festgesetzt werden, da sich dieser am Markt durch den Handel der Zertifikate ergibt. Der Preis spiegelt dabei die Grenzkosten der Emissionsminderung (Grenzscha-denvermeidungskosten) wider und setzt gleichzeitig bei den Teilnehmern einen Anreiz, um in emissionsärmere Technologien zu investieren. Die Festlegung einer Gesamtemissionsmenge garantiert, dass eine vorgegebene Obergrenze nicht überschritten wird, was im Vergleich zu alternativen Steuerungsmechanismen, wie steuer- bzw. abgabenbasierte Systeme, insofern einen Vorteil darstellt, als dass sich die Gesamtemissionsmenge bei diesen erst ex post ergibt. Volkswirtschaftlich bietet ein handelsbasiertes System des Weiteren den Vorteil, dass immer dort zu erbringende Emissionsminderungen vorgenommen werden, wo dies zu den geringsten Grenzscha-denvermeidungskosten möglich ist, d. h. dort, wo eine Emissionsminderung zu den geringsten Kosten umgesetzt werden kann.

Der EU-ETS basiert auf mehrjährigen Handelsperioden und startete 2005 mit einer dreijährigen Pilotphase (2005-2007). Die erste Handelsperiode diente zum einen den teilnehmenden Unternehmen dazu, Erfahrungen mit dem neu eingeführten Instrument zu sammeln und sich mit den jährlichen Berichts-

¹ Zu den vom EU-ETS erfassten Treibhausgasen zählen neben dem mengenmäßig wichtigsten Kohlenstoffdioxid (CO₂) weitere sechs Gase: Methan (CH₄), Distickstoffoxid (N₂O), Halogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW), Fluorkohlenwasserstoff (FKW), Schwefelhexafluorid (SF₆) und seit 2013 Stickstofftrifluorid (NF₃).

Monitoring- und Abgabeprozessen vertraut zu machen. Zum anderen bot sie den Mitgliedsstaaten die notwendige Zeit, die erforderlichen Infrastrukturen in den zuständigen Behörden aufzubauen. In Nationalen Allokationsplänen mussten alle Mitgliedsstaaten die Verteilung der Zertifikate auf die teilnehmenden Unternehmen festlegen. Dabei waren 95 Prozent der Zertifikate kostenlos abzugeben. Von der Möglichkeit, bis zu fünf Prozent der Zertifikate zu versteigern, wurde nur wenig Gebrauch gemacht. Die Zuteilung erfolgte fast vollständig kostenlos auf Basis der Produktionsmengen der vergangenen Jahre (Grandfathering). Diese erste Handelsperiode war von einem deutlichen Überangebot an Emissionsberechtigungen geprägt. Es wurden sehr viel mehr Zertifikate ausgegeben, als die Unternehmen benötigten, d. h. die Emissionen lagen unterhalb der Menge, die an Zertifikaten zur Verfügung stand. In der Folge sind die Zertifikatspreise eingebrochen und konnten keinen wesentlichen Anreiz bieten, in emissionsärmere Technologien zu investieren [36].

Die zweite Handelsperiode wurde auf fünf Jahre verlängert und umfasste die Jahre 2008 bis 2012. Im Vergleich zur ersten Handelsperiode wurde das System durch eine Reihe von Veränderungen weiterentwickelt. Die bedeutendste Veränderung der zweiten Handelsperiode bestand in der Anpassung der nationalen Emissionsobergrenzen (Caps). Den teilnehmenden Staaten wurden in ihren Nationalen Allokationsplänen Caps zugestanden, deren Summe sich an der von der Gemeinschaft zu erbringenden Emissionsminderung orientierte. Die gesamte Emissionsmenge richtet sich nach den im Kyoto-Protokoll anerkannten Minderungszielen. Eine weitere Änderung bestand darin, dass nur noch 90 Prozent der Zertifikate kostenlos ausgegeben werden mussten. Gleichzeitig stieg das Limit für die Auktionierung auf 10 Prozent, wovon in Deutschland weitgehend Gebrauch gemacht wurde. Weiterhin wurden Vorgaben für die Gestaltung der Zuteilungsregeln gemacht, die zu einer Vereinheitlichung führen sollte. Trotzdem behielten die Mitgliedsstaaten einen Großteil ihrer Gestaltungsfreiräume. In Deutschland erfolgte die kostenlose Zuteilung von Zertifikaten an die Energiewirtschaft bspw. auf Basis von brennstoffabhängigen Effizienzstandards (Benchmarks), wohingegen sich Großbritannien und Österreich für ein brennstoffunabhängiges Benchmark-System entschieden hatten, bei dem nicht zwischen gasförmigen, flüssigen und festen Brennstoffen unterschieden wurde. Des Weiteren wurde das Emissionshandelssystem im Jahr 2012 auf den Luftverkehrssektor ausgeweitet. Seitdem müssen auch Betreiber von Luftfahrzeugen, deren Flüge im Hoheitsgebiet des Europäischen Wirtschaftsraums (Territorium der EU-Mitgliedstaaten sowie Island, Norwegen und Liechtenstein) starten oder landen, Emissionsberechtigungen vorweisen. Eine letzte wesentliche Änderung bestand in der Berücksichtigung von zwei weiteren, im Kyoto-Protokoll vorgesehenen flexiblen Mechanismen: Der Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung (Clean Development Mechanism, kurz CDM) und Gemeinschaftsreduktionen (Joint Implementation, kurz JI). Grundsätzlich wurde den Mitgliedsstaaten dadurch ermöglicht, Reduktionsverpflichtungen auch außerhalb des eigenen Staatsgebiets zu erfüllen.

In der zweiten Handelsperiode ist im Vergleich zur ersten Handelsperiode eine deutliche Zunahme der Handelsaktivitäten an der Börse zu beobachten. Dies gilt auch für das Ende der Handelsperiode, was darauf zurückzuführen ist, dass die Zertifikate in die folgende Handelsperiode übertragen werden konnten und sie ihren Wert zum Ende der Handelsperiode nicht verloren. Insgesamt ist ein Preisverfall vom Beginn der Handelsperiode hin zum Ende zu beobachten. Der Zertifikatspreis konnte sich wenige Monate über der Marke von 20 €/EUA halten, pendelte in der Mitte der Handelsperiode um 15 €/EUA und sackte im letzten Jahr dauerhaft unter die Marke von 10 €/EUA ab (vgl. Abbildung 1). Der wesentliche Grund für diesen negativen Trend liegt in der schlechter werdenden gesamtwirtschaftlichen Lage in Folge der Finanzkrise 2008, wodurch sowohl die produktionsbedingte Elektrizitätsnachfrage als auch die

energieintensive Produktion zurückgingen, damit die Nachfrage sank und Zertifikate weniger knapp wurden². Damit gingen zwar auch die Emissionen in der Handelsperiode herunter, die erhofften Investitionsanreize (bspw. Ersatz von Kohlekraftwerken durch erdgasbetriebene Gas- und Dampfturbinenkraftwerke) blieben aber auch in dieser Handelsperiode größtenteils aus.

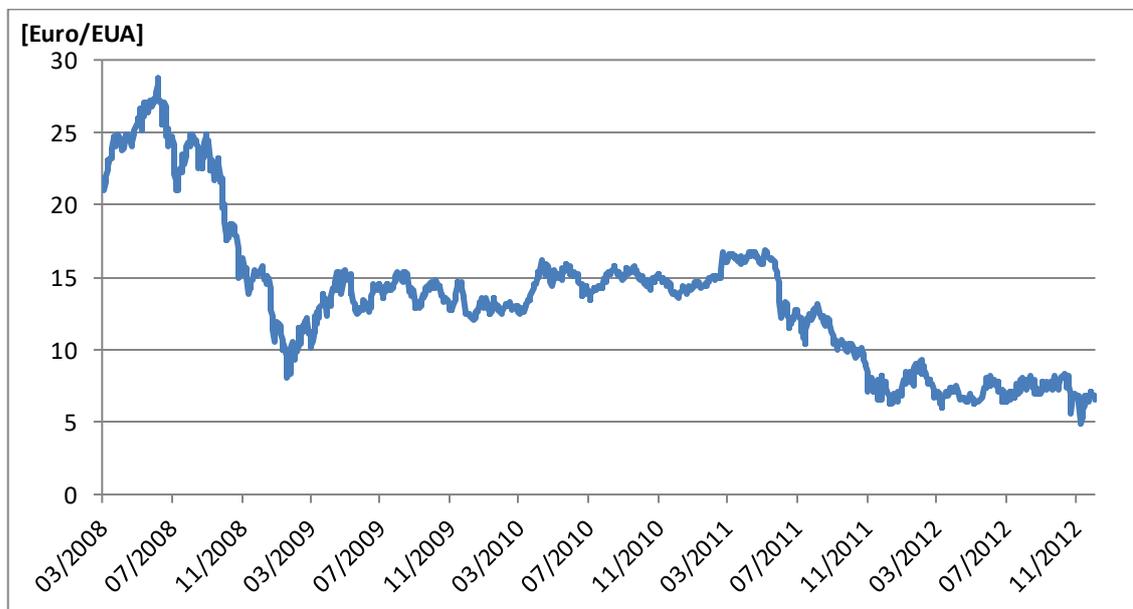


Abbildung 1: CO₂-Zertifikatspreis während der zweiten Handelsperiode (2008-2012) in €/EUA, Quelle: EEX

In der dritten Handelsperiode (2013-2020) sind weitere wesentliche Veränderungen eingeführt worden. Eine Neuerung bestand im Wegfall der nationalen Allokationspläne, die die Mitgliedsstaaten nicht mehr erstellen mussten. Viel mehr gab nun die Europäische Kommission zentral eine EU-weite Gesamtobergrenze für CO₂-Emissionen vor. Diese Obergrenze betrug rund 2,084 Mrd. t CO₂-Äquivalente und wurde beginnend mit dem Jahr 2014 jährlich um den festen Wert (Linearer Reduktionsfaktor, LRF) von 1,74 Prozent gekürzt. Für Elektrizitätserzeuger bestand die wichtigste Änderung darin, dass an sie mit wenigen Ausnahmen³ keine kostenlose Zuteilung mehr erfolgte. Für die übrigen Teilnehmer der energieintensiven Industrie stieg der Anteil der auktionierten Zertifikate innerhalb der Handelsperiode von zunächst 20 Prozent im Jahr 2013 auf 70 Prozent bis 2020 deutlich an⁴. Ziel war, bis 2027 generell die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen zu beenden [92]. Weiterhin ist das Prinzip des Grandfatherings weggefallen, d. h. auch bei der energieintensiven Industrie erfolgte die kostenlose Zuteilung auf Basis von EU-weit

² Die gesamten unter den EU-ETS fallenden europäischen Emissionen lagen seit 2009 im Durchschnitt 200 Mio. t CO₂-Äquivalente unterhalb des Caps, sodass das Cap nicht begrenzend gewirkt hat [44].

³ Anlagen, die mit Restgasen betrieben werden, erhalten kostenlose Zertifikate. Ebenso können Mitgliedsstaaten an Elektrizitätserzeuger übergangsweise kostenlose Zertifikate zuteilen, wenn ihr nationales Stromnetz 2007 nicht direkt oder indirekt an das von der Union für den Transport elektrischer Energie (UCTE) betriebene Verbundsystem angeschlossen war, oder wenn ihr nationales Stromnetz 2007 nur über eine einzige Leitung von einer Kapazität unter 400 MW direkt oder indirekt an das von der UCTE betriebene Verbundsystem angeschlossen war, oder wenn 2006 mehr als 30 Prozent der Elektrizität aus einem einzigen fossilen Brennstoff erzeugt wurde und zudem das Bruttoinlandsprodukt (BIP) pro Kopf zu Marktpreisen nicht 50 Prozent des durchschnittlichen BIP pro Kopf zum Marktpreis in der Gemeinschaft überstieg [92].

⁴ Auch hier sind Ausnahmeregelungen möglich, wenn nachweislich die Gefahr besteht, dass die Produktion in Drittstaaten außerhalb der EU verlagert werden könnte.

geltenden Benchmarks. Diese Benchmarks bestimmten sich grundsätzlich in jedem Sektor bzw. Teilsektor nicht anhand der Einsatzstoffe, sondern anhand der produzierten Güter.

In der laufenden vierten Phase (2021-2030) ist als wesentliche Änderung eine Erhöhung des linearen Reduktionsfaktors auf 2,2 Prozent beschlossen. Dieser Reduktionsfaktor führt bis 2030 zu einer Minderungsleistung des EU-ETS von minus 43 Prozent und ist zur langfristigen Erreichung der Klimaziele der EU zu niedrig bemessen [37]. Das im Juli 2021 von der Europäischen Kommission vorgestellte Paket Fit for 55 greift diesen Missstand auf und beinhaltet auch Reformvorschläge zum Emissionshandelssystem. Konkret soll der lineare Kürzungsfaktor auf 4,2 Prozent pro Jahr erhöht werden, um das von der Kommission vorgeschlagene übergeordnete Ziel einer Emissionsreduktion um 61 Prozent in den Sektoren, die vom EU-ETS erfasst werden, beizubehalten. Zusätzlich soll die Obergrenze für die Gesamtemissionen einmalig um 117 Mio. Zertifikate verringert werden [38].

Eine Grundvoraussetzung für das Funktionieren des Emissionshandelssystems als Anreizsystem besteht darin, dass die Menge handelbarer Zertifikate so bemessen ist, dass sich ein Preis einstellt, der die Knappheit des Gutes angemessen wiedergibt und in der Folge ausreichend Anreize setzt, in emissionsärmere Technologien zu investieren. Dies war in der Vergangenheit nicht in ausreichendem Maße der Fall. Vielmehr haben sich seit 2009 Zertifikatsüberschüsse gebildet, die zu einem Preisverfall geführt und Investitionsanreize verhindert haben. Deshalb wird fortlaufend kontrovers diskutiert, ob das Emissionshandelssystem das am besten geeignete Instrument zur Erreichung der gesteckten Klimaziele darstellt und welche Reformen dazu beitragen können, dass das Emissionshandelssystem die notwendigen Investitionsanreize in CO₂-arme Technologien setzt.

Als Gegenmaßnahme zu den Zertifikatsüberschüssen hatte die Europäische Kommission als kurzfristige Maßnahme zunächst das sogenannte Backloading beschlossen. Es sah vor, die Mengen der im Zeitraum 2013-2020 zu versteigernden Zertifikate um insgesamt 900 Mio. Zertifikate (2014 um 400 Mio., 2015 um 300 Mio. und 2016 um 200 Mio. Zertifikate) zu verringern [39]. Diese Berechtigungen wurden mittlerweile in die Marktstabilitätsreserve (MSR) überführt, auf die im Folgenden eingegangen wird.

Im Oktober 2015 wurde durch das Europäische Parlament und den Rat eine Maßnahme beschlossen, die zu Beginn des Jahres 2019 in Kraft getreten ist und dabei helfen soll, das strukturelle Ungleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage im Emissionshandelssystem zu beheben [40]. Zur weiteren Reduktion von überschüssigen Zertifikaten und zur Verhinderung zusätzlicher Überschüsse, wurde die MSR eingeführt. Sie verringert automatisch die jährlichen Auktionsmengen, falls sich zu viele Zertifikate im Umlauf befinden, was dann zutrifft, wenn ein definierter Toleranzbereich (400 Mio. bis 833 Mio. Berechtigungen) durch Über- oder Unterschreitung verlassen wird.

Die grundsätzliche Funktionsweise der MSR stellt sich wie folgt dar. Die zur Auktionierung vorgesehene Zertifikatsmenge eines Jahres wird immer dann für die folgenden 12 Monate gekürzt, wenn die Menge der im Umlauf befindlichen Zertifikate (der Überschuss) zum Ende des Vorjahres oberhalb des Schwellenwerts von 833 Millionen Berechtigungen liegt. Die Kürzung der Auktionsmenge betrug zunächst 12 Prozent des Überschusses und wurde im Zuge der Reformen zur vierten Handelsperiode zu Beginn des Jahres 2019 auf 24 Prozent erhöht. Die nicht versteigerten Emissionsberechtigungen fließen in die MSR. Umgekehrt werden 200 Millionen Berechtigungen zusätzlich der Versteigerung zugeführt, wenn die Umlaufmenge die Grenze von 400 Millionen Berechtigungen unterschreitet. Voraussetzung dafür ist allerdings, dass sich ausreichend Zertifikate in der MSR befinden.

Um eine dauerhafte Reduzierung der Überschüsse sicherzustellen, soll ab 2023 der Bestand an Zertifikaten in der MSR auf eine Menge begrenzt werden, die dem Umfang der verauktionierten Menge des jeweiligen Vorjahres entspricht. Alle darüberhinausgehenden Zertifikate in der MSR werden durch Löschung aus dem System genommen. Eine Rückführung der Überschüsse in den Markt soll dadurch in nennenswertem Umfang verhindert werden, was andernfalls mittel- und langfristig zu höheren Emissionen führen würde. Diese Herausnahme von Emissionsberechtigungen trägt somit zur Absicherung der internationalen Treibhausgasreduktionszusagen der EU im Rahmen des Übereinkommens von Paris bei [41].

In der dritten Handelsperiode ist der CO₂-Preis deutlich gestiegen, dessen Anstieg sich nicht eindeutig nur auf die zuvor beschriebenen Maßnahmen zurückführen ließ. Als weitere Gründe lassen sich eine zu der Zeit gute wirtschaftliche Lage in Europa und die für die vierte Handelsperiode beschlossene Erhöhung des linearen Reduktionsfaktors nennen, auf die die Marktteilnehmer bereits reagiert haben konnten.

Mitte 2017 lag der CO₂-Preis noch bei 5 €/EUA und hat sich bis September 2018 mit einem nahezu stetigen Zuwachs auf 25 €/EUA verfünffacht. Seitdem liegt er mit Ausnahme zweier Negativausschläge (1.11.2018 bei 15,5 €/EUA und 21.02.2019 bei 18,6 €/EUA) oberhalb von 20 €/EUA (siehe Abbildung 2). Dieser Preis stellt zwar noch kein Niveau dar, das bedeutende⁵ Investitionsanreize setzt, gibt aber die eingeleitete Verknappung von Emissionszertifikaten wieder und zeigt die grundsätzliche Funktionsfähigkeit des Instruments Emissionshandel. Insofern spielen die Reformen für die vierte Handelsperiode eine für den Fortbestand des Emissionshandels wichtige Rolle. Insbesondere müssen die Emissionsobergrenzen die gesetzten Emissionsminderungsziele adäquat widerspiegeln.

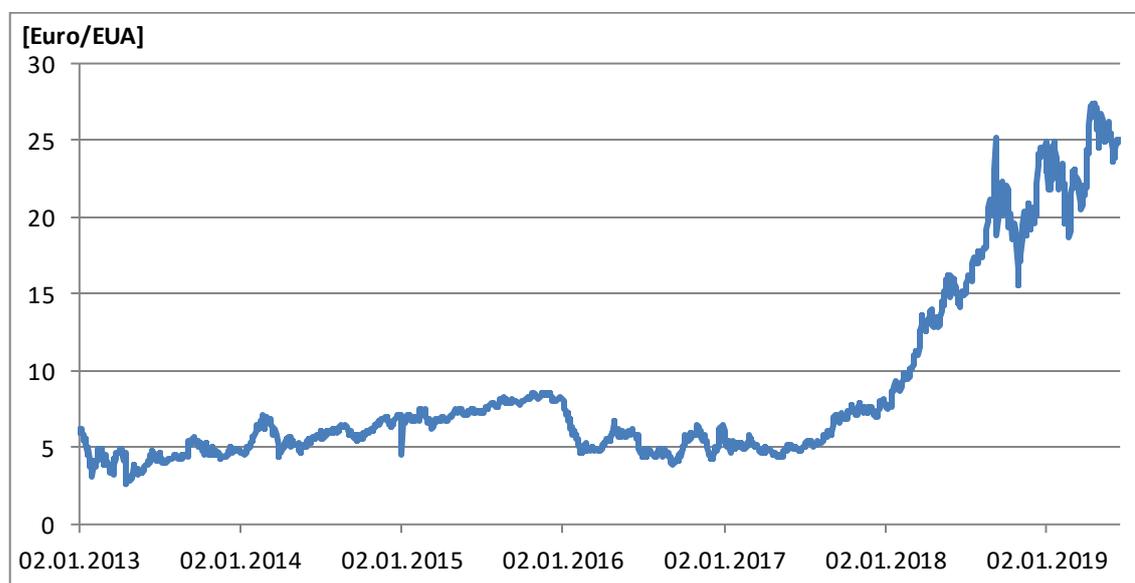


Abbildung 2: CO₂-Zertifikatepreis während der dritten Handelsperiode (2013-2020) in €/EUA, Quelle: EEX

Bereits im Juli 2015 wurden von der Europäischen Kommission parallel zur Einführung der MSR Reformvorschläge für die vierte Handelsperiode vorgelegt [42], die anschließend zwischen ihr, dem Europäischen

⁵ Bei anhaltend niedrigen Erdgaspreisen könnte der Ersatz alter Kohlekraftwerke durch Gaskraftwerke auch bei einem Preis von 20 €/EUA fallweise wirtschaftlich sein.

Rat und dem Europäischen Parlament verhandelt wurden. Im März 2018 trat die Richtlinie 2018/140 in Kraft, die wesentliche Reformen für die vierte Handelsperiode beinhaltet [43].

Ein zentrales Ziel der Reformen besteht in der Stärkung von Preissignalen, um Investitionsanreize für emissionsärmere, möglichst klimaneutrale Technologien zu verstärken. Mit Beginn der vierten Handelsperiode (2021-2030) ist der jährliche lineare Reduktionsfaktor von 1,74 Prozent auf 2,2 Prozent erhöht worden, was zu einer stärkeren Reduktion der in einem Jahr zur Verfügung stehenden Gesamtmenge an Zertifikaten führt. Darüber hinaus beinhalten die Reformen zwei weitere Maßnahmen. Die erste Maßnahme umfasst, dass die Reduzierung der Auktionsmengen von 12 Prozent auf 24 Prozent der Marktüberschüsse aus dem Vorjahr erhöht wird. Die zweite besteht in der Begrenzung der Reserve ab dem Jahr 2023 auf ein Volumen, das der Versteigerungsmenge des jeweiligen Vorjahres entspricht, sowie der Löschung der darüber hinaus gehenden Menge.

Im Mai 2021 ist der CO₂-Preis erstmals über 50 €/EUA gestiegen, was unter anderem auf die Verknappung der Zertifikate zurückzuführen ist. Bis Mitte 2020 ist er weiter auf knapp 90 €/EUA gestiegen, nachdem er im Februar 2022 mit ca. 95 €/EUA seinen bisherigen Höchststand verzeichnete.

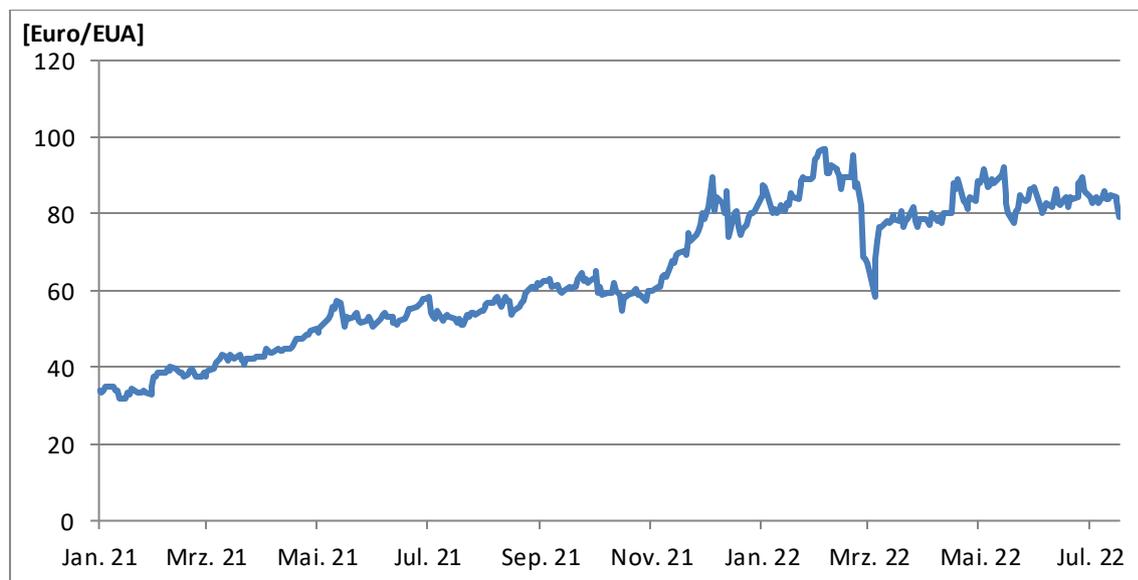


Abbildung 3: CO₂-Zertifikatepreis in der laufenden vierten Handelsperiode in €/EUA, Quelle: M.S Fusion Media Ltd.

2.3 Ausstieg aus der Kernenergienutzung sowie der Kohleverstromung

Sowohl der Beschluss, bis zum Ende des Jahres 2022 aus der Nutzung der Kernenergie zur Elektrizitätserzeugung auszusteigen, als auch die Empfehlung der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, der sogenannten Kohlekommission, bis spätestens 2038 die Kohleverstromung zu beenden, stellen weitere, für die Elektrizitätswirtschaft bedeutende Veränderungen der Rahmenbedingungen dar. Im Folgenden wird zunächst auf die Novellierungen des Atomgesetzes und anschließend auf die Empfehlungen der Kohlekommission eingegangen.

2.3.1 Ausstieg aus der friedlichen Nutzung der Kernenergie

Die erste Novellierung des Atomgesetzes geht auf die „Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000“, den sogenannten Atomkonsens zurück, der zwischen der damaligen Bundesregierung (Kabinett Schröder I) und den Betreibern von Kernkraftwerken getroffen wurde [45]. In der Vereinbarung wurde beschlossen, für die bestehenden Anlagen maximale Produktionsmengen gerechnet ab dem 1. Januar 2000 (Reststrommengen) festzulegen. Ebenso ist die Methodik zur Berechnung der Reststrommengen genannt. Mit dem Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität vom 22. April 2002 wurde in Artikel 1 die Änderung des Atomgesetzes beschlossen. Diese Änderung beinhaltet auch die Festlegung einer gesamten Reststrommenge von 2.623 TWh und wie sie sich auf die einzelnen Anlagen verteilt [46].

Eine weitere Novellierung des Atomgesetzes erfolgte 2010 auf Basis des Koalitionsvertrages, der 2009 zwischen CDU, CSU und FDP zur 17. Legislaturperiode geschlossen wurde. Dieser sah vor, zwar das Neubauverbot für Kernkraftwerke bestehen zu lassen, jedoch die Laufzeiten der Kernkraftwerke zu verlängern [47]. Im elften Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes wurden für die 17 deutschen Kernkraftwerke zusätzliche Elektrizitätsmengen, d. h. über die zuvor beschlossenen Reststrommengen hinausgehende Produktionsmengen (zusätzlich rund 1.800 TWh) festgelegt [48].

Die Laufzeitverlängerung war jedoch nur von kurzer Dauer. Die Nuklearkatastrophe von Fukushima, die am 11. März 2011 begann und bei der erhebliche Mengen radioaktiver Stoffe freigesetzt wurden, leitete ein Umdenken der Bundesregierung ein, das zu einem deutlichen Wechsel in der Atompolitik und anschließend in der gesamten Energiepolitik führte. Schon drei Tage nach dem Erdbeben, das die Katastrophe in Japan ausgelöst hatte, wurde am 14. März 2011 die Laufzeitverlängerung außer Kraft gesetzt und ein dreimonatiges Moratorium beschlossen, während dessen die Sicherheit der deutschen Kernkraftwerke überprüft werden sollte und das die Abschaltung der sieben ältesten deutschen Kernkraftwerke⁶ sowie des Reaktors Krümmel vorsah [49]. Bereits am 6. August 2011 trat das dreizehnte Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes in Kraft, in dem für jedes der verbliebenen 17 Kernkraftwerke ein verbindliches Datum festgelegt wurde, an dem die Berechtigung zum Leistungsbetrieb spätestens erlischt (bei Erreichen der Reststrommenge ggf. schon früher) [50]. Die im Zuge des Moratoriums abgeschalteten Anlagen

⁶ Biblis A und B, Brunsbüttel, Isar 1, Neckarwestheim 1, Philippsburg 1 und Unterweser

verloren mit Inkrafttreten des Gesetzes bereits ihre Betriebsgenehmigung. Die übrigen Anlagen müssen bis spätestens Ende 2022 abgeschaltet und vom Netz genommen werden. Eine Übersicht gibt Tabelle 1.

Tabelle 1: Abschalt dates deutscher Kernkraftwerke

Biblis A, Biblis B, Brunsbüttel, Isar 1, Krümmel, Neckarwestheim 1, Philippsburg 1, Unterweser	6. August 2011
Grafenrheinfeld	31. Dezember 2015
Gundremmingen B	31. Dezember 2017
Philippsburg 2	31. Dezember 2019
Brokdorf, Grohnde, Gundremmingen C	31. Dezember 2021
Emsland, Isar 2, Neckarwestheim 2	31. Dezember 2022

Eigene Darstellung in Anlehnung an [50]

2.3.2 Ausstieg aus der Kohleverstromung

Die Energieträger Kohle, Öl und Erdgas unterscheiden sich in vielerlei Hinsicht. Angefangen mit ihrem Aggregatzustand, über die Art des Transportmittels, den spezifischen Preis bis hin zu unerwünschten Verunreinigungen, im Falle der Kohle bspw. Quecksilber. Ein weiteres wichtiges Unterscheidungsmerkmal sind ihre spezifischen Emissionen, d. h. sie unterscheiden sich darin, wieviel CO₂ bei der Verbrennung je freigesetzte Energiemenge entsteht. Öl und insbesondere Kohle weisen im Vergleich zu Erdgas deutlich höhere spezifische Emissionen auf. Bei der Verstromung dieser Energieträger muss zusätzlich der Anlagenwirkungsgrad berücksichtigt werden, um bewerten zu können, wieviel CO₂ je erzeugte Menge Elektrizität in die Atmosphäre abgegeben wird. Über die Division der spezifischen Energieträgeremissionen durch einen repräsentativen Anlagenwirkungsgrad lassen sich für die einzelnen Energieträger spezifische Emissionen je erzeugte Einheit Elektrizität berechnen. Bei diesem Vergleich schneiden Kohlekraftwerke im Vergleich zu mit Erdgas betriebenen Anlagen besonders schlecht ab, da ihr durchschnittlicher Anlagenwirkungsgrad nochmals unterhalb von vergleichbaren Gas- und Dampfkraftwerken liegt. In Tabelle 2 sind für die Energieträger Stein- und Braunkohle, leichtes Heizöl sowie Erdgas die bei der Verbrennung entstehenden spezifischen Emissionen aufgeführt und diese anhand typischer Anlagenwirkungsgrade in die resultierenden Emissionen je erzeugte Mengeneinheit Elektrizität (Terajoule bzw. Megawattstunden) umgerechnet.

Bei der Verstromung von Kohle, insbesondere bei der Braunkohleverstromung entsteht besonders viel CO₂. Im Jahr 2016 trugen die Emissionen der deutschen Kohlekraftwerke mit rund 256 Mio. t. CO₂ zu 28 Prozent der Gesamtemissionen in Deutschland bei. Unter der Prämisse, die gesetzten Klimaschutzziele erreichen zu wollen, liegt ein Ausstieg aus der Nutzung von Kohle als Energieträger zur Elektrizitätserzeugung nahe. Deshalb hat die Bundesregierung die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ im Juni 2018 einberufen und sie damit beauftragt, einen Plan zur schrittweisen Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung zu erarbeiten, der neben notwendigen Begleitmaßnahmen insbesondere ein Abschlussdatum enthält [53].

Tabelle 2: Vergleich spezifischer Emissionen für verschiedene Energieträger

	Spez. Emissionen (Heizwert)		Wirkungsgrad	Spez. Emissionen (Elektrizität)	
	t CO ₂ /TJ _{th}	t CO ₂ /MWh _{th}		%	t CO ₂ /TJ _{el}
Steinkohle	93,6	0,337	40 - 44	234 - 213	0,842 - 0,766
Braunkohle, D Mitte	102,8	0,370	38 - 42	271 - 245	0,974 - 0,881
Braunkohle, Rheinland	113,1	0,407		298 - 269	1,071 - 0,969
Leichtes Heizöl	74,0	0,266	(Gasturbine) 35	211,0	0,761
Erdgas	55,9	0,201	(Gasturbine) 35	160,0	0,576
			(GuD) 55	102,0	0,367

Eigene Darstellung in Anlehnung an [51] und [52]

Der Abschlussbericht wurde im Januar 2019 vorgelegt. Darin empfiehlt die Kommission, die Kohleverstromung spätestens am Ende des Jahres 2038 einzustellen. Für den Fall, dass die energiewirtschaftlichen, beschäftigungspolitischen und die betriebswirtschaftlichen Voraussetzungen geschaffen wurden, kommt ein vorgezogener Ausstieg bis frühestens 2035 in Betracht, der mit den Kraftwerksbetreibern zu verhandeln ist. Ob diese Möglichkeit besteht, wird im Jahr 2032 überprüft („Öffnungsklausel“). Diese Überprüfung schließt ein, ob die Annahmen für die Beendigung der Kohleverstromung insgesamt als realistisch erachtet werden.

Laut der im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Daten sind von der vorzeitigen Stilllegung Kohlekraftwerke mit einer installierten Leistung von 23,6 GW betroffen, was etwas mehr als der Hälfte der 2035 noch vorhandenen Bestandskraftwerke (vgl. Tabelle 14) entspricht. Davon entfallen knapp zwei Drittel auf Steinkohlekraftwerke (14,8 GW, 63 Prozent) und gut ein Drittel auf Braunkohlekraftwerke (8,8 GW, 37 Prozent). Diese vorzeitigen Stilllegungen betreffen die Kraftwerksbetreiber in unmittelbarem Maße. Ihnen werden die Betriebsgenehmigungen für Anlagen genommen, mit denen sie weiterhin eine nicht unerhebliche Wertschöpfung erwirtschaften könnten. Deshalb schließen die Empfehlungen der Kohlekommission angemessene Entschädigungszahlungen an die Kraftwerksbetreiber ausdrücklich ein, um gerichtliche bzw. verfassungsrechtliche Auseinandersetzungen zu vermeiden, zu denen es im Zuge der Zwangsabschaltungen der Kernkraftwerke gekommen war.

Parallel zu den zuvor beschriebenen Entwicklungen ist seit etwa Anfang der 1990er Jahre ein stetiger Anstieg der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien zu beobachten. Bis dahin waren mit Ausnahme von Wasserkraftwerken nur wenige, mit erneuerbaren Energien betriebene Anlagen an die öffentliche Elektrizitätsversorgung angeschlossen. Auf den Ausbau erneuerbarer Energien und dessen politische Zielvorgaben, auf die politischen Rahmenbedingungen sowie auf die in jüngerer Zeit zunehmenden Eingriffe ins Einspeisemanagement erneuerbarer Energien wird in Kapitel 2.4 eingegangen.

2.4 Erneuerbare Energien

Die Internationale Organisation für erneuerbare Energien hat in ihrer Satzung vom 26. Januar 2009 definiert, dass unter „erneuerbare Energien“ alle Formen von Energie verstanden werden, deren Erzeugung auf nachhaltige Weise aus erneuerbaren Quellen Energieträger erfolgt. Diese Satzung wurde in Deutschland in das Gesetz zu der Satzung vom 26. Januar 2009 der Internationalen Organisation für erneuerbare Energien übernommen und am 25. Juni 2009 vom Bundestag beschlossen. Als erneuerbare Energien gelten demnach Bioenergie, geothermale Energie, Wasserkraft, Meeresenergie (einschließlich unter anderem Gezeiten-, Wellen- und ozeanthermischer Energie), Solarenergie und Windenergie [54].

Die Erneuerbaren Energien haben in jüngster Zeit knapp 43 Prozent des Elektrizitätsverbrauchs in Deutschland gedeckt. In den ersten drei Quartalen des Jahres 2019 betrug die Einspeisung aus Wind, Sonne und anderen regenerativen Quellen etwa 183 TWh, was einem Anteil am Bruttostromverbrauch von 42,9 Prozent entspricht, der die Bezugsgröße für die im EEG definierten Ziele darstellt. Bei einem durchschnittlichen Wind- und Sonnenaufkommen könnte dieser Anteil für das Gesamtjahr 2019 über 42 Prozent liegen [55]. Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum wuchs der Erneuerbaren-Anteil um 5 Prozentpunkte. Damit tragen erneuerbare Energien den größten Teil zur Deckung der inländischen Nachfrage bei. Dahinter folgen mit einer Erzeugung von 125 TWh Kohlekraftwerke, deren Anteil auf unter 30 Prozent gefallen ist. In Gaskraftwerken wurde im Vergleich zum Vorjahreszeitraum wegen der gestiegenen CO₂-Preise rund 11 Prozent mehr erzeugt. Sie kommen mit 66 TWh auf einen Anteil von etwa 15,5 Prozent [56].

Das Fazit der jüngsten Entwicklungen im Bereich der Erneuerbaren Energien fällt allerdings zwiespalten aus. Auf der einen Seite scheint der im EEG verankerte Zielkorridor für 2025 von 40 bis 45 Prozent bereits heute und damit fünf Jahre früher erreicht. Auf der anderen Seite ist aktuell der Ausbau erneuerbarer Energien beim Bau neuer Onshore-Windkraftanlagen ins Stocken geraten. In den jüngsten Ausschreibungen der BNetzA für Windenergieanlagen an Land zum Gebotstermin 1. Oktober 2019 war die Ausschreibung erneut deutlich unterzeichnet. Es gingen nur für ein knappes Drittel der Gebotsmenge (675 MW) Gebote ein. Alle 25 eingereichten Gebote mit einem Volumen von zusammen 204 MW erhielten einen Zuschlag [16]. Zwar erscheint das Ziel für 2030 weiterhin erreichbar zu sein, doch besteht in der Regulatorik Handlungsbedarf, um die Erreichung des Ziels nicht zu gefährden.

Im Folgenden werden zunächst die Entwicklungen der Erneuerbaren Energien dargestellt. Anschließend werden wichtige Teile des regulatorischen Rahmens beschrieben, der auch die Zielvorgaben für den Ausbau erneuerbarer Energien enthält. In Kapitel 2.4.3 wird auf die seit einigen Jahren notwendigen Eingriffe ins Einspeisemanagement (Abregelungen erneuerbarer Energien) eingegangen, die auch Teil der Szenariobetrachtungen dieser Arbeit sind.

2.4.1 Entwicklung erneuerbarer Energien

Gesamtentwicklung erneuerbarer Energien

Bis zu Beginn der 1990er-Jahre bestand die installierte Leistung erneuerbarer Energien nahezu vollständig aus Wasserkraftwerken. Zwar wiesen die übrigen erneuerbaren Energieträger, insbesondere Windenergie an Land, Photovoltaik und Biogas, seit 1990 zum Teil hohe Wachstumsraten bei der installierten Leistung

auf, doch schlug sich ihr Zubau zum einen wegen des niedrigen Anfangsniveaus und zum anderen wegen vergleichsweise geringen Volllaststunden nur langsam in der Bruttostromerzeugung nieder. Durch einen stetigen Ausbau im kontinuierlich zweistelligen Prozentbereich bei den drei genannten Energieformen und seit 1995 ebenfalls bei biogenen Festbrennstoffen wuchs ihr Anteil bis Mitte der 2000er-Jahre auf 80 Prozent der installierten Leistung an, wobei der Anteil der Wasserkraft bei niedrigen Wachstumsraten (durchschnittlich ein Prozent pro Jahr) auf etwa 18 Prozent fiel. In den Jahren 2004 bis 2010 verzeichnete insbesondere die Photovoltaik hohe Wachstumsraten, wodurch ihr Anteil an der installierten Leistung von rund sieben Prozent Ende 2005 auf gut 42 Prozent Ende 2021 wuchs und sie, nachdem sie zeitweise (Ende 2012 und 2013) den höchsten Anteil an der installierten EE-Leistung verzeichnete, nun hinter Windenergie an Land auf dem zweiten Platz liegt (vgl. Tabelle 3 und Tabelle 4).

Tabelle 3: Installierte Leistungen erneuerbarer Energien zum Ende des Jahres

Angaben in [MW]	1990	1995	2005	2010	2015	2018	2019	2020	2021
Wasserkraft ¹⁾	3.982	4.348	5.210	5.407	5.589	5.329	5.378	5.436	5.383
Windenergie an Land	55	1.121	18.248	26.823	41.297	52.328	53.187	54.414	56.091
Windenergie auf See ²⁾	0	0	0	80	3.283	6.393	7.555	7.774	7.774
Photovoltaik	2	18	2.056	18.006	39.224	45.158	48.914	53.721	58.728
biogene Festbrennstoffe	64	80	1.218	1.502	1.592	1.585	1.598	1.597	1.614
biogene flüssige Brennstoffe	0	0	60	410	232	230	231	231	229
Biogas ³⁾	1	9	665	3.015	4.601	5.592	5.920	6.316	6.438
Biomethan ³⁾	0	0	0	96	614	602	603	621	629
Klärgas ⁴⁾	5	6	161	200	245	421	396	374	374
Deponiegas	59	132	248	237	183	169	162	156	138
Geothermie	0	0	0	8	34	42	47	47	53
biogener Anteil des Abfalls	275	255	587	762	962	1.063	1.084	1.024	1.009
Gesamt	4.443	5.969	28.453	56.546	97.856	118.912	125.075	131.711	138.460

Eigene Darstellung auf Basis von [57]

Tabelle 4: Anteile der EE-Energieträger an der gesamten EE-Leistung

Angaben in [%]	1990	1995	2005	2010	2015	2018	2019	2020	2021
Wasserkraft	89,6%	72,8%	18,3%	9,6%	5,7%	4,5%	4,3%	4,1%	3,9%
Windenergie an Land	1,2%	18,8%	64,1%	47,4%	42,2%	44,0%	42,5%	41,3%	40,5%
Windenergie auf See	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	3,4%	5,4%	6,0%	5,9%	5,6%
Photovoltaik	0,0%	0,3%	7,2%	31,8%	40,1%	38,0%	39,1%	40,8%	42,4%
biogene Festbrennstoffe	1,4%	1,3%	4,3%	2,7%	1,6%	1,3%	1,3%	1,2%	1,2%
biogene flüssige Brennstoffe	0,0%	0,0%	0,2%	0,7%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Biogas	0,0%	0,2%	2,3%	5,3%	4,7%	4,7%	4,7%	4,8%	4,6%
Biomethan	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Klärgas	0,1%	0,1%	0,6%	0,4%	0,3%	0,4%	0,3%	0,3%	0,3%
Deponiegas	1,3%	2,2%	0,9%	0,4%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Geothermie	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
biogener Anteil des Abfalls	6,2%	4,3%	2,1%	1,3%	1,0%	0,9%	0,9%	0,8%	0,7%
Gesamt	100%								

Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von [57]

In Abbildung 4 sind die Entwicklung der installierten EE-Leistung seit 1990 sowie die Entwicklung der Bruttostromerzeugung dargestellt. In dunkel blau sind die Wasserkraftwerke abgebildet, deren installierte Leistung mit der Folge nahezu konstant bleibt, dass der Anteil der Wasserkraft an der gesamten installierten EE-Leistung von etwa 90 Prozent im Jahr 1990 auf unter vier Prozent in 2021 fällt (vgl. Tabelle 4 und Abbildung 5). Ein wahrnehmbares Niveau ist bei der Windkraft an Land ab Mitte der 1990er-Jahre, bei der Photovoltaik und Biomasse ab Mitte der 2000er-Jahre und bei der Windkraft auf See seit Mitte der 2010er-Jahre zu erkennen.

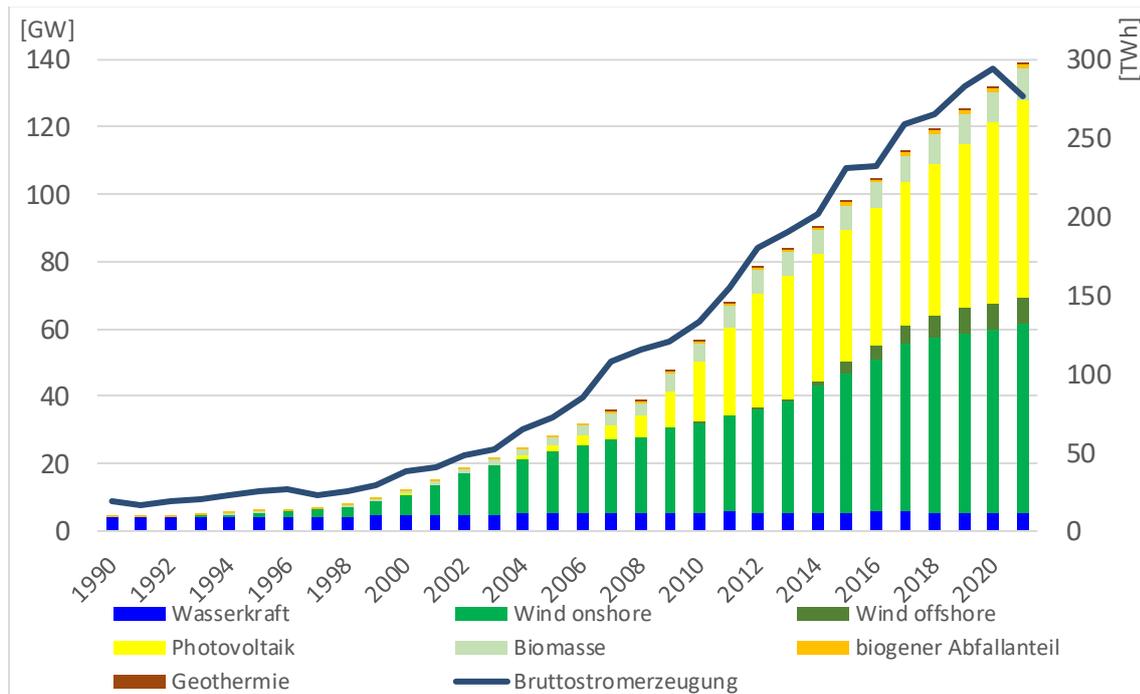


Abbildung 4: Installierte EE-Leistungen in Gigawatt und EE-Bruttostromerzeugung in Terawattstunden, eigene Darstellung basierend auf [57], [58], [59]

Die Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien bleibt bis Mitte der 1990er-Jahre vergleichsweise konstant (siehe Abbildung 4). In den darauffolgenden Jahren legt ihr Wachstum deutlich zu. Zwischen 1995 und 2000 beträgt es ca. 43 Prozent, zwischen 2000 und 2005 ca. 75 Prozent, zwischen 2005 und 2010 etwa 66 Prozent und zwischen 2010 und 2015 rund 79 Prozent. Seither hat sich das Wachstum deutlich verringert, d. h. der Zuwachs zwischen 2015 und 2020 betrug nur noch etwa 33 Prozent.

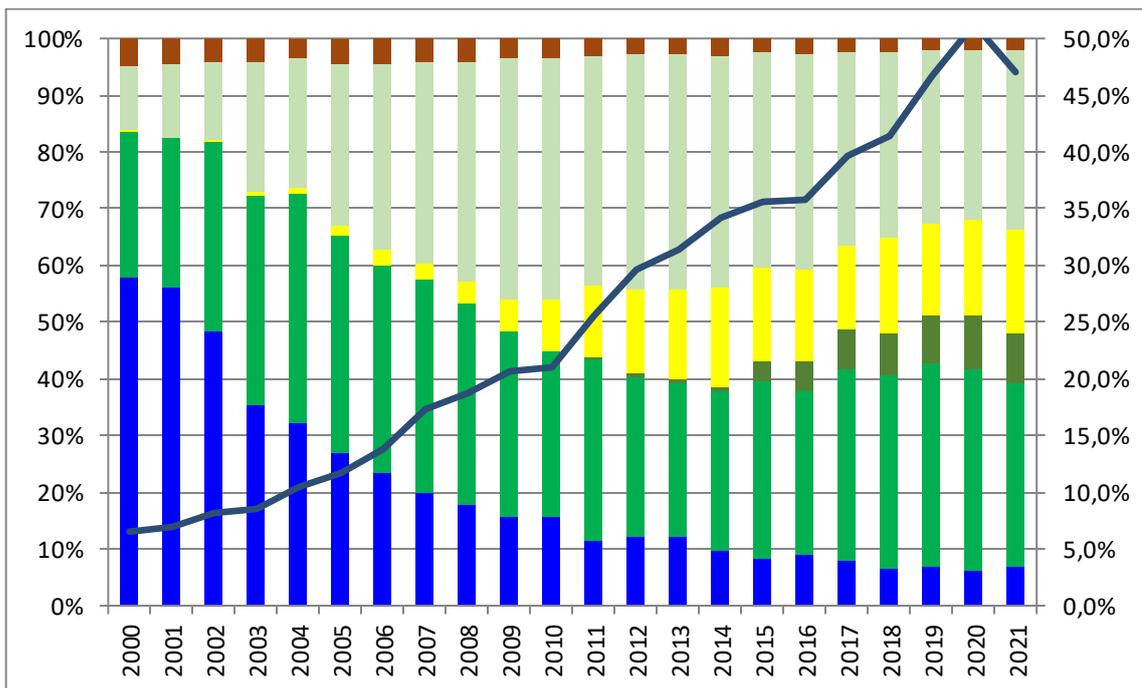


Abbildung 5: Struktur der EE-Bruttostromerzeugung und Anteil am Bruttostromverbrauch, eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von [8], [59]

Neben der Struktur der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf der Primärachse ist in Abbildung 5 auf der Sekundärachse der Anteil der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch dargestellt. Bis zum Jahr 2020 ist ein kontinuierliches Wachstum zu erkennen, das bis auf einen Anteil erneuerbarer Energien von knapp 44 Prozent gemessen am Bruttostromverbrauch anwächst. Im Jahr 2021 ist der Anteil knapp unter 40 Prozent gefallen. Dies ist bei einem um knapp 2,5% gestiegenen Stromverbrauch auf einen witterungsbedingten Rückgang in der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen von sieben Prozent zurückzuführen. Dabei fielen insbesondere zwei Effekte negativ ins Gewicht. Zum einen wehte im ersten Quartal 2021 im Vergleich zum Vorjahresquartal extrem wenig Wind, zum anderen herrschte im gesamten Jahr eine vergleichsweise sonnenarme Witterung, die trotz einer hohen Anzahl neu gebauter PV-Anlagen nur zu einer moderaten Erhöhung in der Stromerzeugung aus PV-Anlagen geführt hat [60], [61]. Das für das Jahr 2021 im EEG 2021 festgelegte Zwischenziel für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Höhe von 259 TWh wurde um fast 10 Prozent verfehlt.

Wind onshore

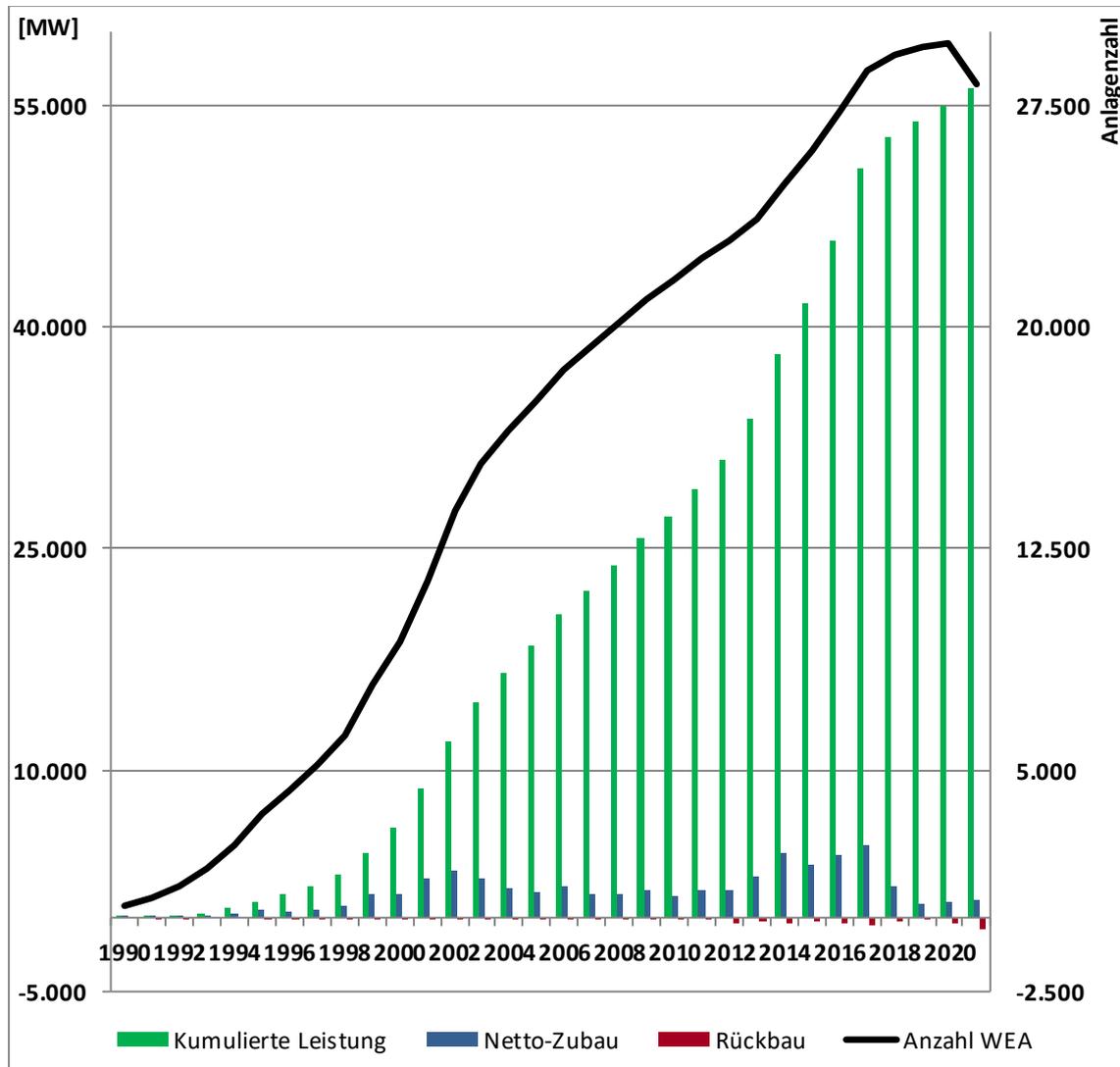


Abbildung 6: Kumulierte Windenergieleistung an Land, jährlicher Netto-Zubau und Rückbau sowie Anlagenzahl, eigene Darstellung basierend auf [62], [63], [64], [65], [66], [67], [68], [69], [70], [71], [72]

In Abbildung 6 sind zum einen die kumulierte installierte Leistung von Windkraftanlagen an Land sowie der jährliche Netto-Zubau und der jährliche Rückbau von Windkraftanlagen an Land dargestellt. Der zunächst progressive Anstieg bei der Anzahl von Windkraftanlagen und der anschließend degressive Anstieg bei gleichzeitig konstantem Zubau zeigt die über die Zeit stetig anwachsende Leistung je Windkraftanlage, die auf immer größere Rotorflächen und auf zunehmende Nabenhöhen zurückzuführen ist. Ende 2002 waren etwa 13.750 Anlagen mit einer installierten Leistung von knapp 12 GW in Betrieb, woraus sich eine durchschnittliche Anlagengröße von 870 kW ergibt. Dieser Wert ist bis Ende 2021 auf knapp 2 MW gestiegen und es waren etwa 28.200 Anlagen mit einer installierten Leistung von circa 56,1 GW am Netz.

Wind offshore

Abbildung 7 zeigt die Entwicklung der installierten Offshore-Windenergieleistungen sowie die kumulierte Anzahl installierter Offshore-Windenergieanlagen (OWEA). Beide Größen werden jeweils differenziert nach Anlagen mit Netzanschluss bzw. Anlagen ohne Netzanschluss ausgewiesen. Die Grafik veranschaulicht, dass der Netzausbau bzw. der Netzanschluss von OWEA auf See neben der Aufstellung der Anlagen eine weitere Herausforderung darstellt. Regelmäßig konnten in der Vergangenheit nicht alle der installierten OWEA auch ans Netz angeschlossen werden. Besonders zeigt sich das am Ende des Jahres 2014. Zu diesem Zeitpunkt waren mehr als die Hälfte der installierten OWEA nicht ans Netz angeschlossen und konnten nur mit einer zeitlichen Verzögerung ans Netz angeschlossen werden. In den Jahren 2020 und 2021 konnten jedoch sämtliche Anlagen ans Netz angeschlossen werden.

Im Jahr 2011 überschritt die installierte und ans Netz abgeschlossene Offshore-Windenergieleistung die Marke von 100 MW. Damit wurde eine kritische Größe von auf See installierten Windenergieanlagen erreicht, die dazu führte, dass OWEA erstmals einen substantiellen Beitrag zur gesamten Windenergieeinspeisung geleistet haben [73]. In den beiden Folgejahren erhöhten sich die Einspeisungen zunächst moderat (Zuwachs jeweils ca. ein Viertel). Der Zuwachs im Jahr 2014 lag bei über 60 Prozent, sodass sich in der Folge auch die Einspeisungen aus OWEA vervielfachten. Ab 2016 flachten die Zubauraten ab. Im Jahr 2018 wurden bereits mehr als 19 TWh aus OWEA eingespeist (vgl. Tabelle 5). Damit betrug der Anteil von OWEA an der gesamten Windeinspeisung etwa 17 Prozent.

Des Weiteren zeigt Abbildung 7 für die vergangenen 10 Jahre ein starkes Wachstum von Offshore-Windkapazitäten. Besonders stark ausgeprägt war es in den Jahren 2013 mit mehr als 200 Prozent Zuwachs und 2014 mit mehr als 150 Prozent Zuwachs. Im Jahr 2020 ist der Zubau mit nur noch rund 220 MW Neuanlagen deutlich eingebrochen und kam 2021 ohne Zubau von Neuanlagen vollständig zum Erliegen. Insgesamt waren Ende 2021 knapp 7.800 MW an OWEA installiert, davon ca. 6.700 MW in der Nordsee und ca. 1.100 MW in der Ostsee. Die 7.800 MW an installierter Leistung verteilen sich auf etwa 1.500 Anlagen, was einer durchschnittlichen Anlagenkapazität von etwa 5,2 MW entspricht. Dabei liegt die durchschnittliche Anlagengröße mit 5,3 MW/OWEA in der Nordsee leicht über der durchschnittlichen Anlagengröße in der Ostsee, die 4,7 MW/OWEA beträgt.

Tabelle 5: Elektrizitätseinspeisung aus Windenergieanlagen auf See

[GWh]	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Einspeisung aus OWEA	568	722	906	1.482 ¹⁾	8.200	12.100	17.700	19.500	24.700	27.300	24.400

1) eigene Berechnung

Eigene Darstellung basierend auf [57], [59], [74], [75], [76], [77], [78]

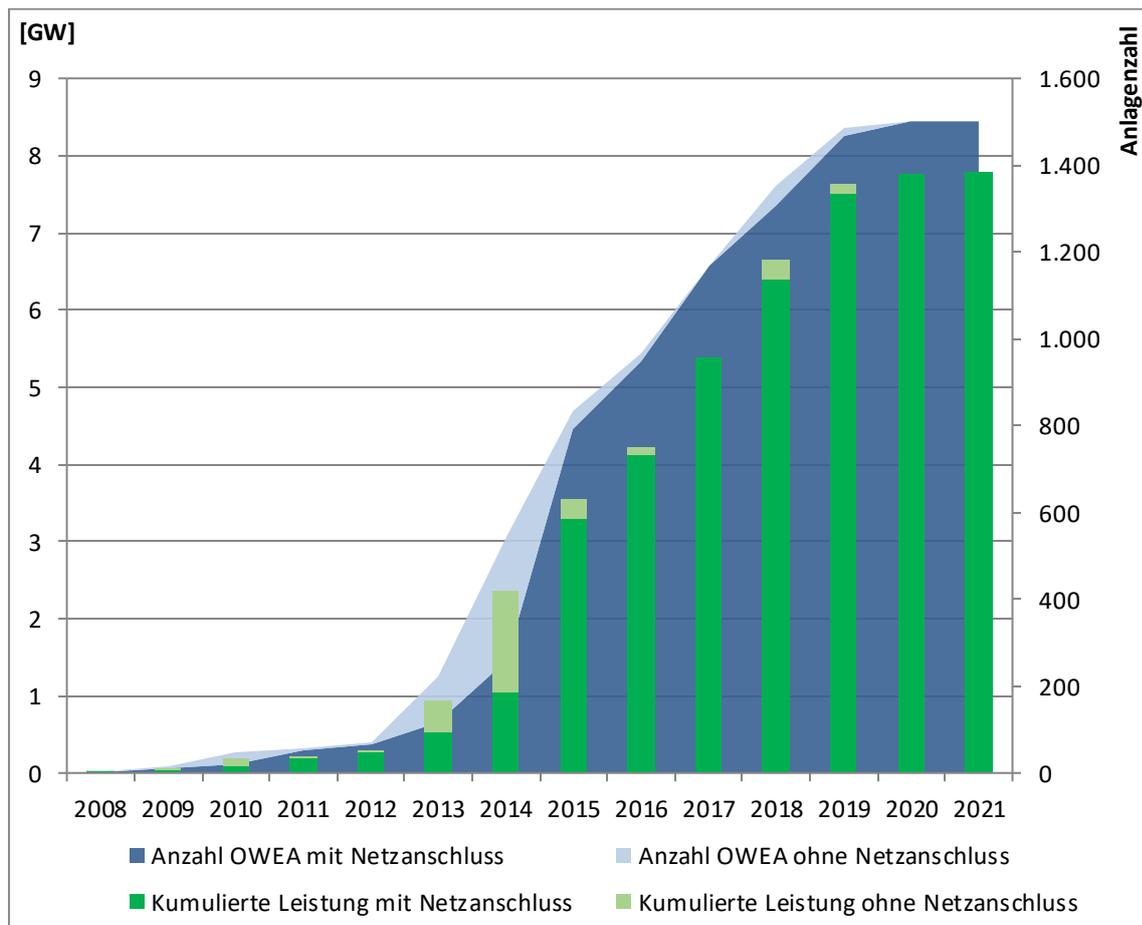


Abbildung 7: Kumulierte Windenergieleistungen auf See in Gigawatt und Zahl errichteter Anlagen (jeweils mit/ ohne Netzanschluss), eigene Darstellung auf Basis von [62], [63], [79], [80], [81], [82], [83], [84], [85], [86], [87], [88], [89], [90]

Photovoltaik

Der Zubau von PV-Anlagen hat Mitte der 2000er-Jahre begonnen. Ähnlich wie bei der Entwicklung der Windenergie an Land verlief der Zuwachs zunächst progressiv und ging bis zum Jahr 2015 in einen degressiven Zuwachs über (siehe Abbildung 8). In den Jahren 2020 und 2021 wurden jeweils ca. 5 GW installierte Leistung zugebaut, von denen ein Großteil auf Photovoltaik-Dachanlagen entfiel. In Deutschland waren am Ende des Jahres 2021 Photovoltaik-Anlagen mit einer kumulierten Leistung von knapp 59 GW installiert. Damit überstieg die installierte Leistung der Photovoltaik-Anlagen wieder die der Onshore-Windkraftanlagen, was zuletzt in den Jahren 2012 und 2013 der Fall war.

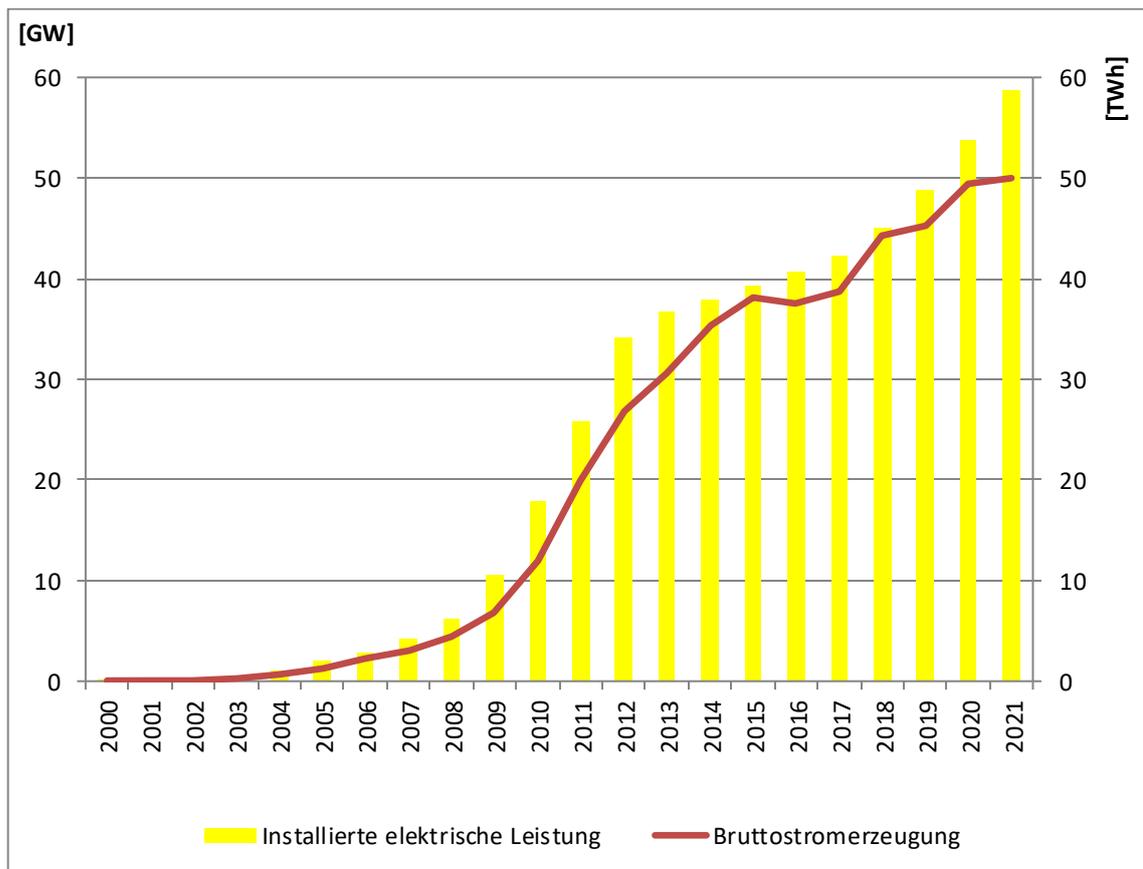


Abbildung 8: Kumulierte installierte PV-Leistung und resultierende Bruttostromerzeugung, eigene Darstellung auf Basis von [57]

Biomasse

Unter Biomasse werden feste, flüssige und gasförmige Brennstoffe biogenen Ursprungs verstanden. Zu den festen zählen bspw. Stroh und Holz sowie dessen Verarbeitungsprodukte (z. B. Pellets und Holzhack-schnitzel). Die wichtigsten biogenen Flüssigbrennstoffe bestehen aus Biokraftstoffen wie Bioethanol, Pflanzenöl und Biodiesel. Zu den biogenen Brenngasen gehören Faulgase wie Biogas, Klärgas und Depo-niegas, Biomethan, synthetisches Erdgas (Synthetic Natural Gas, SNG) sowie Biowasserstoff. Des Weiteren wird der biogene Anteil des Abfalls in Abfallver-brennungsanlagen (seit 2008 nur Siedlungsabfälle) dazu gezählt, der mit 50 Prozent angesetzt wird. Dieser biogene Anteil in Abfällen wird in den Darstellungen und Abbildungen im Rahmen dieser Arbeit jedoch nicht betrachtet.

In Abbildung 9 sind die kumulierten installierten Leistungen der Biomasse-Anlagen dargestellt sowie die resultierende Bruttostromerzeugung auf der Sekundärachse abgetragen. Zwischen 1996 und 2011 ist die installierte Leistung bei biogenen Brennstoffen mit jährlichen Wachstumsraten im zwei-stelligen Prozentbereich (Ausnahme mit +9,4 Prozent 2008) gewachsen. Seit 2012 ist das Wachstum deutlich abgeflacht. Zwischen 2012 und 2020 betrug die jährlichen Zunahmen 4,9 bis 5,9 Prozent und sind zuletzt (Jahr 2021) auf nur noch 1,7 Prozent gefallen. Bis zum Jahr 2021 wurde eine installierte Leistung von knapp

9 GW erreicht. Davon entfiel mit etwa 6,4 GW der überwiegende Teil auf Biogas, gefolgt von biogenen Festbrennstoffen (1,6 GW) und Biomethan (0,6 GW). Biogene Flüssigbrennstoffe machten mit weniger als 300 MW den kleinsten Teil der installierten Biomasseleistung aus.

Trotz einer zwischen 2015 und 2021 um knapp 27 Prozent gestiegenen installierten Anlagenleistung stagniert die Bruttostromerzeugung und lag in diesem Zeitraum bei ca. 43 TWh. Die Zunahme der Kapazität von Biomasseanlagen in den letzten Jahren ist jedoch vornehmlich auf einen gestiegenen Flexibilisierungsbedarf in der Stromerzeugung zurückzuführen. Diese sogenannte „Überbauung“ hatte in den letzten Jahren zwar kaum einen Anstieg der jährlich erzeugten Strommenge zur Folge, sorgt aber für eine flexible und bedarfsgerechte Bereitstellung dieses erneuerbaren Stroms, insbesondere in Zeiten mit geringer Wind- und PV-Stromerzeugung [91].

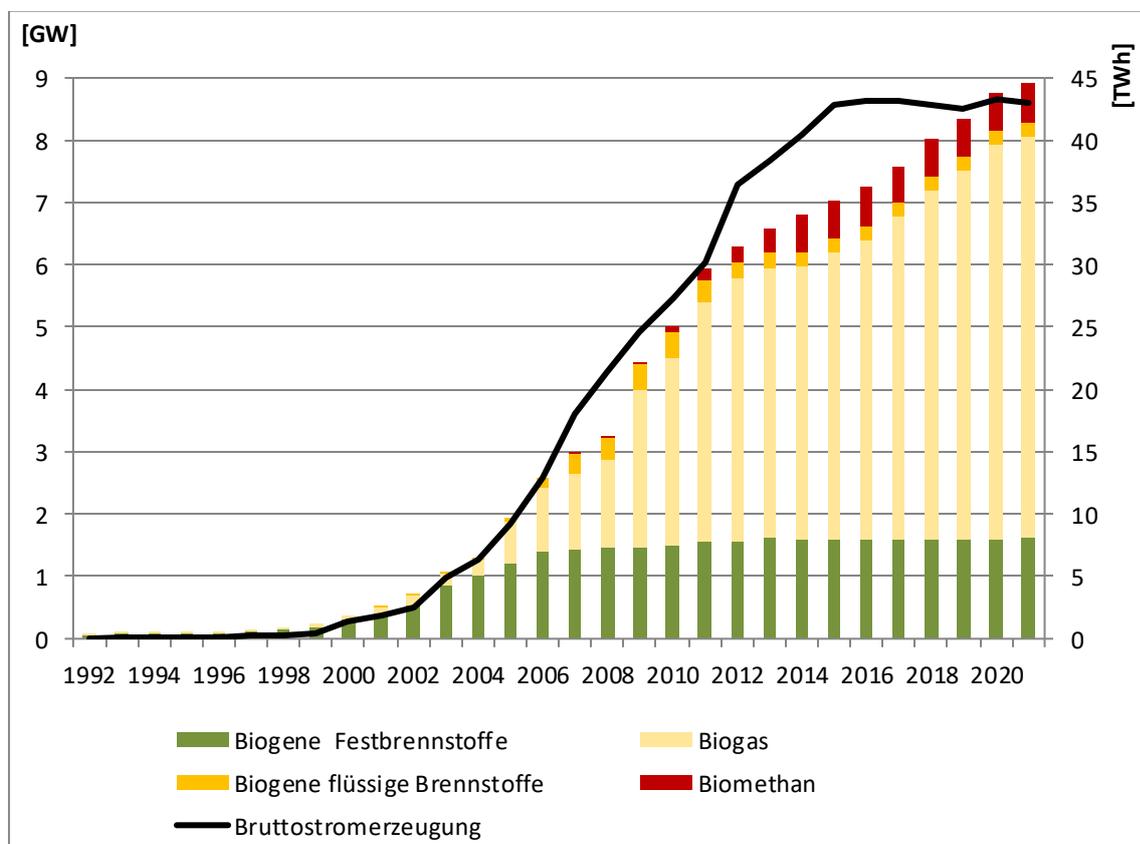


Abbildung 9: Kumulierte installierte Leistung und resultierende Bruttostromerzeugung aus Biomasse-Anlagen, eigene Darstellung auf Basis von [57]

2.4.2 Regulatorischer Rahmen inklusive Zielvorgaben für erneuerbare Energien

Im Jahr 2000 löste das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) das im Jahr 1990 beschlossene und mit Beginn des Jahres 1991 geltende Stromeinspeisungsgesetz (StromEinspG) ab. Mit Inkrafttreten des Gesetzes wurden weitreichende Veränderungen für die deutsche Elektrizitätswirtschaft eingeläutet, die sich seit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 1998 bereits in einem Umbruch befand. Das Ziel des EEG bestand in der Ermöglichung einer nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung sowie einer deutlichen Erhöhung des Beitrags erneuerbarer Energien an der Stromversorgung, dessen Erfolg sich in einem stetig wachsenden Anteil erneuerbarer Energien am inländischen Bruttostromverbrauch widerspiegelt [29], [31], [92], [93], [94], [95].

Mit der Novelle des EEG im Jahr 2004 wurden die bislang qualitativ formulierten Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromproduktion durch prozentuale Vorgaben im ersten Paragraphen des Gesetzes konkretisiert. Sie sahen eine Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2010 auf mindestens 12,5 Prozent und bis zum Jahr 2020 auf mindestens 20 Prozent vor [96]. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch⁷ betrug im Jahr 2007 bereits 14,4 Prozent und wuchs bis zum Jahr 2011 auf 20,4 Prozent (eigene Berechnung auf Basis von [59], vgl. [97]). Damit wurden die Ziele deutlich früher erreicht, als es im EEG 2004 vorgesehen war. Mit der Neufassung des EEG im Jahr 2014 wurde ein langfristiger Ausbaukorridor im Gesetz verankert, der eine schrittweise Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien an der Bruttostromnachfrage bis zum Jahr 2050 auf mindestens 80 Prozent vorsieht. Als Folge der vorzeitigen Übererfüllungen der vergangenen Ziele der Jahre 2010 und 2020 wurden als neue Zwischenziele eine Spanne von 40 bis 45 Prozent bis zum Jahr 2025 und eine Spanne von 55 bis 60 Prozent bis zum Jahr 2035 formuliert [9]. Das Erreichen des ersten Zwischenziels gilt als sicher, da im Vergleich zu 2018 nur noch wenige Prozentpunkte fehlen und der Anteil erneuerbarer Energien im Jahr 2019 zeitweise schon über 40 Prozent lag [55]. Das Erreichen des zweiten Zwischenziels erscheint jedoch aus heutiger Sicht vor dem sich verlangsamenden EE-Ausbau an Land als längst nicht gesichert.

Neben der Formulierung von Zielen für den EE-Ausbau ist insbesondere das Förderregime für erneuerbare Energien Gegenstand des EEG. Die Förderung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien⁸ sollte eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung ermöglichen und den Beitrag der Erneuerbaren Energien an der Elektrizitätsversorgung deutlich erhöhen [93], um Hemmnisse in Bezug auf die Wettbewerbsfähigkeit zu beseitigen. Insbesondere Biomasse-, Geothermie-, Photovoltaik- und Windkraftanlagen wiesen deutlich höhere Stromgestehungskosten als konventionelle Erzeugungseinheiten auf, sodass sie nicht wettbewerbsfähig waren und einer Förderung bedurften.

Seit dem EEG 2000 erfolgte die Förderung erneuerbarer Energien über garantierte Einspeisevergütungen, die die Anlagenbetreiber über einen bestimmten Zeitraum erhielten. Die Höhe dieser Einspeisevergütung wurde durch den Energieträger und den Typ der Anlage, die Anlagengröße sowie das Jahr der Inbetriebnahme bestimmt. Im EEG 2000 war eine Förderung über einen Zeitraum von 20 Jahren vorgesehen. Innerhalb dieses Förderzeitraumes sank die garantierte Einspeisevergütung nach bestimmten Kriterien, im

⁷ Im Jahr 2007 betrug der Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung 13,9 Prozent und überschritt im Jahr 2011 mit 20,2 Prozent knapp die für das Jahr 2020 definierte Zielmarke.

⁸ Die Vergütung erfolgte für Elektrizität aus folgenden Energieträgern: Wasserkraft, Deponie-, Gruben- und Klärgas, Biomasse, Geothermie, Windkraft und solarer Strahlungsenergie.

Fälle von Windkraftanlagen bspw. anhand des Vergleichs mit einer Referenzanlage. Aufgrund des technischen Fortschritts und größerer Anlagen fielen die anfänglich hohen Gestehungskosten schnell, sodass die Einspeisevergütungen bereits im EEG 2004 zum Teil deutlich nach unten angepasst werden konnten.

Im EEG 2012 erfolgte die Einführung des Marktprämienmodells, das dazu dient, einen Anreiz für die Anlagenbetreiber zu schaffen, die erzeugten Elektrizitätsmengen direkt zu vermarkten, bspw. an der Börse zu veräußern. Die Höhe der jeweiligen Marktprämie wird aus der Differenz zwischen der anlagenspezifischen EEG-Vergütung und dem monatlich ermittelten durchschnittlichen Börsenpreis für Elektrizität berechnet. Zusätzlich wurde eine Managementprämie eingeführt, die die Aufwendungen für die Direktvermarktung kompensieren sollte. Im selben Jahr trat mit dem Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien die sogenannte Photovoltaik-Novelle in Kraft, durch die die Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen weiter sanken sowie eine Größenbeschränkung auf 10 MW eingeführt wurde und Vergütungsklassen neugestaltet wurden. Des Weiteren wurde ein Zubaukorridor für geförderte Solaranlagen verankert, der 2,5 bis 3,5 GW pro Kalenderjahr beträgt, und eine Obergrenze von 52 GW installierte Solarleistung definiert, ab der der Vergütungssatz für Neuanlagen auf null fällt [98].

Im EEG 2017 erfolgte schließlich ein Wechsel vom Modell der Einspeisevergütungen hin zur Einführung eines Ausschreibeverfahrens. Diese Einführung wurde bereits im EEG 2014 angekündigt und bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen versuchsweise getestet. Unter Ausschreibungen wird „ein objektives, transparentes, diskriminierungsfreies und wettbewerbliches Verfahren zur Bestimmung der Höhe der finanziellen Förderung“ verstanden [9]. Die Ausschreibungen erfolgen zu bestimmten Gebotsterminen durch die Bundesnetzagentur für Windenergieanlagen, Solaranlagen, Biomasseanlagen, Offshore-Windenergieanlagen sowie technologieübergreifend für Onshore-Windenergie- und Solaranlagen [99]. Es werden jeweils feste Mengen an Leistung ausgeschrieben. Anschließend erhalten die günstigsten Gebote nach dem Pay-as-Bid-Prinzip den Zuschlag.

Im EEG 2021 sind die Ziele formuliert, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bereits bis 2030 auf 65 Prozent zu steigern und vor dem Jahr 2050 den gesamten im Staatsgebiet der Bundesrepublik Deutschland einschließlich der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (Bundesgebiet) produzierten und verbrauchten Strom treibhausneutral zu erzeugen. Dazu werden beim Ausbaupfad die zuvor formulierten jährlichen Zuwachsraten in einen vorgegebenen und zu erreichenden Ausbaupfad überführt, der konkrete, zu installierende Kapazitäten für Windenergieanlagen an Land, für Solaranlagen und für Biomasseanlagen vorsieht. Des Weiteren ist im EEG 2021 ein Strommengenpfad implementiert, der Untergrenzen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vorgibt und mit dem der Zielerreichungsgrad fortlaufend überprüft werden kann. Dieser Strommengenpfad setzt für die Jahre 2021 bis 2029 jeweils ein fixes Ziel, beginnend mit 259 TWh für 2021 bis hin zu 376 TWh in 2029 [10]. Bezüglich des Ausbauziels für Windkraftanlagen auf See verweist das EEG 2021 ferner auf das Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz - WindSeeG). Darin wird als Ziel gesetzt, ab dem Jahr 2021 insgesamt 20 GW an Leistung aus Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden, zu installieren und diese Leistung bis zum Jahr 2040 auf 40 GW zu steigern [11].

2.4.3 Abregelungen erneuerbarer Energien

Nach EEG sind Netzbetreiber verpflichtet, Elektrizität aus erneuerbaren Energien vorrangig abzunehmen, wobei diese Regelung nach Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) ebenfalls auf Elektrizität aus hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) anzuwenden ist [9], [100]. Der verantwortliche Netzbetreiber kann allerdings unter Beachtung der besonderen Voraussetzungen und Rechtsfolgen des Einspeisemanagements die Elektrizitätserzeugung aus EE- und KWK-Anlagen vorübergehend abregeln, sofern die Netzkapazitäten zum Abtransport der insgesamt erzeugten Elektrizität nicht ausreichen [101]. Dieser vom Netzbetreiber vorgenommene Eingriff ins Einspeisemanagement durch Abregelung von erneuerbaren Energien, KWK- oder Grubengasanlagen wird häufig als Einsman (seltener als Eisman) bezeichnet.

Grundsätzlich wird zwischen netzbedingten Abregelungen und marktbedingten Abregelungen unterschieden, wobei in der Praxis bisher nur netzbedingte Abregelungen zu beobachten sind. Unter netzbedingten Abregelungen sind die zuvor beschriebenen Möglichkeiten des Netzbetreibers zu verstehen, in das Einspeisemanagement Erneuerbarer-Energien-Anlagen eingreifen zu können. Bei weiter steigenden Anteilen erneuerbarer Energien werden aber zukünftig häufiger Zeiten negativer Residuallasten auftreten, d. h. Zeiten, in denen die Erzeugung aus erneuerbaren Energien die Nachfrage übersteigt. Deren Häufigkeit und Ausprägung nehmen mit steigendem Anteil zu. Perspektivisch werden in Zukunft dann auch markt-basierte Abregelungen erneuerbarer Energien notwendig sein, wenn die erzeugbare EE-Menge nicht mehr am Markt (inkl. angrenzender Marktgebiete) abgesetzt werden kann.

Für die heutigen netzbedingten Abregelungen wurde eine Kompensation eingeführt, um Anlagenbetreiber für unzureichend ausgebaute Netze nicht zu bestrafen. Der Anlagenbetreiber wird für die abgeregelter Energiemenge entschädigt, die bei einem ausreichend ausgebauten Netz erzeugt worden wäre und ins Netz hätte eingespeist werden können. Der dem Anlagenbetreiber bei der Abregelung entstehende Einspeiseverlust wird als Ausfallarbeit bezeichnet. Die Vergütung dieser Energiemenge wird auf die Netznutzungsentgelte des Netzbetreibers umgelegt, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist.

In Tabelle 6 sind die Entwicklungen der abgeregelter EE-Mengen im Zeitraum 2014 bis 2020 dargestellt. Des Weiteren enthält Tabelle 6 die prozentuale Verteilung der abgeregelter EE-Mengen auf Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen, Solaranlagen und Biomasseanlagen, den Anteil der Ausfallarbeit an der EEG-vergütungsfähigen Erzeugungsmenge sowie die resultierenden Entschädigungszahlungen. Die abgeregelter Menge ist von knapp 1,6 TWh in 2014 bis auf über 6 TWh in 2020 gestiegen. Dabei hat sich der Anteil der Ausfallarbeit an der EEG-vergütungsfähigen Erzeugungsmenge etwa verzweieinhalbfacht. Die Entschädigungszahlungen haben von knapp 83 Millionen Euro um etwa den Faktor 11 auf ca. 919 Millionen Euro zugelegt.

Der mit Abstand größte Anteil der Abregelungen entfällt auf Onshore-Windkraftanlagen. Von den insgesamt vorgenommenen Abregelungen werden zwischen 67 und fast 94 Prozent bei Onshore-Windkraftanlagen vorgenommen. Seit 2015 sind ebenfalls Offshore-Windkraftanlagen von den Eingriffen ins Einspeisemanagement betroffen, die seit dem Jahr 2017 den zweitgrößten Anteil an den Abregelungen mit zwischen 15 und knapp 30 Prozent ausmachen. Die abgeregelter Mengen bei Solaranlagen sind zwischen 2014 und 2020 um ca. ein Drittel von 245 GWh in 2014 auf 165 GWh in 2020 gefallen. Deren Anteil an den Abregelungen beträgt seit 2018 weniger als drei Prozent.

Tabelle 6: Entwicklung der Abregelungen und der Entschädigungszahlungen seit 2014

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Abregelungen [GWh]	1.580,6	4.722,3	3.743,2	5.518,0	5.402,7	6.482,5	6.146,0
Anteil der Ausfallarbeit an der EEG-vergütungsfähigen Erzeugungsmenge	1,16%	2,9%	2,3%	2,9%	2,8%	2,9%	2,8%
Anteil von Onshore-Windkraftanlagen an der abgeregelten Menge	77,3%	87,0%	93,5%	80,8%	72,0%	78,4%	67,4%
Anteil von Offshore-Windkraftanlagen an der abgeregelten Menge	-	0,3%	0,9%	15,0%	25,1%	18,3%	29,2%
Anteil von Solaranlagen an der abgeregelten Menge	15,5%	4,8%	4,9%	3,0%	2,2%	2,7%	2,7%
Anteil von Biomasseanlagen an der abgeregelten Menge	7,1%	7,7%	0,7%	1,1%	0,7%	0,5%	0,6%
Entschädigungszahlungen durch Einsparmaßnahmen [Mio. €]	82,7	314,8	514,0	573,6	718,8	1.058,4	919,2

Eigene Darstellung basierend auf [102], [103], [104], [105], [106], [107], [108]

Der mit Abstand größte Anteil der Abregelungen entfällt auf Onshore-Windkraftanlagen. Von den insgesamt vorgenommenen Abregelungen werden zwischen 67 und fast 94 Prozent bei Onshore-Windkraftanlagen vorgenommen. Seit 2015 sind ebenfalls Offshore-Windkraftanlagen von den Eingriffen ins Einspeisemanagement betroffen, die seit dem Jahr 2017 den zweitgrößten Anteil an den Abregelungen mit zwischen 15 und knapp 30 Prozent ausmachen. Die abgeregelten Mengen bei Solaranlagen sind zwischen 2014 und 2020 um ca. ein Drittel von 245 GWh in 2014 auf 165 GWh in 2020 gefallen. Deren Anteil an den Abregelungen beträgt seit 2018 weniger als drei Prozent.

Die in Tabelle 6 dargestellten Werte enthalten sowohl die Abregelungen auf Übertragungsnetzebene als auch die Abregelungen in den Verteilnetzen. Der überwiegende Teil der Abregelungen findet in den Verteilnetzen statt, wohingegen die Verursachung für die Maßnahmen, d. h. der Netzengpass zumeist im Übertragungsnetz liegt (vgl. Tabelle 7). Da das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Modell nur die Lastflüsse im Übertragungsnetz berücksichtigt, können diese Werte nicht direkt für einen Vergleich mit den in den Szenariorechnungen bestimmten Abregelungen in Kapitel 6 herangezogen werden.

Tabelle 7: Verteilung der Abregelungen sowie der Verursachung auf die Netzebenen

2017	Übertragungsnetz	Verteilnetze
Ausfallarbeit [GWh]	892,4	4.625,6
Prozentuale Verteilung der Ausfallarbeit	16,2%	83,8%
Verursachung der Maßnahmen [GWh]	4.927,11	590,87
Prozentuale Verteilung der Verursachung	89,3%	10,7%

Eigene Darstellung basierend auf [109]

2.5 Speicher und flexible Lasten

Speicher gelten als ein wesentlicher Schlüssel zum Gelingen der Energiewende. Sie werden benötigt, um die zeitliche Lücke zwischen dargebotsabhängiger Erzeugung aus erneuerbaren Energien und der Nachfrage nach Elektrizität auszugleichen. Dabei besteht sowohl ein Bedarf an Kurzzeitspeichern als auch an saisonalen Speichern, die Energie über einen längeren Zeitraum speichern können.

Als Kurzzeitspeicher eignen sich Batteriespeichersysteme und Pumpspeicherkraftwerke. Batteriespeichersysteme verfügen in der Regel sowohl über eine niedrigere installierte Leistung als auch über eine deutlich geringere Speicherkapazität als Pumpspeicherkraftwerke. Sie sind auf kurze Speicherzyklen ausgelegt und eignen sich insbesondere zur Erbringung von Systemdienstleistungen, bspw. zur Bereitstellung von Primärregelleistung [110], [111]. Pumpspeicherkraftwerke hingegen können zwar sowohl hohe Leistungen bereitstellen und als auch deutlich größere Mengen Elektrizität speichern als Batteriespeichersysteme, doch können auch sie nicht alle Anforderungen erfüllen, die die Energiewende mit sich bringt. Zum einen gilt das Potential von Pumpspeicherkraftwerken aufgrund fehlender topologischer Gegebenheiten in Deutschland und nicht zuletzt wegen hoher Widerstände in der Bevölkerung als ausgeschöpft. Zum anderen eignen sie sich aus ökonomischen Gründen in Deutschland nicht als saisonaler Speicher, um Elektrizität über einen längeren Zeitraum zu speichern. Zur Langzeitspeicherung steht die Power-to-Gas-Technologie zur Verfügung, mit der sich zudem auch einige Charakteristika von Kurzzeitspeichern abdecken lassen. Auf sie wird im folgenden Kapitel 2.6 näher eingegangen.

Zukünftig werden neben Speichern auch Flexibilitäten bei den Nachfragern eine immer wichtigere Rolle spielen. Die Nachfrage dem Angebot fluktuierender erneuerbarer Energien anzupassen, stellt eine logische Konsequenz zukünftiger Energiesysteme dar. Es existiert eine Reihe von Studien, die das gesamte Potential für Demand Side Management in Deutschland, das Potential für einzelne Sektoren oder für einzelne Branchen schätzen [112]. In ihrem Handbuch Lastmanagement aus dem Jahr 2012 nennt die dena ein technisches Lastmanagementpotenzial für Deutschland von etwa 15 GW, wobei gut 7 GW auf die Haushalte, knapp 6 GW auf die Industrie und etwa 2 GW auf den Sektor Gewerbe und Handel entfallen [113]. Dies scheint eine vorsichtige Abschätzung zu sein und den unteren Rand des Potenzials zu markieren. Neuere Studien weisen zum Teil deutlich höhere Potentiale für Demand Side Management aus. Im Endbericht Leitstudie Strommarkt wird für die Industrie bei konservativer Abschätzung ein verfügbares Potenzial des Lastmanagements von 10-15 GW genannt [114]. In einer weiteren Studie wird bei "konservativer Schätzung" ein im Jahr 2035 potenziell abrufbares Potenzial von knapp über 15 GW angenommen, das bei optimistischer Schätzung auf knapp über 20 GW liegen könnte. Zusammenfassend kann von Lastverschiebepotenzialen im niedrigen zweistelligen GW-Bereich ausgegangen werden [115].

2.6 Sektorenkopplung

Die bisherige Energiewende hat neben dem Ausstieg aus der Kernenergie insbesondere darin bestanden, die Anteile erneuerbarer Energieträger kontinuierlich zu erhöhen. Dabei fällt die Bilanz in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr recht unterschiedlich aus. Der Anteil erneuerbarer Energien konnte im Elektrizitätssektor als Anteil an der Bruttostromerzeugung bis zum Jahr 2020 auf 45,3 Prozent gesteigert werden, wohingegen der Anteil im Wärmesektor um etwa den Faktor 3 (EE-Anteil am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte 15,6 Prozent) und der Anteil im Verkehrssektor sogar um den Faktor 6 ((EE-Anteil am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor 7,5 Prozent) niedriger liegt. Neben den deutlich geringeren EE-Anteilen fallen im Wärmesektor die seit rund 10 Jahren niedrigen Wachstumsraten und Verkehrssektor seit 2007 stagnierende bzw. zwischenzeitlich rückläufige EE-Anteile (EE-Anteil 2007: 7,3 Prozent; EE-Anteil 2020: 7,5 Prozent; zwischen 2008 und 2019 durchgängig unter 7 Prozent) auf [116]. Dies ist zum einen darauf zurückzuführen, dass sich der EE-Anteil im Elektrizitätssektor vergleichsweise einfach, d. h. technisch machbar und ökonomisch vertretbar, steigern lässt und legt zum anderen den Schluss nahe, dass eine Erhöhung der EE-Anteile in den Sektoren Wärme und Verkehr nur über eine Elektrifizierung gelingen kann.

Insofern spielen zur Erreichung der Klimaziele in der fortschreitenden Energiewende und für die zukünftige Entwicklung des gesamten Energieversorgungssystems die Kopplung sowie die Teilintegration dieser bislang größtenteils getrennten Sektoren eine entscheidende Rolle. Dabei kommt der Elektrizitätswirtschaft eine große Bedeutung zu, da sich in den Sektoren Wärme und Verkehr über die Substitution fossiler Energieträger durch Elektrizität viele Verursacher klimaschädlicher Treibhausgase dekarbonisieren lassen. Dies kann zum einen durch eine direkte Kopplung, d. h. durch direkte Elektrifizierung in den Sektoren – im Fall des Verkehrssektors bspw. über batterie-elektrische Fahrzeuge und im Fall des Wärmesektors über Wärmepumpen – erfolgen. Die Sektorenkopplung kann zum anderen auch über das Power-to-Gas-Konzept quasi indirekt über die Produktion klimafreundlicher Energieträger, bspw. über die Herstellung grünen Wasserstoffs mittels Wasserelektrolyse, vorantgetrieben werden. Die Power-to-Gas-Technologie bietet die Möglichkeit, fossile Energieträger in den Sektoren Wärme und Verkehr zu substituieren und darüber hinaus die Optionen, den erzeugten Wasserstoff im Elektrizitätssektor zur Rückverstromung einzusetzen oder ihn in der Industrie zur Emissionsreduktion stofflich zu nutzen. Insbesondere in der Stahlindustrie kann Wasserstoff zu erheblichen CO₂-Reduktionen beitragen, wenn die Stahlproduktion von der klassischen Hochofenroute, bei der Steinkohlenkoks als Reduktionsmittel eingesetzt wird, auf Direktreduktionsöfen umgestellt wird, in denen Wasserstoff als Reduktionsmittel fungiert.

Die vorliegende Arbeit rückt die Betrachtung der Power-to-Gas-Technologie aus elektrizitätswirtschaftlicher Sicht in den Fokus, d. h. es wird untersucht, inwieweit sich die Integration der Elektrolyseur positiv auf die Integrierbarkeit volatiler erneuerbarer Energien auswirkt. Dabei bildet das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Energiesystemmodell insbesondere die Wasserstoffherstellungskapazitäten detailliert ab. Im Folgenden wird auf die technische Funktionsweise der Power-to-Gas-Technologie eingegangen.

Die Power-to-Gas-Technologie zählt zu den chemischen Energiespeichern, da die eigentliche Speicherung der Energie in Form eines chemischen Moleküls (Wasserstoff oder Methan) erfolgt. Sie umfasst mindestens drei Prozessschritte, im Fall der Route über Methan vier Prozessschritte. Dies sind im Einzelnen die Wasserelektrolyse, die optionale Methanisierung des produzierten Wasserstoffs über die Einbindung von CO₂, die Speicherung der erzeugten Moleküle sowie die Nutzung des gespeicherten Mediums. Die einzelnen Prozessphasen sowie die verschiedenen Anwendungsbereiche sind in Abbildung 10 dargestellt.

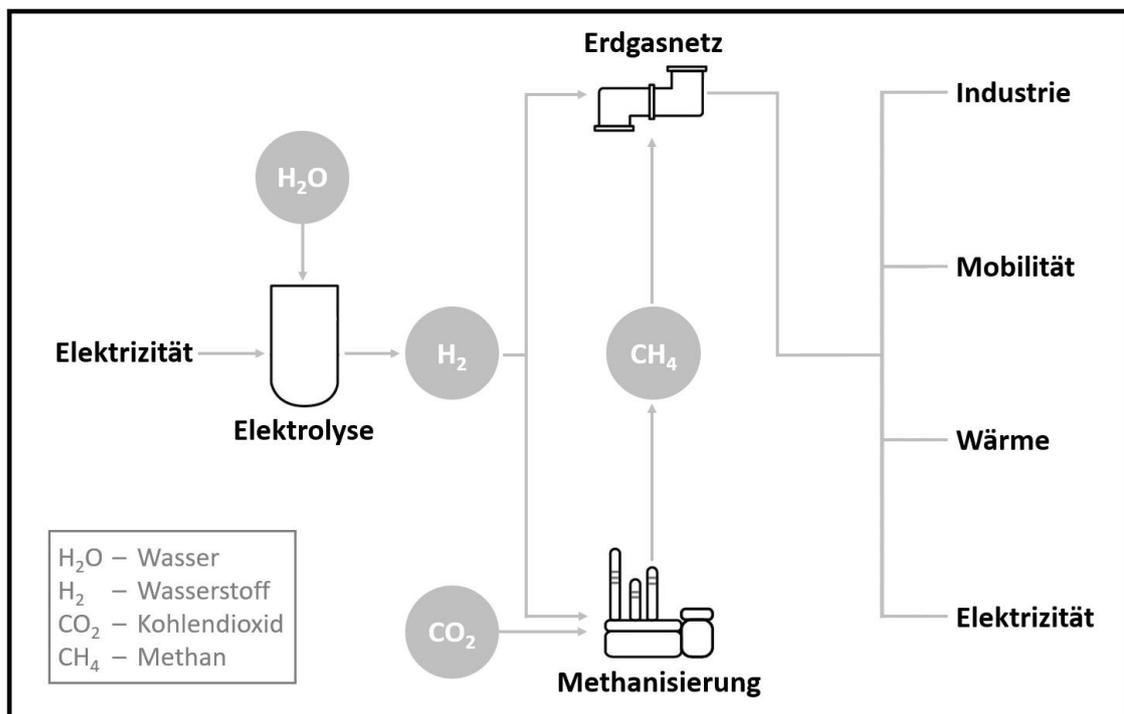


Abbildung 10: Funktionsprinzip des Power-to-Gas-Konzepts, in Anlehnung an [117]

Ursprünglich wurde mit dem Power-to-Gas-Konzept das Ziel verfolgt, Abregelungen volatiler erneuerbarer Energien zu verringern, indem der vorhandene EE-Strom dieser Anwendung zugeführt wird. Im Rahmen eines Workshops der Bundesnetzagentur und des Fraunhofer IWES aus dem Jahr 2011 wird der Begriff Power-to-Gas als Konzept beschrieben, bei dem überschüssiger Strom zur Produktion von Wasserstoff mittels Elektrolyse verwendet wird und bei dem bei Bedarf in einem zweiten Schritt unter Zuhilfenahme CO_2 synthetisches Methan erzeugt wird [118]. Geht es bei diesem Ansatz in erster Linie um die Verringerung von EE-Abregelungen (Nutzbarmachung überschüssigen EE-Stroms) und die Speicherung von Energie, hat sich in der Zwischenzeit die Notwendigkeit gezeigt, die Elektrolyse als zentrale Technologie des Konzepts gezielt einsetzen zu müssen, um weite Teile der Energiesektors und der energieintensiven Industrie dekarbonisieren zu können. Dies bedingt, dass für die Elektrolyse EE-Strom eingesetzt wird.

Bei der Power-to-Gas-Technologie wird mittels Wasserelektrolyse und unter Einsatz elektrischen Stroms Wasserstoff und als Nebenprodukt Sauerstoff erzeugt. Im Bedarfsfall erfolgt die Methanisierung des produzierten Wasserstoffs. Das Konzept sieht zur Speicherung und zum Transport die bestehende Erdgasinfrastruktur, Leitungen und Untertagespeicher, vor. Dabei kann Wasserstoff bis zu einem gewissen Anteil dem Erdgas beigemischt werden. Nach aktuellem DVGW-Regelwerk sind prozentuale Wasserstoff-Beimischungen von 10 Prozent zulässig und im Einsatz. Wasserstoff-Beimischungsraten von bis zu 20 Prozent werden derzeit erprobt und nach erfolgreicher Praxisüberprüfung als neue Beimischungsgrenze in das DVGW-Regelwerk aufgenommen werden [119].

Dieser Ansatz setzt voraus, dass die Verbraucher in den Sektoren Industrie, Verkehr, Wärme und Elektrizität Technologien einsetzen, die für den Betrieb mit Mischgas (Erdgas und Wasserstoff, ggf. in schwankenden Anteilen) geeignet sind. Dies ist jedoch bei einigen Industrieabnehmern, bspw. in der Glasindustrie, nicht der Fall. Die bei der Produktion von Flachglas eingesetzten Gasbrenner reagieren bereits heute besonders sensibel auf schwankende Erdgasqualitäten. Eine konstante Gasqualität und ein konstanter

Energiegehalt des Gases sind für die Aufrechterhaltung des kontinuierlichen Produktionsprozesses essentiell. Schwankende Gasqualitäten wirken sich negativ auf die Qualitäten des produzierten Flachglases aus und können zu Fehlproduktionen führen. Es zeichnet sich ab, dass es zukünftig eine Nachfrage nach reinem Wasserstoff geben wird. Diese Nachfrage ergibt sich als Notwendigkeit zur Dekarbonisierung in den einzelnen Sektoren und führt in der Folge dazu, dass zum Transport des Wasserstoffs eine geeignete Infrastruktur aufgebaut werden muss. Beim Aufbau dieser Infrastruktur kann und wird auf bestehende Infrastrukturen zurückgegriffen werden, indem neben Leitungsneubauten existierende Pipelines auf den Transport von Wasserstoff umgestellt werden. Perspektivisch ist mit hoher Wahrscheinlichkeit davon auszugehen, dass Erdgasinfrastrukturen langfristig nicht weiter bestehen bzw. nach Möglichkeit auf den Transport von reinem Wasserstoff umgestellt werden. Diese Entwicklung, die gewissermaßen eine Weiterentwicklung des ursprünglichen Power-to-Gas-Konzeptes darstellt und die Dekarbonisierung der gesamten Volkswirtschaft verfolgt, wird im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet. Vielmehr liegt der Fokus auf dem Elektrizitätssektor. Im Power-to-Gas-Szenario wird die Nutzung des erzeugten Wasserstoffs in anderen Sektoren als dem Elektrizitätssektor zur Substitution konventionellen Erdgases zwar angenommen, jedoch nicht allumfänglich abgebildet. Das Dekarbonisierungsszenario stellt den Anspruch, die Machbarkeit der Dekarbonisierung der Elektrizitätsversorgung aufzuzeigen, indem ein Großteil des produzierten Wasserstoffs zur Rückverstromung eingesetzt wird.

3 Energiesystemmodelle

Energiesystemmodelle werden eingesetzt, um komplexe und interdependente Zusammenhänge sowie systemimmanente Wechselwirkungen innerhalb der betrachteten Grenzen analysieren und darstellen zu können. Sie werden sowohl auf mikroökonomischer Ebene - bspw. zur Entscheidungsunterstützung bei der Planung von Investitionen - als auch auf makroökonomischer Ebene - bspw. zur politischen Entscheidungsfindung und -unterstützung - verwendet. Generell versuchen Energiesystemmodelle, ein möglichst detailgetreues Abbild der Realität darzustellen und die auftretenden Wechselwirkungen qualitativ und quantitativ zu beschreiben. Als zentrale Methode schließt sich die Energiesystemanalyse an, durch die sich die Ergebnisse interpretieren und Handlungsempfehlungen ableiten lassen [120].

Energiesystemmodelle sind häufig als Partialmodell formuliert, die nur einen Teil der betrachteten Volkswirtschaft abbilden. Es finden sich bspw. Modelle, die das Gasversorgungssystem umfassen (z. B. GAS-MAMOD [121]) oder die Wärmeversorgung modellieren (z. B. TIMES-Heat-EU [122]). Zu den am weitesten verbreiteten Energiesystemmodellen gehören jedoch Strom(markt)modelle, weshalb der Begriff Energiesystemmodell häufig als Synonym für Strom(markt)modell verwendet wird. Da in der vorliegenden Arbeit ein Modell entwickelt wurde, das den Fokus der Betrachtung auf den Stromsektor legt⁹, wird im Folgenden insbesondere auf Modelle aus dem Bereich der Elektrizitätswirtschaft eingegangen.

Im sich anschließenden Unterkapitel 3.1 werden zunächst ausgewählte Typen von Modellen genannt, beschrieben und voneinander abgegrenzt. Anschließend wird auf verschiedene Modellcharakteristika eingegangen, die für das in dieser Arbeit entwickelte Modell relevant sind. Dazu zählen die Abbildung von Elektrizitätsnetzen in Energiesystemmodellen, Modellierungsmöglichkeiten für erneuerbare Energien sowie die Berücksichtigung von Emissionsrestriktionen. Abschließend wird auf die Möglichkeit eingegangen, Modelle miteinander zu koppeln und in Kombination einzusetzen.

3.1 Abgrenzungsmöglichkeiten

In der Elektrizitätswirtschaft kommen zur Analyse komplexer und interdependenter Zusammenhänge je nach Fragestellung unterschiedliche Modelle zum Einsatz. Diese lassen zwar aufgrund der vielfältigen methodischen Ansätze und deren Mischformen nicht immer eindeutig klassifizieren, weisen aber verschiedene Charakteristika auf, anhand derer sie sich unterscheiden lassen. Auf verschiedene Charakteristika von Modellen, durch die sie sich untereinander abgrenzen, wird im Folgenden eingegangen.

Eine weit verbreitete Differenzierung ergibt sich aus dem zugrunde liegenden grundsätzlichen Modellierungsansatz; es wird zwischen Top-Down- und Bottom-Up-Modellen unterschieden. Top-Down-Modelle

⁹ Auch wenn die Kopplung der Sektoren Elektrizitäts- und Gasversorgung im Zentrum dieser Arbeit stehen, liegt der Fokus der Betrachtungen auf der Elektrizitätsseite.

zeichnen sich durch ein hohes Aggregationsniveau aus und bilden zumeist ganze Volkswirtschaften sektorenübergreifend ab. Technische Restriktionen werden in der Regel aus empirischen Schätzungen basierend auf Vergangenheitswerten abgeleitet und über Produktionsfunktionen abgebildet. Im Fokus stehen Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Sektoren. Zu den Top-Down-Modellen zählen bspw. allgemeine Gleichgewichtsmodelle und Energiewirtschaftsmodelle. Bei Letzteren stehen die Interdependenzen des Energiesektors mit den ökonomischen Strukturen sowie gesamtwirtschaftliche Zusammenhänge im Mittelpunkt [123], [124].

Im Gegensatz zu Top-Down-Modellen bilden Bottom-Up-Modelle einzelne Technologien und Prozesse detailliert ab, weshalb sie auch als Energieprozessmodelle bezeichnet werden. Sie fokussieren häufig die zukünftige Entwicklung der Elektrizitätsversorgung. Dabei stehen seit längerer Zeit die technische sowie ökonomische Realisierbarkeit von energiewirtschaftlichen Strategien, wie bspw. Klimaschutzstrategien, und in jüngerer Zeit mit zunehmender Tendenz Aspekte der Sektorenkopplung im Mittelpunkt der Betrachtung. Zu dieser Modellklasse gehören auch die Modelle der PERSEUS-Familie [125], [126], [127], der wiederum das in dieser Arbeit entwickelte Modell zugeordnet werden kann, das sich unter Einbeziehung sektorenkoppelter Aspekte mit der zukünftigen Entwicklung der Elektrizitätsversorgung befasst.

Eine weitere Möglichkeit stellt die Einteilung bezüglich des Planungshorizontes in kurz-, mittel- und langfristige Modelle dar. Modelle, die einen kurzfristigen Planungszeitraum abbilden, umfassen in der Regel einen Zeitraum von mehreren Stunden bis hin zu einem Jahr, wobei der Kraftwerksbestand meist eine exogen vorgegebene Größe darstellt. Sie sind häufig in der Kraftwerkseinsatzplanung oder bei Netzrechnungsmodellen zu finden, bei denen die Simulation von Lastflüssen im Vordergrund steht. Mittel- und langfristige Energiesystemmodelle werden sowohl zur Entscheidungsunterstützung bei der Investitionsplanung innerhalb von Energieversorgungsunternehmen als auch für Fragestellungen im Bereich der Energie- und Umweltpolitik herangezogen. Bei Langfristmodellen werden dabei Kapazitäten typischerweise als endogen veränderbare Größen abgebildet, die auch den Zubau umfassen, während im Mittelfristzeitraum meist zwar Rückbauten und Einmottungen realisiert werden, aber kein endogener Zubau stattfindet [128].

Ein weiteres Kriterium zur Einteilung von Modellen stellen die Modellgrenzen dar [124]. Die größte räumliche Ausdehnung erreichen globale Modelle [129], [130], [131], mit denen bspw. Fragen des weltweiten (Primär-)Energieverbrauchs bzw. dessen Deckung oder globale Emissionsreduktionsanforderungen untersucht werden. Kontinentalmodelle wie bspw. Europamodelle [132], [133] bilden zusammenhängende Energiesysteme verschiedener Nationalstaaten ab und werden sowohl für Fragestellungen im internationalen Kontext verwendet als auch für nationale Untersuchungen, um mögliche Wechselwirkungen mit Nachbarstaaten berücksichtigen zu können. Weitere Systemgrenzen können Einzelstaaten und beliebige Subsysteme innerhalb eines Staates, die bspw. das Versorgungsgebiet einer Kommune umfassen, bis hin zu Modellen auf Quartiersebene oder sogar auf der Ebene einzelner Gebäude bilden [134], [135].

Neben deterministischen Modellen, in denen die Modelleingangsparameter als bekannt vorgegeben werden und bei denen Unsicherheiten bspw. über Szenariovariationen berücksichtigt werden, existieren stochastische Modelle [136], bei denen Unsicherheiten innerhalb des mathematischen Problems über Zufallsvariablen abgebildet werden. Deterministische Modelle werden tendenziell bei größeren Problemen mit vielen verschiedenen Eingangsgrößen eingesetzt, die mittels Linearer Programmierung und bei Vorliegen von Ganzzahligkeitsbedingungen für einen Teil der Variablen auch als gemischt-ganzzahliges Problem formuliert werden. Stochastische Modelle eignen sich insbesondere für die (partielle) Abbildung von Energiesystemen, bei denen die Betrachtung einzelner Faktoren, deren Unsicherheit detailliert modelliert werden kann, im Vordergrund.

Grundsätzlich lassen sich simulierende und optimierende Modelle unterscheiden, die sich wiederum in diverse Subtypen einteilen lassen. Mit Optimierungsmodellen lassen sich bei vorgegebenen Rahmenbedingungen Handlungsoptionen bzw. –empfehlungen ableiten. Optimierungsmodelle sind häufig bei langfristigen Untersuchungen zu finden, die unter dem Aspekt der Kosteneffizienz betrachtet werden, wie es bei klassischen Energiesystemmodellen der Fall ist. Simulationen hingegen werden insbesondere dann eingesetzt, wenn die Auswirkungen vorgegebener Handlungsoptionen untersucht werden sollen. Zu Simulationsmodellen zählen bspw. System-Dynamics-Modelle und agentenbasierte Simulationen, mit denen sich z. B. differenzierte Marktmechanismen abbilden bzw. über sogenannte Agenten Marktteilnehmerverhalten nachbilden lassen.

3.2 Abbildung erneuerbarer Energien

Die Abbildung erneuerbarer Energien kann in Energiesystemmodellen entweder über exogene Vorgabe des Ausbaupfades, d. oder über die Modellierung eines endogenen Ausbaus erfolgen. Im Falle des endogenen Ausbaus kann der Zubau erneuerbarer Energien über zuvor ermittelte Kosten-Potenzial-Kurven modelliert werden. Alternativ kommt die Vorgabe standortspezifischer Investitionsmöglichkeiten in Betracht. Im Unterschied zu konventionellen Anlagen müssen meteorologische Größen in die Modellierung einbezogen werden, um die dargebotsabhängige Erzeugung der Anlagen (bei Wind und Photovoltaik) abbilden zu können. Für Bestandsanlagen können vor der eigentlichen Optimierung unter Einbeziehung von anlagenspezifischen Kenngrößen sowie Wetterdaten Einspeisezeitreihen bestimmt werden, die bei der Optimierung eingelesen werden.

Im Falle der exogenen Vorgabe des Ausbaupfades erfolgt vor der Optimierung der Einsatz eines Modells zur Bestimmung von Einspeisezeitreihen. Solche Modelle greifen auf eine Vielzahl von Daten zurück. Dazu zählen bspw. Windeignungsflächen, Daten zu bestehenden EE-Anlagen, Wetterdaten sowie Geländerauigkeiten. Unter der Vorgabe eines Ausbauziels, das sich aus der in der Optimierung vorgegebenen Elektrizitätsnachfrage und den daran bemessenen EE-Zielen berechnet, und Berücksichtigung von standort- und technologiespezifischen Zubauoptionen werden räumlich verteilte Einspeisezeitreihen bestimmt. Diese lassen sich anschließend auf die bei der Optimierung berücksichtigten Netzknoten verteilen und summieren. Dabei erfolgt die Verteilung bspw. mittels des Prinzips des kürzesten Pfades oder alternativ unter Berücksichtigung von Verteilnetzstrukturen, was das Vorliegen von Verteilnetzdaten voraussetzt.

Um die Modellkomplexität nicht zusätzlich zu erhöhen, wurde für das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Modell der zuletzt beschriebene Ansatz der exogenen Vorgabe gewählt. Auf die verwendeten EE-Einspeisezeitreihen wird in Kapitel 5.6 näher eingegangen.

3.3 Modellkopplungen

Modelle stellen ein Abbild der Realität dar, wobei sie auf Vereinfachungen und Abstrahierungen zurückgreifen. Es kann nur schwer gelingen, alle Facetten eines abzubildenden Systems in einem hohen Detaillierungsgrad zu erfassen. Aus dem Grund stellen Modelle in der Regel auch nicht den Anspruch, Realitäten allumfänglich abzubilden. Vielmehr unterliegen sie zumeist einer Reihe limitierender Faktoren, die in nur beschränkt zur Verfügung stehenden Ressourcen (bspw. Rechenleistung) begründet liegen. Die Kunst des Modellierens liegt regelmäßig darin, möglichst die Bereiche detailliert abzubilden, die zur Beantwortung der Fragestellungen essentiell sind und dort zu vereinfachen, wo ein hoher Detaillierungsgrad nicht zwingend notwendig erscheint. Bei Energiesystemmodellen können diese Vereinfachungen insbesondere auch darin bestehen, dass Teile aus dem eigentlichen Modell herausgenommen werden, indem sie nicht als Variablen des Modells abgebildet werden, sondern über exogen vorgegebene Parameter Berücksichtigung finden (vgl. Kapitel 3.2).

Bei beschränkt zur Verfügung stehenden Ressourcen muss überlegt werden, in welchen Bereichen eine hohe Detailtiefe notwendig ist und auf welche Vereinfachungen zurückgegriffen werden kann. Regelmäßig ergibt sich dies bereits aus der Fragestellung bzw. aus dem Anwendungsbezug des Modells. Energiesystemmodelle mit einem langfristigen Betrachtungshorizont, zu denen auch das in dieser Arbeit entwickelte Modell PERSEUS-PTG zählt, beinhalten neben der unterjährigen Kraftwerkseinsatzplanung häufig eine Ausbauplanung für zukünftige Kraftwerke. Die Kombination aus Kraftwerkseinsatz- und -ausbauplanung bedingt zusammen mit der Langfristigkeit des Modells, dass unterjährig keine stündliche Zeitauflösung zu vertretbarem Aufwand möglich ist. Dafür existieren hingegen Dispatch-Modelle, die die jährliche Kraftwerkseinsatzplanung stündlich abbilden, die aber in der Regel über keine integrierte Ausbauplanung verfügen. Eine naheliegende Möglichkeit, die Stärken verschiedener Modelle miteinander zu kombinieren, besteht in der Kopplung von Modellen.

Bei der Kopplung von Modellen wird häufig auf eine iterative Vorgehensweise zurückgegriffen. Das eine Modell liefert zunächst Eingangsgrößen für das andere Modell, das in einer detaillierteren Betrachtung Größen berechnet, die wiederum als Eingangsgrößen für das erste Modell dienen und dessen Ergebnisse maßgeblich verändern, in der Regel verbessern. Durch mehrere Modelldurchläufe lassen sich auf diese Art und Weise die Partialergebnisse der Modelle aneinander angleichen und Widersprüchlichkeiten eliminieren sowie die Güte der Gesamtergebnisse erhöhen.

Vor dem Hintergrund der zunehmenden Bedeutung von Aspekten der Sektorenkopplung erscheint zukünftig aber insbesondere auch eine echte Modellkopplung im Sinne einer Zusammenführung von Modellen verschiedener Sektoren als notwendig. Dies ist darauf zurückzuführen, dass eine Vielzahl unterschiedlicher Modelle für die zu koppelnden Sektoren existiert, es aber noch zu wenige Modelle gibt, die in einem ganzheitlichen Ansatz verschiedene Sektoren inklusive ihrer spezifischen Infrastrukturen abbilden.

4 Modellbeschreibung

In der Energiesystemanalyse helfen Energiesystemmodelle bei der Entscheidungsfindung in Energiepolitik und Energieforschung, indem sie Wissen zu Technologien und Infrastrukturen zur Energiebereitstellung und -umwandlung systematisch aufbereiten und zur Verfügung stellen [124], [137], [138]. Adressaten sind hierbei Entscheidungsträger aus Wirtschaft und Politik sowie weitere Teile der Gesellschaft, die sich im energiepolitischen Umfeld bewegen, wie bspw. Interessenverbände und Nichtregierungsorganisationen [139]. Eingesetzte Modelle unterscheiden sich neben der Methodik und der Zielsetzung insbesondere in ihrer Komplexität. Wirkungsweisen und Zusammenhänge aus der realen Welt zu komprimieren und zu vereinfachen, sind probate Mittel. Die Kunst besteht regelmäßig darin, eine zur Beantwortung der Fragestellung hinlängliche Genauigkeit zu wählen, dabei aber nicht detaillierter zu modellieren als notwendig. Je höher die Komplexität eines Modells wird, desto schwieriger gestaltet sich häufig seine Lösbarkeit bzw. desto schlechter fällt seine Performanz mit Blick auf die zur Lösung des Modells benötigte Zeit aus.

Dieser Problematik stellt sich auch das in dieser Arbeit entwickelte Modell. Es gilt, einen Kompromiss zwischen räumlicher und zeitlicher Auflösung auf der einen Seite und der Lösbarkeit des Problems auf der anderen Seite zu finden. Eine leitungsscharfe Modellierung des Übertragungsnetzes in Kombination mit einer stündlichen Auflösung kommt aus Lösbarkeitsgründen nicht in Betracht. Aufgrund der gestiegenen Bedeutung von Stromnetzen wird zu Gunsten der Netze beschlossen, auf eine räumlich hoch aufgelöste Abbildung des nicht zu verzichten. Bei der zeitlichen Parametrierung des Modells hingegen muss von einer Auflösung von 8760 individuell modellierten Stunden pro Jahr abgesehen und eine Methodik zur Typtaggenerierung gewählt werden, die die verschiedenen, innerhalb eines Jahres auftretenden Lastsituationen im Zusammenspiel mit der Einspeisung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen hinreichend repräsentiert. Dieses Vorgehen erlaubt es, das Übertragungsnetz vollständig und leitungsscharf abzubilden, ohne bei der zeitlichen Komponente zu große Abstriche machen zu müssen und ohne dass die Lösbarkeit des Modells beeinträchtigt wird.

Im folgenden Kapitel 4.1 wird das entwickelte Modell PERSEUS-PTG allgemein beschrieben und auf die räumliche Auflösung im Speziellen eingegangen. Die zeitliche Struktur des Modells wird anschließend in Kapitel 4.2 vorgestellt. Die Beschreibung der notwendigen Modellweiterentwicklungen, um die Forschungsfragen in dieser Arbeit beantworten zu können, schließt sich in Kapitel 4.3 an, bevor die mathematische Ausformulierung des Modells in Kapitel 4.4 erfolgt.

4.1 Kurzbeschreibung des Modells PERSEUS-PTG

Energiesystemmodelle haben in der Vergangenheit oft die Abbildung der Stromnetze vernachlässigt. Dies konnte auch gut vertreten werden, weil die Standortplanung von zumeist zentralen Kraftwerken eng mit der Auslegung und Planung der Netze verzahnt war. Des Weiteren sind Großkraftwerke regelmäßig nahe

der Lastzentren geplant worden, sodass sich die Notwendigkeit des Transports großer Mengen Elektrizität über weite Strecken im Regelbetrieb nicht ergab und Netzengpässe nur in äußersten Störfällen aufgetreten sind. Folglich konnte auf eine Berücksichtigung der Netze und auf eine integrierte Lastflussberechnung in vielen Energiesystemmodellen verzichtet werden. Durch die zunehmende Dezentralisierung der Elektrizitätserzeugung, die auf die Integration von Erneuerbare-Energien-Anlagen zurückzuführen ist und die zu einem Ungleichgewicht zwischen Lastzentren und Schwerpunkten der Erzeugung geführt hat, haben sich die Anforderungen an Energiesystemmodelle seit einigen Jahren verschoben. Der massive dezentrale Ausbau insbesondere von Windkraft- und Photovoltaikanlagen lässt den Netzen eine immer wichtigere Bedeutung für das Gelingen der Energiewende zukommen: Die Verteilnetze müssen nicht mehr nur punktuell eingespeiste Elektrizität in der Fläche verteilen, sondern in der Fläche verteilt erzeugte Elektrizität aufnehmen und bündeln sowie in das Übertragungsnetz zurückspeisen; das Übertragungsnetz dient nicht mehr nur als Notreserve im Falle eines Kraftwerksausfalls, sondern übernimmt die Aufgaben eines echten Transportnetzes, das die geografische Lücke zwischen den Lastzentren und den Schwerpunkten erneuerbarer Erzeugung schließt, indem große Mengen Elektrizität über weite Strecken transportiert werden.

Aus den genannten Gründen wurde das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Modell als räumlich hoch aufgelöst konzipiert. Es bildet das deutsche Übertragungsnetz leitungsscharf ab und beinhaltet eine integrierte Lastflussberechnung im Sinne einer Lastflussoptimierung, sodass limitierende Netzrestriktionen vom Modell erfasst werden. Des Weiteren umfasst es die Transformatoren zwischen Höchst- und Hochspannungsnetz sowie die Sammelschienen auf Hochspannungsebene, an die sowohl die Lasten als auch die erneuerbaren Energien angeschlossen sind. Im Folgenden wird das Modell näher beschrieben.

Aufgrund der hohen räumlichen Auflösung und der damit verbundenen hohen Komplexität, kann die Abbildung der zeitlichen Dimension nicht in stündlicher Auflösung erfolgen, sondern findet über periodenspezifische Typtage Berücksichtigung. Darauf wird gesondert in Kapitel 4.2 eingegangen.

Das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Modell PERSEUS-PTG basiert auf der am Institut für Betriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) entwickelten PERSEUS-Modellfamilie (PERSEUS – Program Package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply), der eine Reihe von Modellversionen zuzuordnen ist (vgl. bspw. [140], [141], [142], [143], [144], [145] und [146]). Es handelt sich um ein techno-ökonomisches Optimierungsmodell, das das deutsche Elektrizitätsversorgungssystem inklusive der Kuppelleitungen ins benachbarte Ausland abbildet. Die Entwicklung des Höchstspannungsnetzes folgt dem im NEP 2014 (Szenario B 2034) vorgeschlagenen Ausbau und wird exogen vorgegeben. Das Ziel des Modells besteht in einer kombinierten Einsatz- und Ausbauplanung für konventionelle Kraftwerke sowie für Power-to-Gas-Anlagen unter Zugrundelegung der angenommenen Übertragungsnetzentwicklung. Des Weiteren lassen sich Aussagen über die Wirkung der Integration von Power-to-Gas-Anlagen auf eine bessere Integrierbarkeit erneuerbarer Energien ableiten.

Im Modell sind der bestehende konventionelle Kraftwerkspark für das Jahr 2015 sowie die in Bau und Planung befindlichen Anlagen mit deren jeweiligen restlichen technischen Nutzungsdauer (als Sterbelinie) hinterlegt. Das Modell entscheidet unter dem Gebot der Minimierung der Systemausgaben über den Kraftwerkszu- und -rückbau sowie die Einlastung der Kraftwerke (Dispatch). Ihm wird als Investitionsoption der Bau von Gaskraftwerken eingeräumt. Das Modell kann zwischen Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (GuD) und offenen Gasturbinen (GT) wählen (siehe Kapitel 5.4.2). Aufgrund der politischen Gegebenheiten und des sich bereits zum Zeitpunkt der Modellentwicklung abzeichnenden Ausstiegs aus der Kohleverstromung sowie aufgrund der Entwicklungen am Strommarkt und dem daraus resultierenden Investitionsrisiko für neue Kohlekraftwerke, wurde auf diese Investitionsalternative bei den Analysen dieser Arbeit verzichtet.

Weiterhin kann das Modell in den Zubau von Power-to-Gas-Anlagen investieren. Der Zubau der Power-to-Gas-Anlagen folgt dabei dem Prinzip der Systemdienlichkeit, d. h. es werden dann Power-to-Gas-Anlagen vom Modell zugebaut, wenn es aus Gesamtsystemsicht zu niedrigeren Systemausgaben führt. Dies ist dann der Fall, wenn der Wert des produzierten Gases die kapitalabhängigen Kosten zzgl. der Betriebskosten übersteigt. Dazu müssen die zugebauten Anlagen auf eine Mindestzahl an Volllaststunden kommen, um sich über das produzierte Gas zu amortisieren. Es wird angenommen, dass das in den Power-to-Gas-Anlagen produzierte Gas ins Netz eingespeist wird und dort die energetisch äquivalente Menge konventionellen Erdgases verdrängt. Insofern ist es zunächst mit dem exogen vorgegebenen Erdgaspreis zu bewerten. Zusätzlich ist noch die CO₂-Freiheit des eingespeisten Gases zu bepreisen. Im Modell wird zwar nicht danach differenziert, ob reiner Wasserstoff oder synthetisches Erdgas ins Netz eingespeist wird, doch wird im Falle synthetischen Erdgases davon ausgegangen, dass der zur Methanisierung benötigte Kohlenstoff aus erneuerbaren Quellen, bspw. CO₂ aus Biogasanlagen, oder aus Luftabscheidung stammt. Aus diesem Grund wird für das eingespeiste Gas im Gegensatz zu konventionellem Erdgas kein Emissionszertifikat benötigt. Beim Einsatz von Erdgas hingegen fließt neben dem eigentlichen Erdgaspreis eine weitere Kostenkomponente für das bei der Verbrennung entstehende CO₂ die in die Zielfunktion des Modells ein. Deshalb sind bei der Bewertung des eingespeisten Gases beide Kostenkomponenten relevant. Der im Modell exogen vorgegebene CO₂-Preis trägt zusätzlich zum Wert des eingesparten (verdrängten) konventionellen Erdgases und zur Amortisation der Power-to-Gas-Anlagen bei.

Das Modell berücksichtigt neben den bestehenden konventionellen Erzeugungseinheiten, zu denen insbesondere konventionelle Kraftwerke und Erneuerbare-Energien-Anlagen (Biomasse- und Wasserkraftwerke sowie Windkraft- und Photovoltaikanlagen) zählen, und neben der Nachfrageseite auch das zur Übertragung von Elektrizität notwendige Höchstspannungsnetz der Spannungsebenen 380 und 220 Kilovolt (kV) inklusive der Transformatoren zu den Hochspannungsnetzen der Spannungsebene 110 kV. Um das gesamte Problem linear zu halten, erfolgt die Lastflussberechnung während der Optimierung über einen gleichstrombasierten Ansatz (DC-Ansatz). Über entsprechende Nebenbedingungen wird zu jedem Zeitpunkt sichergestellt, dass die thermischen Belastungsgrenzen der Leitungen eingehalten werden.

Das Modell ist in der Modellierungssprache GAMS als gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem formuliert. Zur Lösung kommt der CPLEX-Solver zum Einsatz. Im Folgenden wird zunächst auf die zeitliche Auflösung des Modells eingegangen, d. h. auf den Betrachtungshorizont des Modells sowie auf die unterjährige Auflösung. Anschließend werden die für diese Arbeit notwendigen Modellerweiterungen beschrieben. Den Abschluss des Kapitels 4 bildet die Vorstellung der mathematischen Ausformulierung des Modells, d. h. der Zielfunktion sowie der Nebenbedingungen.

4.2 Zeitliche Auflösung

Das Modell PERSEUS-PTG bildet den Zeitraum von 2015 bis 2050 in acht Stützjahren ab, d. h. die Berechnungen werden für 2015, 2020, 2025, 2030, 2035, 2040, 2045 und 2050 durchgeführt. Jedes Stützjahr steht dabei für eine Periode von fünf Jahren, innerhalb derer keine weitere Differenzierung stattfindet. Das Modell verfolgt als sogenanntes Time-Step-Modell einen myopischen Ansatz. Im Gegensatz zu

Modellen mit perfekter Voraussicht (Perfect Foresight), die alle betrachteten Perioden in die Berechnung einbeziehen (z. B. [147], [149] und [150]), werden die einzelnen Stützjahre separat optimiert, wobei die Ergebnisse der Periode n (bspw. der Kraftwerkszubau) in die folgende Periode $n+1$ übergeben werden. Eine direkte Datenübergabe zwischen den Perioden n und $n+2$ erfolgt bei diesem Ansatz jedoch nicht; vielmehr baut die Periode $n+2$ auf Periode $n+1$ auf (vgl. [145]).

Die unterjährliche zeitliche Differenzierung setzt sich aus vier Typtagen und dem Tag der maximalen Residuallast zusammen. Jeder dieser fünf Tage umfasst elf Zeitblöcke, die sich zu 24 Stunden addieren. Folglich werden insgesamt 55 unterjährliche Zeitscheiben betrachtet.

In Abbildung 11 ist für das Jahr 2020 die unterjährliche Zeitauflösung grafisch veranschaulicht. Jeder Typtag und der Tag der maximalen Residuallast („Max-Tag“) beginnen mit zwei Blöcken, die jeweils drei Stunden umfassen und die Zeit von 0 Uhr bis 6 Uhr abdecken. Der restliche Teil des Tages zwischen 6 Uhr und 24 Uhr wird über neun gleichlange Blöcke zu jeweils zwei Stunden abgebildet. Des Weiteren ist in der Grafik die Gewichtung der einzelnen Typtage dargestellt. Sie addieren sich zu 365 Tage, Schalttage werden im Modell vernachlässigt.

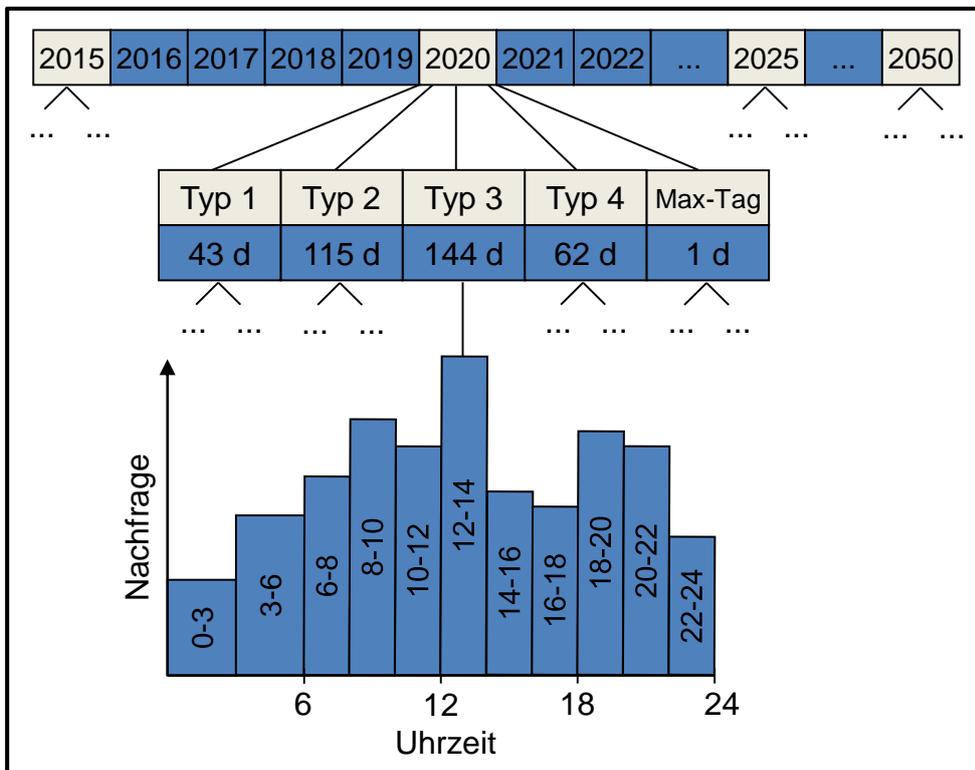


Abbildung 11: Zeitliche Auflösung im Modell, eigene Darstellung

Die vier Typtage werden in einer Clusteranalyse unter Zuhilfenahme des k-Means-Algorithmus' bestimmt. Dabei fließen die Last, die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen und die Einspeisung aus Windkraftanlagen jeweils in stündlicher Auflösung in die Berechnung ein. Die Bestimmung der Typtage erfolgt für jedes der acht Stützjahre separat, wodurch sich verschiedene Gewichte ergeben, die sich zwischen den Stützjahren unterscheiden. Die Gewichte der einzelnen Typtage ist in Tabelle 8 dargestellt.

Tabelle 8: Gewichtung der einzelnen Typtage in den Stützjahren

	Typtag 1 (Zeitscheiben 1 - 11)	Typtag 2 (Zeitscheiben 12 - 22)	Typtag 3 (Zeitscheiben 23 - 33)	Typtag 4 (Zeitscheiben 34 - 44)	Maxtag (Zeitscheiben 45 - 55)	Summe
2015	81 d	50 d	147 d	86 d	1 d	365 d
2020	43 d	115 d	144 d	62 d	1 d	365 d
2025	54 d	134 d	56 d	120 d	1 d	365 d
2030	46 d	120 d	129 d	69 d	1 d	365 d
2035	89 d	101 d	103 d	71 d	1 d	365 d
2040	52 d	111 d	114 d	87 d	1 d	365 d
2045	117 d	65 d	93 d	89 d	1 d	365 d
2050	74 d	117 d	79 d	94 d	1 d	365 d

Eigene Darstellung auf Basis der Modellparametrierung

Neben den vier Typtagen wird noch ein weiterer Tag ("Maxtag") für die Abbildung der unterjährigen, zeitlichen Auflösung im Modell PERSEUS-PGT herangezogen, der den Tag darstellt, an dem unter Berücksichtigung der exogen vorgegebenen Austauschflüsse mit den Nachbarstaaten die maximale, noch durch inländische konventionelle Erzeugungskapazitäten zu deckende Last auftritt. Es wird für jede Periode der Tag ermittelt, an dem das Maximum aus Last abzüglich EE-Erzeugung und Importsaldo auftritt. Ohne die Einführung eines solchen Tages werden die zuzubauenden Kapazitäten deutlich unterschätzt, da die maximal auftretende Residuallast bei der Clusterung verschwinden kann, aber entscheidend für die Dimensionierung des Zubaus im Modell ist.

4.3 Weiterentwicklungen

Um mit dem Modell die im Rahmen dieser Arbeit zu beantwortenden Fragestellungen bearbeiten zu können, muss es in der Lage sein, endogene Entscheidungen über den Zubau von Power-to-Gas-Anlagen zu treffen. In den Modellversionen, die vor Beginn dieser Arbeit am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion am Karlsruher Institut für Technologie entwickelt wurden, waren zwar endogene Investitionsentscheidungen implementiert, diese beschränkten sich jedoch auf den Zubau von Erzeugungskapazitäten. Insofern ergab sich die Notwendigkeit, das Modell um endogene Zubauentscheidungen über Power-to-Gas-Anlagen zu erweitern. Diese Weiterentwicklung wurde im Rahmen dieser Arbeit umgesetzt.

Für die Implementierung des modell-endogenen Zubaus von Power-to-Gas-Anlagen muss zum einen der Modellcode angepasst werden, indem entsprechende Ergänzungen am Modell hinzugefügt werden, dass dem Modell die Option des Power-to-Gas-Zubaus eröffnet wird. Zum anderen müssen die benötigten Daten vorhanden sein. Dazu zählen insbesondere die Wirkungsgrade der zu bauenden Anlagen und die ökonomischen Größen wie die spezifischen Investitionen sowie fixe und variable Kosten der Anlagen. Diese Daten dürfen weiterhin nicht nur auf dem heutigen techno-ökonomischen Stand vorhanden sein, sondern müssen eine Prognose über den technischen wie ökonomischen Fortschritt bis zum Jahr 2050 beinhalten.

Die verwendeten Daten werden in Kapitel 5.5 dargestellt. Im Folgenden wird die Umsetzung des endogenen Power-to-Gas-Zubaus beschrieben.

Die grundsätzliche Funktionsweise der Power-to-Gas-Anlagen, d. h. die Abbildung im Modell, ähnelt der von konventionellen Kraftwerken. Auf Anlagenebene werden Parameter wie Kapazität der Anlage, fixe Betriebskosten und die spezifischen Investitionen festgelegt. Die Kapazität der Anlage ist im Modell als eine Variable abgebildet, sodass dem Modell die Möglichkeit der Investitionsentscheidung eingeräumt wird. Im Falle einer Investition fließen die investitionsabhängigen Kosten über Annuitäten, die sich aus der Multiplikation der zugebauten Kapazität, der spezifischen Investitionen und des Annuitätenfaktors ergeben, neben den fixen Betriebskosten in die Zielfunktion ein.

Jeder Power-to-Gas-Anlage ist in Analogie zu konventionellen Erzeugungseinheiten ein Prozess zugeordnet. Auf Prozessebene werden der Wirkungsgrad (ggf. in Abhängigkeit des Investitionszeitpunktes), die variablen Betriebskosten sowie der In- und Output der Anlage vorgegeben. Es bestehen zwei wesentliche Unterschiede zu konventionellen Kraftwerken. Der eine besteht darin, dass die Power-to-Gas-Anlage wie eine umgekehrte Erzeugungseinheit funktioniert: In den Prozess der Power-to-Gas-Anlage fließt Elektrizität, diese wird mit dem Wirkungsgrad der Anlage multipliziert und der Output der Anlage besteht in einem Brennstoff, nämlich Wasserstoff. Der andere Unterschied besteht darin, dass der Anlage negative variable Kosten zugeordnet werden. Die variablen Kosten werden dadurch negativ, dass von den betriebsbedingten variablen Kosten zwei Komponenten abgezogen werden. Die erste Komponente berücksichtigt, dass der erzeugte Wasserstoff mit dem Gaspreis vergütet wird. Konkret bedeutet dies, dass der erzeugte Wasserstoff energetisch mit Erdgas gleichgesetzt und mit dessen Preis bewertet wird. Die zweite Komponente trägt dem Umstand Rechnung, dass der erzeugte und ins Erdgasnetz eingespeiste Wasserstoff konventionelles Erdgas verdrängt, bei dessen Verbrennung CO₂ entstanden wäre. Der eingespeiste Wasserstoff kann quasi als CO₂-frei bezeichnet werden. Da der erzeugte Wasserstoff im Erdgasnetz konventionelles Erdgas verdrängt, welches mit dem CO₂-Preis beaufschlagt wird, besteht der ökonomische Wert des erzeugten Wasserstoffs nicht nur im reinen Erdgaspreis, sondern zusätzlich auch in den eingesparten Ausgaben für CO₂-Emissionsrechte¹⁰. Unter Berücksichtigung dieser beiden Komponenten werden die variablen Kosten der Power-to-Gas-Anlagen im Modell negativ. Für die Investitionsentscheidung, die das Modell zu treffen hat, ergibt sich daraus folgendes: Auf der einen Seite erhöht die Investition in eine Power-to-Gas-Anlage den Funktionswert der zu minimierenden Zielfunktion. Auf der anderen Seite jedoch verringert ihn der Betrieb der Anlage über die negativen variablen Kosten. Subsummiert bedeutet dies, dass eine Investition in eine Power-to-Gas-Anlage dann vom Modell vorgenommen wird, wenn die investitionsabhängigen Kosten vom Wert des erzeugten Wasserstoffs (Energienmenge des Wasserstoffs bepreist mit dem Erdgaspreis zzgl. vermiedene CO₂-Kosten) übertroffen werden. Dies ist dann der Fall, wenn die Power-to-Gas-Anlage auf eine bestimmte Vollaststundenzahl pro Jahr kommt (vgl. Tabelle 17).

¹⁰ Dieser Vorgehensweise liegt die Annahme zugrunde, dass zukünftig nicht nur in den Sektoren, die bereits heute am EU-ETS teilnehmen, CO₂-Emissionen mit dem CO₂-Preis bepreist werden, sondern die gesamte Erdgasnachfrage in allen Sektoren mit dem EU-ETS-CO₂-Preis beaufschlagt wird. Dies erfolgt bis 2025 noch über im Brennstoffemissionshandelsgesetz festgelegte Festpreise; ab 2026 sollen sich die Preise am Markt bilden.

4.4 Mathematische Beschreibung

Im Folgenden wird auf die mathematische Beschreibung des Modells eingegangen, dessen grundsätzliche Funktionsweise bereits in anderen Arbeiten beschrieben wurde [144], [146]. Die Beschreibung der betrachteten Szenarios sowie der Datengrundlage schließen sich im darauffolgenden Kapitel an.

4.4.1 Zielfunktion

Das Ziel der Optimierung des entwickelten Modells besteht in der Minimierung der Zielfunktion unter Beachtung bzw. Einhaltung aller Nebenbedingungen. In der Zielfunktion werden alle entscheidungsrelevanten Systemausgaben, die zur Deckung der exogen vorgegebenen Elektrizitätsnachfrage anfallen, summiert. Die Minimierung dieser Ausgaben erfolgt dabei für die berechneten Stützjahre t separat. Die Bestandteile der Zielfunktion berücksichtigen Ausgaben für eingesetzte Brennstoffe sowie für deren Transport, Ausgaben für CO₂-Emissionszertifikate und Ausgaben für (Neu-)Anlagen auf anlagen- und prozessebene.

Zielfunktion

$$\min \left[\sum_{seas \in SEAS} \sum_{ec \in EC} \sum_{proc \in PROC} \left(\begin{array}{l} PL_{proc,seas,t} \cdot (\eta_{proc,ec,t})^{-1} \cdot CFuel_{ec,t} \\ + PL_{proc,seas,t} \cdot (\eta_{proc,ec,t})^{-1} \cdot EmFac_{proc,ec,t} \cdot CCO2_t \\ + PL_{proc,seas,t} \cdot (\eta_{proc,ec,t})^{-1} \cdot CTrans_{proc,ec,t} \end{array} \right) + \sum_{unit \in Unit} \left(Cap_{unit,t} \cdot CFix_{unit,t} + CapNew_{unit,t} \cdot CInvest_{unit,t} \cdot AnFac_{unit} \right) + \sum_{seas \in SEAS} \sum_{proc \in PROC} PL_{proc,seas,t} \cdot CVar_{proc,t} \right]$$

$\forall t \in T \subset \{2015, 2020, 2025, 2030, 2035, 2040, 2045, 2050\}$

Im ersten Summenterm fließen die Brennstoffausgaben, die Ausgaben für CO₂-Emissionszertifikate und die Ausgaben für den anlagenspezifischen Transport der Brennstoffe ein. Die Brennstoffausgaben berechnen sich über das Produkt aus elektrischem Output des Erzeugungsprozesses einer Anlage (Prozesslevel $PL_{proc,seas,t}$), dem inversen Wirkungsgrad $(\eta_{proc,ec,t})^{-1}$ und dem Brennstoffpreis $CFuel_{ec,t}$. Die Ausgaben für CO₂-Emissionszertifikate ergeben sich durch Multiplikation des Prozesslevels $PL_{proc,seas,t}$ mit dem inversen Wirkungsgrad $(\eta_{proc,ec,t})^{-1}$, dem brennstoffabhängigen Emissionsfaktor des Anlagenprozesses $EmFac_{proc,ec,t}$ und dem CO₂-Preis $CCO2_t$. Die Transportkosten werden darüber bestimmt, dass das Prozesslevel $PL_{proc,seas,t}$ mit dem inversen Wirkungsgrad $(\eta_{proc,ec,t})^{-1}$ sowie mit einem anlagenspezifischen Transportkostenaufschlag $CTrans_{proc,ec,t}$ multipliziert wird.

Der zweite Summenterm beinhaltet zum einen die fixen Betriebsausgaben für alle bestehenden Anlagen. Sie ergeben sich aus dem Produkt aus Anlagenkapazitäten ($Cap_{unit,t}$) und den spezifischen Fixkosten ($CFix_{unit,t}$) der Anlagen. Zum anderen sind die investitionsabhängigen Ausgaben für modell-endogen zugebaute Anlagen enthalten, deren Annuität sich aus der zugebauten Anlagenkapazität $CapNew_{unit,t}$, der spezifischen Investition $CInvest_{unit,t}$ und dem Annuitätenfaktor der Anlage $AnFac_{unit}$ ergibt.

Der dritte Term berücksichtigt sonstige variable Ausgaben für den Betrieb der Anlagen. Sie werden über das Produkt aus Prozesslevel $PL_{proc,seas,t}$ und den variablen Betriebskosten des Erzeugungsprozesses $CVar_{proc,t}$ berechnet.

Im Folgenden werden die Nebenbedingungen des Modells genannt und beschrieben, die in Ergänzung zur Zielfunktion während der Optimierung berücksichtigt werden.

4.4.2 Bilanzierungsgleichungen

Im Modell PERSEUS-PTG sind Gleichungen implementiert, die alle Elektrizitäts- und Energieträgerströme bilanzieren. Gleichung 1 bilanziert die Elektrizitätsflüsse im Übertragungsnetz. Durch sie werden die Kirchhoffschen Regeln (erstes und zweites Kirchhoffsches Gesetz) berücksichtigt. An jedem Netzknoten muss gelten, dass die von einem Knoten abfließende Elektrizität $FL_{node,node',elec,seas,t}$ abzüglich der dem Knoten zufließende Elektrizität $FL_{node',node,elec,seas,t}$ der Summe aller Elektrizitätserzeugungsprozesse $PL_{proc,node,elec,seas,t}$ an dem Knoten abzüglich der Residuallast an dem Knoten $ResLoad_{node,seas,t}$ entspricht (erstes Kirchhoffsches Gesetz). Dabei ist die Residuallast $ResLoad_{node,seas,t}$ an einem Knoten als die Knotennachfrage abzüglich der exogen vorgegebenen EE-Einspeisung an dem Knoten definiert. Da Gleichung 1 nicht nur für einen Knoten gilt, sondern für alle Knoten des Übertragungsnetzes, wird über die Gleichung auch das zweite Kirchhoffsche Gesetz berücksichtigt.

Gleichung 1

$$FL_{node,node',elec,seas,t} - FL_{node',node,elec,seas,t} = \sum_{proc \in PROC} PL_{proc,node,elec,seas,t} - ResLoad_{node,seas,t}$$

$$\forall node \in NODE; \forall seas \in SEAS; \forall t \in T$$

Zur Bilanzierung der eingesetzten Energieträger ist Gleichung 2 im Modell enthalten. Sie bilanziert die Energieträgerflüsse an einem Knoten. Die einem Knoten zufließende Energieträgermenge $FL_{node',node,ec,seas,t}$ zuzüglich der in Prozessen (von Power-to-Gas-Anlagen) erzeugten Energieträgermenge $PTGPL_{proc,node,ec,seas,t}$ in dem Knoten muss den Energieträgerabflüssen $FL_{node,node',ec,seas,t}$ zuzüglich der in Elektrizitätserzeugungsprozessen benötigten Energieträgermenge entsprechen. Letztere berechnet sich über das Produkt aus elektrischem Output des Erzeugungsprozesses einer Anlage (Prozesslevel $PL_{proc,seas,t}$) an dem Knoten und dem inversen Wirkungsgrad $(\eta_{proc,ec,t})^{-1}$ des Prozesses.

Gleichung 2

$$FL_{node',node,ec,seas,t} + \sum_{proc \in PROC} PTGPL_{proc,node,ec,seas,t}$$

$$= FL_{node,node',ec,seas,t} + \sum_{proc \in PROC} PL_{proc,seas,t} \cdot (\eta_{proc,ec,t})^{-1}$$

$$\forall node \in NODE; \forall seas \in SEAS; \forall t \in T$$

4.4.3 Kapazitätsrestriktionen und Verfügbarkeiten des Kraftwerkparks

Im Modell PERSEUS-PTG sind Gleichungen enthalten, über die die Entwicklung des Kraftwerkparks gesteuert wird. Die zugehörigen Kapazitätsvariablen werden dabei nicht saisonal, d. h. in Abhängigkeit der unterjährigen Zeitschritte, definiert, sondern beziehen sich jeweils auf ein gesamtes Stützjahr. Es wird zwischen Kapazitäten des bestehenden Kraftwerkparks $CapRes_{unit,t}$ und Kapazitäten zugebauter Kraftwerke $CapNew_{unit,t}$ unterschieden. Bestehende und Kraftwerksneubauten ergeben in Summe die dem Modell zur Verfügung stehende Kraftwerkskapazität $Cap_{unit,t}$, was über Gleichung 3 im Modell implementiert ist.

Gleichung 3

$$Cap_{unit,t} = CapRes_{unit,t} + CapNew_{unit,t}$$

$$\forall unit \in UNIT; \forall t \in T$$

Es besteht die Möglichkeit, für jedes Kraftwerk dessen Kapazität nach oben ($CapMax_{unit,t}$) und unten ($CapMin_{unit,t}$) durch Festlegen von Grenzen zu beschränken. So lassen sich Kraftwerksstilllegungen (bspw. der Ausstieg aus der Kernenergienutzung oder der Kohleverstromung) und geplante Zubauten (bspw. geplanter Ausbau erneuerbarer Energien) umsetzen.

Während eines Jahres stehen Kraftwerke wegen geplanter notwendiger Reparaturen und Instandhaltungsmaßnahmen und wegen unvorhergesehenen Ausfällen nicht zur Verfügung. In Modellen mit stündlicher Auflösung kann dies in den entsprechenden Stunden des Jahres (bzw. über die Anzahl der betroffenen Stunden) berücksichtigt werden. In Modellen, bei denen keine stundenscharfe Abbildung erfolgt, sondern auf Typtage zurückgegriffen wird, ist die Berücksichtigung von Kraftwerksstillstandszeiten über einen Verfügbarkeitsfaktor $AvailFac_{unit,t}$ möglich. Im Modell PERSEUS-PTG ist ein Quotient implementiert, der aus den Betriebsstunden eines Jahres und den Ausfallzeiten gebildet wird. Die in jedem unterjährigen Zeitschritt verfügbare Kraftwerksleistung, die vom Erzeugungsprozess $PL_{proc,seas,t}$ genutzt werden kann, ergibt sich aus dem Produkt aus Verfügbarkeitsfaktor $AvailFac_{unit,t}$ und installierter Kraftwerksleistung $Cap_{unit,t}$. Dieser Zusammenhang ist über Ungleichung 4 abgebildet.

Ungleichung 4

$$Cap_{unit,t} \cdot AvailFac_{unit,t} \geq \sum_{proc \in PROC^{unit}} PL_{proc,seas,t} \cdot (Hours_{seas,t})^{-1}$$

$$\forall t \in T; \forall seas \in SEAS; \forall unit \in UNIT$$

4.4.4 Netzrestriktionen

Die Berücksichtigung von Netzen in Energiesystemmodellen hat in den vergangenen Jahren vor dem Hintergrund steigender Netzengpässe an Bedeutung gewonnen. Das Modell PERSEUS-PTG bildet das deutsche Übertragungsnetz der Spannungsebenen 220 kV und 380 kV über einen DC-Ansatz ab, der in einer Arbeit von Eßer-Frey [144] erstmals in einem Modell aus der PERSEUS-Familie umgesetzt und in nachfolgenden Arbeiten weiter verwendet wurde [145], [146]. Dieser Ansatz geht auf eine Arbeit von Schweppe aus dem Jahr 1987 zurück und beruht auf dem Zusammenhang, dass sich die Wirkleistung P eines

Lastflusses bei der DC-Modellierung durch Multiplikation der Leitungssuszeptanz, die auch als Blindleitwert B bezeichnet wird, und der Phasenwinkeldifferenz θ berechnen lässt. Dies ist in Gleichung 5 in Matrixschreibweise dargestellt. Gleichung 6 beschreibt, dass bei einer gegebenen Impedanz X und einem ohmschen Widerstand R die Elemente der Matrix berechnet werden können. Weil aufgrund des DC-Ansatzes im Modell nur die Wirkleistungsflüsse Berücksichtigung finden, stellt B die Admittanzmatrix des Elektrizitätsnetzes dar. Auf der Diagonalen der Admittanzmatrix stehen dabei Elemente, die die Summe der Admittanzen des jeweiligen Knotens zu anderen Knoten angeben. Die übrigen Elemente geben die Admittanzen der Leitungen zwischen zwei Knoten an.

Gleichung 5 (in Matrixschreibweise)

$$[P] = [B] \cdot [\theta]$$

Gleichung 6

$$B_{node, node', t} = \frac{-X_{node, node', t}}{R_{node, node', t}^2 + X_{node, node', t}^2}$$

$$\forall node, node' \in BRANCH; \forall seas \in SEAS; \forall t \in T$$

Zur Abbildung der Wirkleistungsflüsse sind im Modell zwei weitere Gleichungen implementiert. Durch Gleichung 7 wird erreicht, dass der Wirkleistungsfluss $FL_{node, node', elec, t, seas}$ über eine Leitung ($node, node'$) dem Produkt aus Suszeptanz $h_{node, node', node'', t}$ und der Phasenwinkeldifferenz $\theta_{node'', seas, t}$ in jedem Zeitintervall des Modells entspricht.

Gleichung 7

$$\frac{FL_{node, node', elec, seas, t}}{Hours_{seas, t}} = \sum_{ext'' \in EXT} h_{node, node', node'', t} \cdot \theta_{node'', seas, t}$$

$$\forall node, node' \in BRANCH; \forall seas \in SEAS; \forall t \in T$$

Gleichung 8 gewährleistet, dass die Summe der Netto-Einspeisungen $NetIn_{node, elec, seas, t}$ an einem Knoten zu jedem Zeitpunkt im Modell der Differenz entspricht, die sich aus den dem Knoten zu- und abfließenden Wirkleistungsflüssen ergibt. Die Netto-Einspeisung stellt dabei das Resultat aus der Erzeugung und der Nachfrage von Elektrizität in einem Knoten dar, wobei hier unter Einspeisungen die Erzeugung von Elektrizität in Kraftwerken und als nachgefragte Elektrizität die Übergabe an Transformatoren untergelagerter Netzebenen verstanden wird. Die zu- und abfließenden Wirkleistungsflüsse werden in Gleichung 8 durch Multiplikation der Elemente der Admittanzmatrix $b_{node, node', t}$ mit der Phasenwinkeldifferenz $\theta_{node'', seas, t}$ berechnet.

Gleichung 8

$$NetIn_{node, elec, seas, t} = \sum_{node'' \in NODE} b_{node, node', t} \cdot \theta_{node'', seas, t}$$

$$\forall node \in NODE; \forall seas \in SEAS; \forall t \in T$$

Die folgenden Ungleichungen (Ungleichung 9 und Ungleichung 10) beschränken den Fluss $FL_{node,node',seas,t}$ auf einer Leitung (node,node') auf die thermische Belastbarkeit der Leitung $ThLimit_{node,node',t}$. Da die Flussrichtung in beide Richtungen (positive und negativ) erfolgen kann, wird der Wirkleistungsfluss betragsmäßig beschränkt, wofür zwei Gleichungen notwendig sind.

Ungleichung 9

$$FL_{node,node',elec,seas,t} \geq (-1) \cdot ThLimit_{node,node',t}$$

$$\forall node,node' \in BRANCH; \forall seas \in SEAS; \forall t \in T$$

Ungleichung 10

$$FL_{node,node',elec,seas,t} \leq ThLimit_{node,node',t}$$

$$\forall node,node' \in BRANCH; \forall seas \in SEAS; \forall t \in T$$

Um bei der DC-Lastflussrechnung das Gleichungssystem lösen zu können, muss ein Slack-Knoten $Slack_{node}$ definiert werden, was über Gleichung 11 erfolgt. An diesem Knoten wird angenommen, dass die Nennspannung anliegt und die Phasenwinkeldifferenz Null beträgt.

Gleichung 11

$$\theta_{node,seas,t} \cdot Slack_{node} = 0$$

$$\forall node \in NODE; \forall seas \in SEAS; \forall t \in T$$

mit $Slack = \begin{cases} 1, & \text{für den Slack - Knoten} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases}$

5 Szenariorahmen und Modell-Eingangsparameter

In diesem Kapitel werden die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Szenarios beschrieben, auf denen die Ergebnisse beruhen, die sich im folgenden Kapitel 6 anschließen. Die Szenarios sind so gewählt, dass sie im Einklang mit den von der Bundesregierung erklärten Zielen wie dem Kernenergieausstieg, der Absenkung des Bruttostromverbrauchs und der CO₂-Emissionsreduktion stehen und diesen nicht widersprechen.

Insgesamt werden drei Szenarios betrachtet, die zum überwiegenden Teil auf einer gemeinsamen Datengrundlage aufbauen. Bspw. ist die Elektrizitätsnachfrage in allen Szenarios identisch, wohingegen mit zwei unterschiedlichen, exogen vorgegebenen EE-Ausbaupfaden (mindestens 80 Prozent und 100 Prozent EE-Anteil) gerechnet wird.

Das erste Szenario („Basisszenario“) dient zu Vergleichszwecken als Referenzszenario. Mit ihm wird die Entwicklung des Energieversorgungssystems untersucht, ohne dass das Modell die Möglichkeit hat, in Power-to-Gas-Anlagen zu investieren, d. h. die Möglichkeit der modell-endogenen Investition in Power-to-Gas-Anlagen wurde deaktiviert. Das zweite Szenario („Power-to-Gas-Szenario“) entspricht dem Basisszenario mit dem Unterschied, dass der Zubau von Power-to-Gas-Anlagen im Modell zulässig ist und dem Modell Investitionsentscheidungen in Power-to-Gas-Anlagen ermöglicht werden. Es kann an jedem Netzknoten, an dem Gaskraftwerke existieren, Power-to-Gas-Anlagen zubauen. Durch diese Beschränkung des Power-to-Gas-Zubaus auf Netzknoten mit Gaskraftwerken wird dabei das Vorhandensein der gaseitigen Infrastruktur sichergestellt. Im dritten Szenario („Dekarbonisierungsszenario“) wird ein forcierter Ausbau erneuerbarer Energien mit dem Ziel unterstellt, bis zum Jahr 2050 eine vollständige Versorgung des Elektrizitätssektors mit erneuerbaren Energien zu erreichen und dadurch den Elektrizitätssektor bilanziell zu dekarbonisieren. Die Power-to-Gas-Technologie kommt dabei als Speicher zum Einsatz. In Zeiten hohen EE-Aufkommens wird so viel Gas in den Elektrolyseuren erzeugt und im Gasnetz (ggf. zusätzlich in unterirdischen Kavernenspeichern) gespeichert, dass in Zeiten niedrigen EE-Aufkommens ausreichend Gas zur Rückverstromung in konventionellen Kraftwerken zur Verfügung steht. Auf diese Weise lässt sich die Elektrizitätsversorgung bilanziell auf erneuerbare Energien umstellen. Da die Rückverstromung ausschließlich in Gaskraftwerken möglich ist, beinhaltet das Dekarbonisierungsszenario den Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2050 und berücksichtigt mit einem zeitlichen Versatz im Vergleich zu den anderen beiden Szenarios auch die Empfehlung der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (häufig als Kohlekommission bezeichnet), die in ihrem Abschlussbericht als Abschlussdatum für die Kohleverstromung das Ende des Jahres 2038 empfiehlt [53].

Im Folgenden wird zunächst auf die Datenbasis eingegangen, die sich zwischen den betrachteten Szenarios nicht verändert. Dazu zählen die Elektrizitätsnachfrage, der CO₂-Preis, sämtliche Brennstoffpreise sowie die Annahmen und Parametrierungen der technischen und ökonomischen Größen der Bestandskraftwerke sowie der Investitionsalternativen, die dem Modell für den Zubau von Kraftwerken zur Verfügung stehen. Anschließend werden die Daten beschrieben, die zwischen den Szenarios variieren können und durch die sie sich unterscheiden. Dazu zählen insbesondere das im Jahr 2050 zu erreichende EE-Ziel sowie der Ausbaupfad für erneuerbare Energien.

5.1 Elektrizitätsnachfrage

Als Elektrizitätsnachfrage wird dem Modell der Endenergieverbrauch an Strom zuzüglich den Netzverlusten vorgegeben. Die verwendete Zeitreihe orientiert sich an der Entwicklung und den Annahmen aus dem Projekt KonStGas¹¹, im Rahmen dessen ausgehend vom Jahr 2010 die Entwicklung der Nachfrage modellgestützt prognostiziert wurde. Sie gibt den Endenergieverbrauch an, der an den Entnahmestellen des Netzes nachgefragt wird. Um Übertragungs- bzw. Netzverluste im Modell zu berücksichtigen, wurde der Zeitreihe pauschal 5 Prozent aufgeschlagen. Die Zeitreihe liegt damit zwischen den von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen herausgegebenen Größen Bruttostromverbrauch¹² (BSV) und Endenergieverbrauch Strom, die häufig zur Einordnung als Referenz herangezogen werden. Der BSV beinhaltet neben den Netzverlusten zusätzlich den Eigenverbrauch in (Heiz-)Kraftwerken und Heizwerken, den sonstigen Elektrizitätsverbrauch im Umwandlungssektor (bspw. in Kokereien und Raffinerien), den Elektrizitätsverbrauch in Speicherkraftwerken sowie den Elektrizitätsverbrauch für die übrigen Speichertechnologien, zu denen auch die Power-to-Gas-Technologie zählt [151]. Diese Aufschläge ergeben sich im Modell endogen und sind somit nicht Teil der Dateneingangsbasis. Die Höhe der Elektrizitätsnachfrage ist in Tabelle 9 dargestellt.

Tabelle 9: Entwicklung der deutschen Elektrizitätsnachfrage im Modell¹³ in TWh pro Jahr

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Endenergieverbrauch	518,2	480,2	472,1	467,3	470,9	447,8	454,5	452,9	458,1
zzgl. Netzverluste	25,9	24,0	23,6	23,4	23,5	22,4	22,7	22,6	22,9
Gesamt	544,1	504,2	495,7	490,7	494,4	470,2	477,2	475,5	481,0

Eigene Darstellung, vgl. [153]

5.2 Preise für CO₂-Zertifikate im Modell

Neben den Brennstoffpreisen stellt der CO₂-Zertifikatspreis (kurz CO₂-Preis) einen bedeutenden Bestandteil der Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke dar. Aus dem Grund setzt er darüber hinaus einen wichtigen Anreiz für Kraftwerksbetreiber, in emissionsärmere Technologien zu investieren. Die Annahmen über die Entwicklung des Preises sind maßgeblich dafür verantwortlich, ob die sich im Modell einstellenden absoluten Emissionen die Ziele zur Emissionsreduzierung treffen. Ein zu niedrig angesetzter

¹¹ KonStGas steht für das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages geförderte Projekt „Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen – Konvergenz Strom- und Gasnetze“.

¹² Die genaue Bezeichnung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen lautet „Bruttoinlandsstromverbrauch“.

¹³ Mit aufgeführt ist das Jahr 2010, das als Basis für die Prognose herangezogen wurde, jedoch nicht als Stützjahr bei den Modellrechnungen verwendet wurde.

CO₂-Preis hat zu hohe Emissionen im Modell zur Folge, ein zu hoch angesetzter CO₂-Preis erfüllt möglicherweise Emissionsreduktionen über, indem das Modell zu stark in Emissionsminderungen investiert.

Die Prognostizierung bis zum Jahr 2050 ist aufgrund der Länge des Betrachtungshorizonts zudem mit gewissen Unsicherheiten verbunden. Wie bei den meisten anderen Eingangsparametern auch lassen sich Studien mit einem moderaten Preisanstieg finden und solche, die von einem starken Anstieg des CO₂-Preises ausgehen. Selbst innerhalb einer Studie werden häufig verschiedene Preispfade betrachtet [147], [152]. In der vorliegenden Arbeit wird eine moderate Preisentwicklung bis 2050 angenommen, die der folgenden Tabelle 10 entnommen werden kann.

Tabelle 10: Entwicklung des Preises für CO₂-Emissionszertifikate in Euro₂₀₁₁ je Tonne

2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
20,3	29,0	38,5	48,0	54,2	60,4	70,1	79,8

Eigene Darstellung, interpoliert aus [153]

5.3 Primärenergieträgerpreise

In Analogie zum CO₂-Preis wird auch bei der Entwicklung der Primärenergieträgerpreise von einem moderaten Anstieg ausgegangen. Die im Modell hinterlegten Brennstoffpreise sind in Tabelle 11 dargestellt. Sie orientieren sich mit Ausnahme des Braunkohlepreises an prognostizierten Marktpreisen. Da Braunkohle nur in begrenztem Maße und über geringe Entfernungen unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten transportiert werden kann, existieren für diesen Energieträger keine Marktpreise. Für ihn müssen die Kosten geschätzt werden. Dabei wurde auf Annahmen im KonStGas-Projekt zurückgegriffen, die im Abschlussbericht veröffentlicht wurden [153].

Tabelle 11: Entwicklung der Preise für Primärenergieträger in Euro₂₀₁₁ je MWh

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Steinkohle	10,7	9,9	10,4	10,8	11,4	11,9	13,1	14,4
Braunkohle	5,8	5,9	6,1	6,2	6,4	6,5	6,7	6,9
Öl	34,4	37,2	42,8	44,4	46,4	48,4	50,0	52,0
Erdgas	27,9	27,0	27,5	28,0	29,5	30,9	32,5	34,1

Eigene Darstellung, interpoliert aus [153] und IIP-Datenbank

Für die Elektrizitätswirtschaft sind nicht nur die reinen Brennstoffkosten, sondern insbesondere die zur Erzeugung einer Megawattstunde anfallenden Kosten von Bedeutung. Dabei wird zwischen den variablen Kosten und den Vollkosten eines Kraftwerks unterschieden. Die variablen Kosten bestehen im Wesentlichen aus den Brennstoff- und den CO₂-Kosten. Hinzu kommen noch die variablen Betriebskosten, die nur einen geringen Anteil an den variablen Kosten haben.

Bei der Berechnung der Brennstoff- und der CO₂-Kosten werden die Anlagenwirkungsgrade berücksichtigt. Bei steigenden CO₂-Preisen kann es aus diesem Grund dazu kommen, dass der Betrieb von mit Erdgas betriebenen GuD-Kraftwerken günstiger wird als der Betrieb von Kohlekraftwerken, obwohl der reine Erdgaspreis deutlich oberhalb des Kohlepreises liegt¹⁴. Dies ist auf in der Regel höhere Wirkungsgrade bei GuD-Anlagen zurückzuführen. In Tabelle 12 sind für die einzelnen Energieträger die Brennstoffpreise inkl. CO₂-Preis je erzeugte Megawattstunde aufgeführt. In die Berechnung sind die oberen Wirkungsgrade aus Tabelle 2 (SK 44% und BK 42%) und bei Braunkohlekraftwerken die spezifischen Emissionen des Rheinischen Reviers eingeflossen. Zu Vergleichszwecken sind ebenfalls neue Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke aufgeführt.

Tabelle 12: Kosten für Brennstoff und CO₂ in Euro₂₀₁₁ je MWh

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Steinkohle	39,9	44,8	53,1	61,3	67,3	73,3	83,6	93,8
Braunkohle	31,5	39,7	48,4	57,1	63,0	68,8	77,7	86,6
Öl	113,7	128,4	151,6	163,4	173,8	184,3	196,2	209,3
GT, Bestand	91,5	93,8	100,7	107,6	115,3	123,0	133,2	143,3
GT, Neubau	76,2	74,6	78,3	81,9	87,7	91,6	99,2	106,7
Erdgas								
GuD, Bestand	58,2	59,7	64,1	68,5	73,4	78,3	84,7	91,2
GuD, Neubau	54,2	54,6	58,6	60,6	65,0	69,3	75,1	80,8

Eigene Darstellung, Berechnung auf Basis der IIP-Datenbank und [153]

Anhand der variablen Kosten der Kraftwerke lässt sich die Reihenfolge der Einlastung der Kraftwerke ableiten, die sich nach der Merit Order, d. h. nach der Angebotskurve der Kraftwerke an der Strombörse richtet. Die Kraftwerke bieten an der Strombörse im Wesentlichen mit ihren variablen Kosten und es erhalten in jeder Stunde die Kraftwerke mit den niedrigsten Geboten den Zuschlag. Auf der gleichen Basis trifft das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Modell die Entscheidung, welche Kraftwerke bzw. in welcher Reihenfolge Kraftwerke zur Deckung der Nachfrage eingesetzt werden.

Zur Berechnung der variablen Kosten werden die variablen Betriebskosten der Kraftwerke benötigt. Aufgrund fehlender öffentlich zugänglicher Daten müssen sie für die bestehenden Anlagen geschätzt werden. Dabei werden die Bestandskraftwerke nach Anlagentyp klassifiziert und für jeden Typ eine Abschätzung zur Höhe der variablen Betriebskosten getroffen. Die im Modell hinterlegten variablen Betriebskosten sind in Tabelle 13 aufgeführt. Für die Bestandskraftwerke stammen sie aus der am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) am Karlsruher Institut für Technologie vorhandenen Datenbank. Die variablen Betriebskosten für die Investitionsoptionen, aus denen das Modell Investitionsentscheidungen treffen kann, wurden aus [147] übernommen (vgl. Tabelle 15).

Tabelle 13: Variable Betriebskosten in Euro je MWh_{el}

Steinkohle	Braunkohle	Öl	Erdgas			
			GT, Bestand	GT, Neubau	GuD, Bestand	GuD, Neubau
2	2,6	1,5	1,5	2	1	0,7

Eigene Darstellung, Berechnung auf Basis der IIP-Datenbank und [147]

¹⁴ Der Umstand, dass der Betrieb von Kraftwerken eines Brennstoffs günstiger wird als der Betrieb von Kraftwerken eines anderen Brennstoffs, wird als Fuel Switch bezeichnet.

In der folgenden Abbildung 12 sind die variablen Kosten für Stein- und Braunkohlekraftwerke sowie für GuD-Bestandsanlagen dargestellt. Zu Vergleichszwecken sind ebenfalls die variablen Betriebskosten für GuD-Neubauten als Band aufgeführt. Dabei enthält der untere Rand des Bandes die technologische Entwicklung der Wirkungsgrade, d. h. ihm liegen für jedes Jahr die jeweils besten verfügbaren Wirkungsgrade zugrunde. Der obere Rand entspricht den variablen Betriebskosten einer im Jahr 2015 gebauten GuD-Anlage (Wirkungsgrad 59,1%). Es ist zu erkennen, dass die Elektrizitätserzeugung in bereits heute existierenden GuD-Anlagen unter den für diese Arbeit getroffenen Annahmen bis 2050 günstiger wird als in heute existierenden Steinkohlekraftwerken, Braunkohlekraftwerke (Wirkungsgrad 42%) jedoch noch darunter liegen. Dies bedeutet, dass in Stunden, in denen keine Knappheit herrscht, d. h. in denen nicht alle Kraftwerke zur Deckung der Nachfrage benötigt werden, bei den Bestandskraftwerken bis zum Jahr 2045 zunächst Kohlekraftwerke eingesetzt werden. Erst ab 2050 kommen GuD-Anlagen vor Steinkohlekraftwerken zum Einsatz.

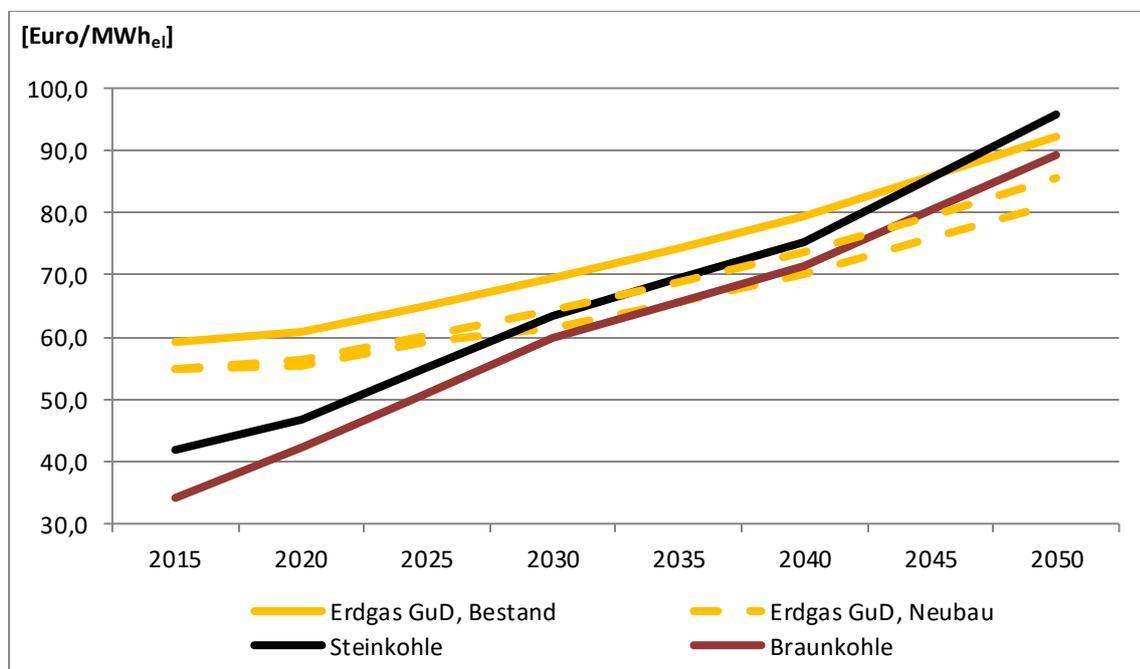


Abbildung 12: Ausgewählte variable Betriebskosten in Euro je MWh_{el}, eigene Berechnung auf Basis der IIP-Datenbank und von [51], [52], [153]

Um die Wirtschaftlichkeit bzw. die ökonomische Vorteilhaftigkeit von Neubauten gegenüber Bestandskraftwerken bewerten zu können, werden die Vollkosten neuer Anlagen herangezogen. Sie enthalten zusätzlich die fixen und die investitionsabhängigen Kosten. Der vorzeitige Rückbau eines bestehenden Kraftwerks ist ökonomisch von Vorteil, wenn die variablen Kosten des zu ersetzenden Kraftwerks höher als die Vollkosten einer neu zu bauenden Ersatzanlage sind. In Abbildung 13 sind die variablen Kosten repräsentativer Braun- und Steinkohlekraftwerke sowie die Vollkosten neuer Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke, die dem Modell als Investitionsalternative zur Verfügung stehen, dargestellt. Da die Vollkosten beider

Investitionsalternativen sowohl über den variablen Kosten der Braunkohlekraftwerke als auch den der Steinkohlekraftwerke liegen, ist im Modell kein vorzeitiger Rückbau von Bestandsanlagen zu erwarten.

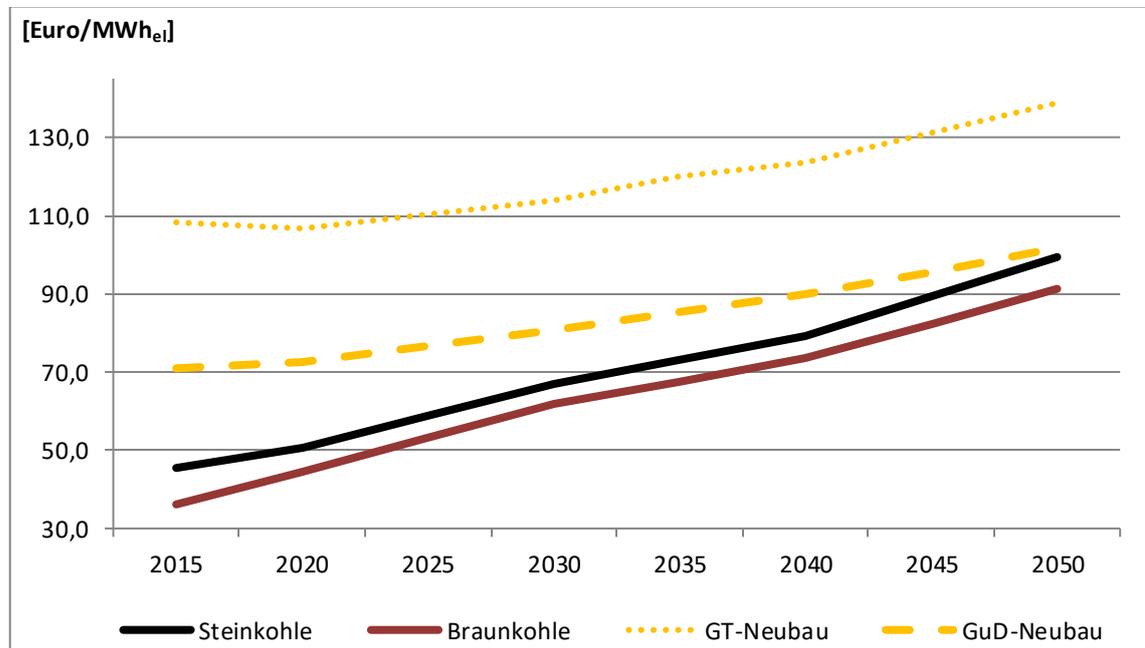


Abbildung 13: Vollkosten ausgewählter Braun- und Steinkohlekraftwerke sowie für GuD- und GT-Neubauten in Euro je MWh_e, eigene Berechnung auf Basis der IIP-Datenbank und von [51], [52], [153]

5.4 Thermische Kraftwerke

Der existierende thermische Kraftwerkspark bildet den Ausgangspunkt für die Szenariorechnungen. Von ihm ausgehend kann das Modell während der Optimierung Zu- und Rückbauentscheidungen treffen. Der Bestand an thermischen Kraftwerken beeinflusst in Kombination mit seiner Parametrierung die Ergebnisse der Ausbau- und Einsatzplanung im wesentlichen Maße. Im Folgenden werden zunächst die verwendeten Daten der bestehenden Kraftwerke dargestellt. Im Anschluss wird auf die technische und ökonomische Parametrisierung der dem Modell zur Verfügung stehenden Investitionsalternativen eingegangen.

5.4.1 Bestandskraftwerke

Sowohl die technischen Parameter der bestehenden Kraftwerke als auch die ökonomischen Betriebsgrößen sind der am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion am Karlsruher Institut für Technologie vorhandenen Datenbank entnommen. Diese Datenbank beruht – insbesondere bei den ökonomischen Größen der Kraftwerke – auf über die Jahre hinweg zusammengetragenen Quellen, Einzelrecherchen und Expertenwissen und wird laufend anhand öffentlich zugänglicher Quellen gepflegt und aktualisiert (bspw. Kraftwerksliste der BNetzA [154] und des Umweltbundesamtes [155]).

Die Abbildung der Anlagen erfolgt grundsätzlich blockscharf. Sie speisen in der Regel direkt in das Höchstspannungsnetz ein. Zur Vereinfachung der Netzabbildung im Modell besitzen die Anlagen zum Teil eigene Netzknoten und speisen somit immer in den nächstgelegenen Netzanschlusspunkt ein.

Die technische Lebensdauer der Kraftwerke wird mit 40 Jahren angenommen. Bei Erreichen dieser Lebensdauer geht das entsprechende Kraftwerk vom Netz und das Modell muss ggf. in eine neue Anlage investieren. Aufgrund der vorgegebenen maximalen Nutzungsdauer der Kraftwerke ergibt sich über den Betrachtungszeitraum hinweg eine stetig abnehmende installierte Leistung der bestehenden thermischen Kraftwerke. Die sogenannte Sterbelinie ist in Abbildung 14 dargestellt.

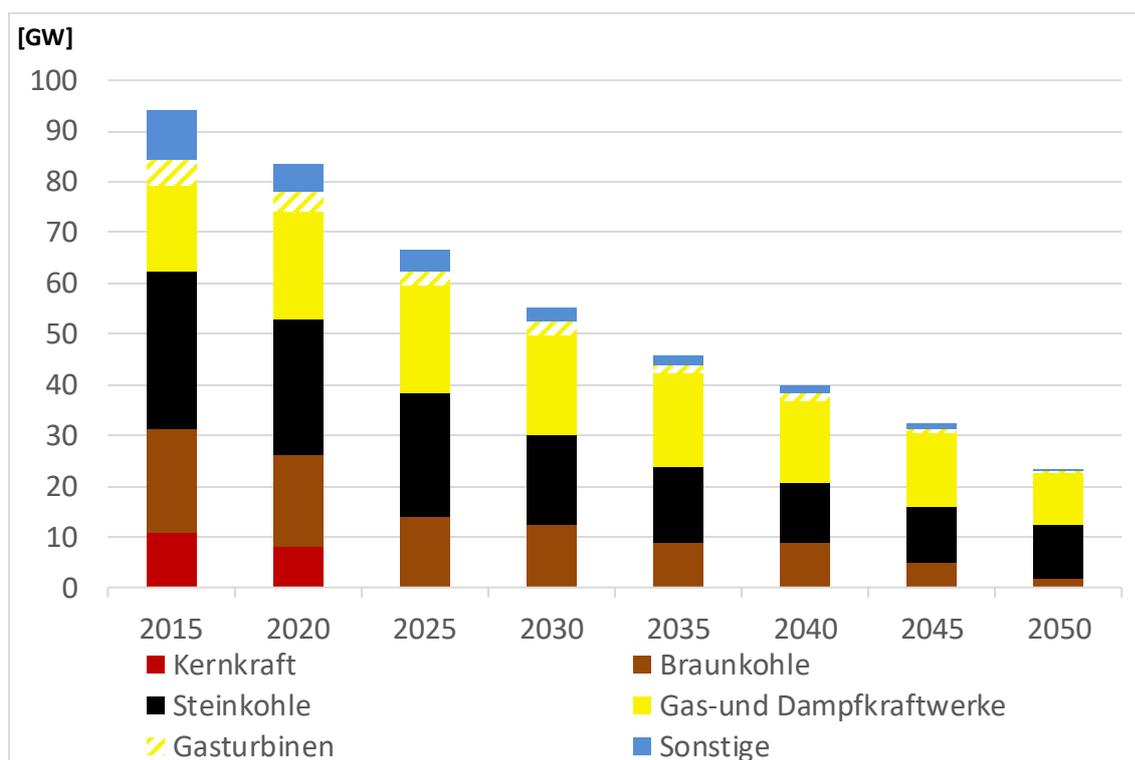


Abbildung 14: Sterbelinie der Bestandskraftwerke im Basis- und Power-to-Gas-Szenario bis 2050 in GW_{el} [153]

Zu Bestandskraftwerken werden grundsätzlich alle Kraftwerke gezählt, die zu Beginn des Jahres 2015 in Betrieb waren, sowie die in Bau und in der Planung befindlichen Kraftwerke, deren Zubau im Modell durch exogene Vorgabe erfolgt. Letzteres betrifft insbesondere GuD-Anlagen, deren installierte Leistung sich zwischen 2015 und 2020 um rund 3 GW erhöht (vgl. Tabelle 14). Zu Beginn des Jahres 2015 sind insgesamt 94,1 GW_{el} an thermischer Kraftwerksleistung installiert. Darin sind 10,8 GW_{el} an Kernkraftwerksleistung enthalten, die gemäß dem dreizehnten Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes im Rahmen der Fukushima-Folgebemaßnahmen bis Ende 2022 schrittweise reduziert werden, indem Anlagen blockweise vom Netz gehen und stillgelegt werden. Des Weiteren existieren 51,4 GW_{el} an Kohlekraftwerken, die sich auf Braunkohlekraftwerke (20,4 GW_{el}) und Steinkohlekraftwerke (31 GW_{el}) verteilen. 21,9 GW_{el} sind an Gaskraftwerken im Bestand, wobei der überwiegende Teil (16,9 GW_{el}) auf Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD) entfällt und 5 GW_{el} auf Gasturbinenkraftwerke (GT) entfallen. Hinter den verbleibenden sonstigen Kraftwerken mit einer installierten Leistung von 10,1 GW_{el} verbergen sich insbesondere gasgefeuerte Dampfkraftwerke (6,3 GW_{el}) und Heizkraftwerke (0,6 GW_{el}), ölbetriebene Anlagen (1,3 GW_{el}

Gasturbinen und 1,1 GW_{el} Dampfkraftwerke) sowie weitere Anlagen (0,75 GW_{el}), die mit Gicht-, Minen- oder Deponiegas betrieben werden.

Tabelle 14: Obergrenzen für die installierten Leistungen der bestehenden thermischen Kraftwerke in GW_{el}

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Uran	10,8	8,1	0	0	0	0	0	0
Steinkohle	31,0	27,0	24,6	17,7	14,8	11,8	10,8	10,6
Braunkohle	20,4	17,8	13,8	12,4	8,8	8,6	5,0	1,6
Erdgas	21,9	25,0	23,9	22,2	20,2	17,9	15,5	10,6
<i>davon GuD</i>	16,9	21,0	20,9	19,6	18,5	16,4	14,6	10,3
<i>davon GT</i>	5,0	4,0	3,0	2,6	1,7	1,5	0,9	0,3
Sonstige	10,0	5,7	4,4	2,8	2,0	1,7	1,0	0,6
Gesamt	94,1	83,6	66,7	55,1	45,8	40,0	32,3	23,4

Eigene Darstellung, basierend auf IIP-Datenbank

Die installierten Leistungen reduzieren sich bis zum Jahr 2050 auf 23 GW_{el}. Deren Entwicklung ist für die im Modell berücksichtigten Stützjahre für die einzelnen Kraftwerkskategorien in Tabelle 14 dargestellt. Es gilt zu beachten, dass im Dekarbonisierungsszenario der Ausstieg aus der Kohleverstromung angenommen wird. In diesem Szenario fallen im letzten Stützjahr 2050 auch die Kapazitäten der Stein- und Braunkohlekraftwerke weg, die die technische Nutzungsdauer noch nicht erreicht haben (siehe Abbildung 13).

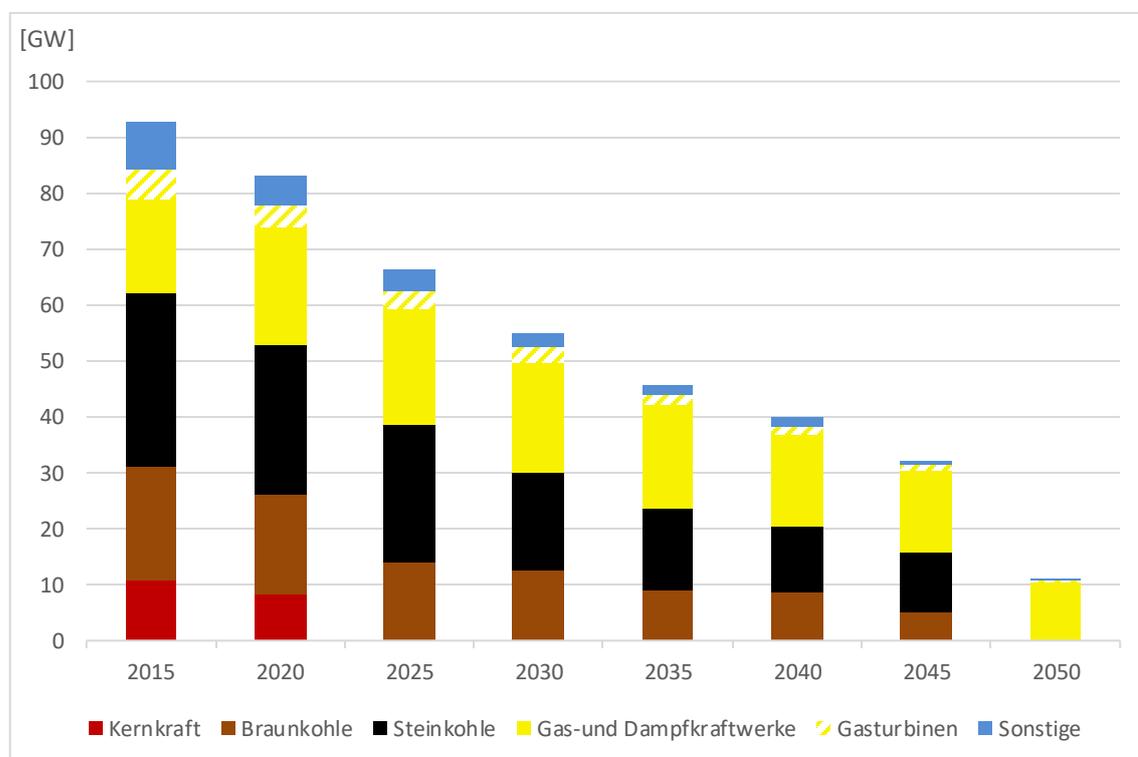


Abbildung 15: Sterbelinie der bestehenden Kraftwerke im Dekarbonisierungsszenario bis 2050 in GW_{el}, eigene Darstellung auf Basis der Modellparametrisierung, vgl. [153]

5.4.2 Investitionsoptionen

Die Investitionsalternativen, die dem Modell eingeräumt werden, sind in der folgenden Tabelle 15 dargestellt. Aus den in Kapitel 4.1 genannten Gründen (u. a. erwarteter Ausstieg aus der Kohleverstromung sowie aus den Entwicklungen am Strommarkt resultierendes Investitionsrisiko für neue Kohlekraftwerke) wird dabei auf die Möglichkeit einer Investition in Kohlekraftwerke verzichtet. Das Modell hat die Möglichkeit, in Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke zu investieren. Für beide Technologien sind Entwicklungspfade hinterlegt, die einen technischen Fortschritt der Anlagentechnologie unterstellen.

Tabelle 15: Investitionsalternativen

Technologie		Jahr der IBS	Spez. Investitionen	Fixe Betriebsausgaben	Variable Betriebsausgaben	Nettowirkungsgrad	Abschreibungsdauer	technische Lebensdauer
			€/kW _{install}	€/ (kW*a)	Cent / kWh _{elektr}	%		a
Erdgas	GuD-Kraftwerk	2015				59,1%	25	35
		2020				60,1%		
		2025				60,1%		
		2030	700	14	0,07	62,1%		
		2035				62,1%		
		2040				62,1%		
		2045				62,1%		
		2050				62,1%		
	Gasturbinen	2015				42,0%	25	25
		2020				44,0%		
		2025				45,0%		
		2030	400	8	0,2	46,0%		
		2035				46,0%		
		2040				47,0%		
2045				47,0%				
2050				47,0%				

Eigene Darstellung, basierend auf [147]

5.5 Annahmen zur Parametrisierung der Power-to-Gas-Anlagen

In den Szenarios „Power-to-Gas“ und „Dekarbonisierung“ stehen dem Modell als Investitionsalternative Power-to-Gas-Anlagen zur Verfügung. Diese Anlagen müssen sich im Modell an der Menge des produzierten Gases messen lassen. Im Falle des Zubaus einer PtGA fällt auf der einen Seite eine Investition an, deren

Annuitäten¹⁵ in die Zielfunktion einfließen und deren Wert erhöhen. Auf der anderen Seite verdrängt das produzierte Gas konventionelles Erdgas, das am Markt beschafft werden müsste und für das Emissionszertifikate erworben werden müssen. Aus dem Grund sind die variablen Betriebskosten der Power-to-Gas-Anlagen als negative Größe modelliert, die dem Erdgaspreis zuzüglich des CO₂-Preises entspricht. Beim Betrieb der Power-to-Gas-Anlagen reduziert sich der Wert der Zielfunktion entsprechend. Damit eine PtGA vom Modell gebaut wird, muss folglich der Wert der jährlich produzierten Menge an Gas – bewertet mit dem Marktpreis für konventionelles Erdgas zuzüglich des CO₂-Preises – höher sein als die aus der Investition resultierende Annuität¹⁶. Um dies zu erreichen ist eine bestimmte Anzahl an Volllaststunden notwendig.

Da das entwickelte Modell das deutsche Elektrizitäts-Übertragungsnetz beinhaltet, das räumlich hoch aufgelöst abgebildet ist, können dem Modell bestimmte Netzknoten vorgegeben werden, an denen der Zubau von Power-to-Gas-Anlagen zulässig ist. Dafür wurden die Netzknoten ausgewählt, in die heutige Gaskraftwerke ihre produzierte Elektrizität einspeisen, da davon ausgegangen werden kann, dass ein ausreichender Gasnetzanschluss an diesen Standorten vorhanden ist. Dieser Gasnetzanschluss muss zum einen mit Blick auf die Anschlussleistung groß genug sein und zum anderen müssen in dem entsprechenden Gasnetzabschnitt die Volumenströme groß genug sein, damit sich der eingespeiste Wasserstoff gut mit dem konventionellen Erdgas mischt, dass die zulässigen Wasserstoffkonzentrationen im Erdgasnetz nicht überschritten werden.

Grundsätzlich wird im Modell auf die Möglichkeit einer Methanisierung des erzeugten Wasserstoffs aus folgendem Grund verzichtet. Reine Optimiermodelle wählen stets die ausgabenminimale Alternative aus den zur Verfügung stehenden Investitionsoptionen. Im Falle einer Methanisierung des Wasserstoffs fallen neben der Investition für den Elektrolyseur auch weitere Investitionen für den Anlagenteil der Methanisierung, aber auch für das benötigte Kohlendioxid an, welches entweder aus der Luft abgeschieden oder aus anderen Quellen zur Anlage transportiert und zwischengespeichert werden müsste. Das Modell müsste also über Nebenbedingungen dazu gebracht werden, in den zusätzlichen Prozessschritt der Methanisierung zu investieren, da für ihn zusätzliche Ausgaben anfielen, die den Wert der Zielfunktion steigen ließen. Weil aber im Vorfeld der Arbeit keine verlässlichen Aussagen dazu gemacht werden konnten, wieviel Methanisierung zwingend notwendig ist, wird die Möglichkeit der Methanisierung nicht betrachtet. Um die Ergebnisse dieser Arbeit im Hinblick auf Plausibilität und Robustheit der erzeugten Wasserstoffmengen absichern zu können, sind die Ergebnisse im Rahmen des KonStGas-Projektes verifiziert worden, insbesondere im Hinblick darauf, ob sich diese Wasserstoffmengen in das bestehende Erdgasnetz einspeisen lassen. Dazu wurde mit einem Gasnetzmodell untersucht, ob sich durch die mit PERSEUS-PTG berechneten Wasserstoffeinspeisungen Wasserstoffkonzentrationen einstellen, die zu einer Verletzung zulässiger Wasserstoffkonzentrationen führen. Dabei wurde von einer zukünftig zulässigen Wasserstoffkonzentration von 10 Volumenprozent ausgegangen. Mit dem Gasnetzmodell konnte gezeigt werden, dass sich die berechneten Wasserstoffmengen sowohl im Power-to-Gas- als auch im Dekarbonisierungsszenario ohne Überschreitung der kritischen Wasserstoffkonzentration ins Erdgasnetz einspeisen lassen [153].

¹⁵ Genauer: Wird in 2040 investiert, werden die Annuitäten der Jahre 2040-2044 im Stützjahr 2040, die Annuitäten der Jahre 2045-2049 im Stützjahr 2045 und im Stützjahr 2050 die Annuität des Jahres 2050 berücksichtigt, indem die diskontierten Annuitäten der Jahre 2040-2050 in die Zielfunktion einfließen.

¹⁶ Mit dem Zubau von Power-to-Gas-Anlagen verbundene Synergieeffekte, wie vermiedene Kosten durch eine geringere Abregelung von EE-Anlagen, bleiben im Modell unberücksichtigt, da im Modell keine entsprechenden Strafterme für abgeregelte EE-Mengen hinterlegt sind.

In Tabelle 16 sind die techno-ökonomischen Parameter der Power-to-Gas-Investitionsoption dargestellt. Die Investitionen beinhalten dabei insbesondere den Elektrolyseur und umfassen die Methanisierung explizit nicht.

Tabelle 16: Techno-ökonomische Parametrierung der Power-to-Gas-Anlagen

Alkalische Elektrolyse	2015	2020	2030	2040	2050
Wirkungsgrad	84%	84%	84%	84%	84%
Investition (Elektrolyseur) [Euro/kW _{el}]	1.500	1.000	550	475	400
Fixkosten [Euro/(kW _{el} *a)]	30	20	11	9,5	8

Eigene Darstellung, basierend auf [153]

Tabelle 17 zeigt eine Vorbetrachtung der notwendigen Volllaststunden zur Erreichung des Break-Even-Punktes, d. h. die benötigten Volllaststunden, um die Investition in die Power-to-Gas-Anlage zu erwirtschaften. Die spezifischen Investitionen sowie die Fixkosten der Power-to-Gas-Anlage beziehen sich im Unterschied zu Tabelle 16 auf die thermische Anlagenleistung.

Tabelle 17: Mindest-Volllaststunden für Power-to-Gas-Anlagen

Alkalische Elektrolyse	2030	2040	2050
spezifische Investition [€/kW _{th}]	650	565	475
Fixkosten (2% der Investition) [€/(kW _{th} *a)]	13	11	10
Nutzungsdauer [a]	25	25	25
Zinssatz [%]	10	10	10
Gaspreis [€/MWh _{th}]	28	31	34
CO ₂ -Preis [€/t CO ₂]	48	60	80
CO ₂ -Preis [€/MWh _{th} Gas]	9,6	12	16
Wirkungsgrad [%]	84	84	84
Verfügbarkeit [%]	95	95	95
notwendige Volllaststunden [h/a]	> 2.370	> 1.800	> 1.300

Eigene Darstellung, Berechnung auf Basis der in dieser Arbeit verwendeten Daten

5.6 Annahmen über die Entwicklung der erneuerbaren Energien

Grundsätzlich wird dem Modell in den Szenariorechnungen die Entwicklung der erneuerbaren Energien exogen vorgegeben. Den drei verwendeten Szenarios liegen dabei zwei verschiedene Ausbaupfade für die erneuerbaren Energien zugrunde, die im Vorfeld der Modellrechnungen bestimmt worden sind. Der erste Ausbaupfad ist so bemessen, dass das Ziel, im Jahr 2050 mindestens 80 Prozent des Bruttostromverbrauchs durch erneuerbare Energien zu decken, erreicht wird. Dieser Pfad findet in sowohl im Basisszenario als auch im Power-to-Gas-Szenario Verwendung. Im zweiten Ausbaupfad ist ein forciertes Ausbauen

der Onshore-Windkraftanlagen und der Photovoltaikanlagen enthalten, so dass eine bilanzielle Vollversorgung des Elektrizitätssektors mit erneuerbaren Energien möglich ist. Im Folgenden wird auf die beiden Ausbaupfade näher eingegangen.

5.6.1 Ausbaupfad im Basis- und im Power-to-Gas-Szenario

Im Basiszenario und im Power-to-Gas-Szenario wird dieselbe Entwicklung für die installierte erneuerbare Leistung in Deutschland angenommen. Aus der installierten Leistung der Anlagen und deren Verteilung über Deutschland werden Einspeiseprofile berechnet, indem für die dargebotsabhängigen Energieträger Wetterdaten herangezogen und bei den übrigen erneuerbaren Energien Annahmen über deren Einlastung getroffen werden. Diese Berechnung erfolgt räumlich hoch aufgelöst, d. h. die Einspeiseprofile werden für jeden im Modell hinterlegten Hochspannungsknoten bestimmt. Innerhalb der Szenariorechnungen erfolgt dann die Zuordnung auf die Übertragungsnetzknotten, die grundsätzlich nach dem Prinzip des kürzesten Weges vorgenommen wird. Diese Zuordnung zwischen Hoch- und Höchstspannungsnetzknotten ändert sich dabei zwischen den berechneten Stützjahren. Dies ist darauf zurückzuführen, dass im Modell ein Entwicklungspfad für das Übertragungsnetz hinterlegt ist. Kommt bspw. in einer Region ein Übertragungsnetzknotten hinzu, werden diesem Knotten auch die nächst gelegenen Hochspannungsknoten und mit ihm die daran angeschlossenen erneuerbaren Energien zugewiesen. Das Modell berücksichtigt auf diese Weise den fortschreitenden Netzausbau bei der Verteilung der erneuerbaren Energien auf das Übertragungsnetz.

Die Einspeiseprofile sind so bemessen, dass der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2050 mindestens 80 Prozent betragen wird. Es wird davon ausgegangen, dass zur Erreichung des 80-Prozent-Ziels der Anteil erneuerbarer Energien – gemessen an der Elektrizitätsnachfrage, die im Modell bereits die Netzverluste enthält – bis zum Jahr 2050 auf 93 Prozent steigen muss. Diese Abschätzung beinhaltet, dass von der maximal zur Verfügung stehenden EE-Erzeugung in Höhe von 93 Prozent zum einen noch mehrere Prozentpunkte vom Modell in den Szenariorechnungen abgeregelt werden (müssen) und zum anderen, dass zur Berechnung der Bezugsgröße, nämlich des Bruttostromverbrauchs, weitere Größen herangezogen werden, die sich erst modell-endogen ergeben und nicht vorab bestimmt werden können. Dazu zählen Kraftwerkseigenverbräuche, die Verluste in Pumpspeicherwerken sowie der Elektrizitätsverbrauch in weiteren Speichern (im Falle der vorliegenden Arbeit insbesondere Elektrizität, die für den Betrieb der Elektrolyseure benötigt wird). Sie ermöglichen als Ergebnis der Optimierung erst im Anschluss an die Szenariorechnungen die Bestimmung des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch.

Tabelle 18: Installierte EE-Leistungen im Basis- und Power-to-Gas-Szenario im Jahr 2050 in GW_{el}

Wind onshore	65
Wind offshore	32
Photovoltaik	89,6
Biomasse	4,8

Eigene Darstellung, basierend auf [153]

In Tabelle 18 sind die installierten EE-Leistungen für das Jahr 2050 dargestellt, die zum Erreichen der benötigten EE-Einspeisung notwendig sind, um auf die zuvor beschriebenen 93 Prozent EE-Anteil zu kommen, und die der Berechnung der Einspeisezeitreihen zugrunde liegen. Auf Windkraftanlagen entfallen rund 97 GW, von denen 65 GW an Land und 32 GW auf See installiert sind. Photovoltaikanlagen tragen einen Anteil von knapp 90 GW und Biomasse von knapp 5 GW.

Tabelle 19: Elektrizitätsnachfrage und maximale EE-Einspeisung inkl. EE-Anteile

2050	Basisszenario	PtG-Szenario	Dekarbonisierungsszenario
Nachfrage inkl. Netzverluste	481 TWh _{el}	481 TWh _{el}	481 TWh _{el}
EE-Einspeisung vor Abregelung und PtG	447 TWh _{el}	447 TWh _{el}	626 TWh _{el}
EE-Anteil (netto) vor Abregelung und PtG	93%	93%	130%
EE-Anteil nach Abregelung und PtG (ZIEL)	mind. 80%	mind. 80%	100%

Eigene Darstellung, basierend auf [153]

In Tabelle 19 sind die maximalen EE-Einspeisungen für das Jahr 2050 dargestellt, die zur Erreichung der EE-Ziele notwendig sind. Sie entsprechen der Summe aus den Einspeisungen der Energieträger Onshore-Wind (230 TWh), Offshore-Wind (100 TWh), Solarenergie (56,5 TWh), Biomasse (38 TWh) und Wasserkraft (22,5 TWh).

5.6.2 Ausbaupfad im Dekarbonisierungsszenario

Um die Stromnachfrage vollständig aus erneuerbaren Energien decken zu können, ist im Dekarbonisierungsszenario ein deutlich höherer EE-Ausbau notwendig. Bezogen auf die im Vergleich zu den anderen Szenarios unveränderte Stromnachfrage müssen die EE-Einspeisungen auf etwa 130 Prozent der Stromnachfrage steigen. Es wird angenommen, dass bei Biomasse das maximale Potenzial bereits in den 80-Prozent-Szenarios ausgeschöpft wurde und auch bei der Offshore-Windenergie kein weiteres, realistisch erschließbares Potenzial mehr besteht. Dies bedeutet, dass die im Dekarbonisierungsszenario zusätzlich benötigten EE-Leistungen durch zusätzliche Installationen bei Onshore-Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen erfolgen müssen. Deren installierte Leistung muss im Vergleich zu den 80-Prozent-Szenarios jeweils um etwa 75 Prozent steigen. Die im Dekarbonisierungsszenario im Jahr 2050 installierten EE-Leistungen sind in Tabelle 20 dargestellt.

Tabelle 20: Installierte EE-Leistungen im Dekarbonisierungsszenario im Jahr 2050 in GW_{el}

Wind onshore	114,9
Wind offshore	32
Photovoltaik	158,4
Biomasse	4,8

Eigene Darstellung, basierend auf [153]

5.7 Entwicklung des Höchstspannungsnetzes

In dem entwickelten Modell PERSEUS-PTG ist das deutsche Höchstspannungsnetz der Spannungsebenen 380 kV und 220 kV hinterlegt. Bei der Entwicklung werden alle Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2014 (NEP 2014¹⁷) des Szenarios B 2034 berücksichtigt, d. h. das Übertragungsnetz entwickelt sich in den Stützjahren des Modells bis 2035 gemäß Szenario B 2034 des NEP 2014. Diese Maßnahmen umfassen Leitungsneubauten (in bestehenden Trassen sowie Neutrassierungen), Spannungsumstellungen von 220 kV auf 380 kV sowie Leitungsverstärkungen. Für die Stützjahre 2040 bis 2050 wird keine weitere Entwicklung des Übertragungsnetzes berücksichtigt, d. h. es sind über den NEP 2014 hinaus keine weiteren Maßnahmen im Modell implementiert. Aus dem Grund entspricht das Übertragungsnetz des Jahres 2034, das im Modell erstmals im Stützjahr 2035 berücksichtigt wird, dem des Jahres 2050. In Abbildung 16 sind die im Modell hinterlegten Übertragungsnetze der Jahre 2015 und 2034 (entspricht dem Netz 2050) vergleichend dargestellt.

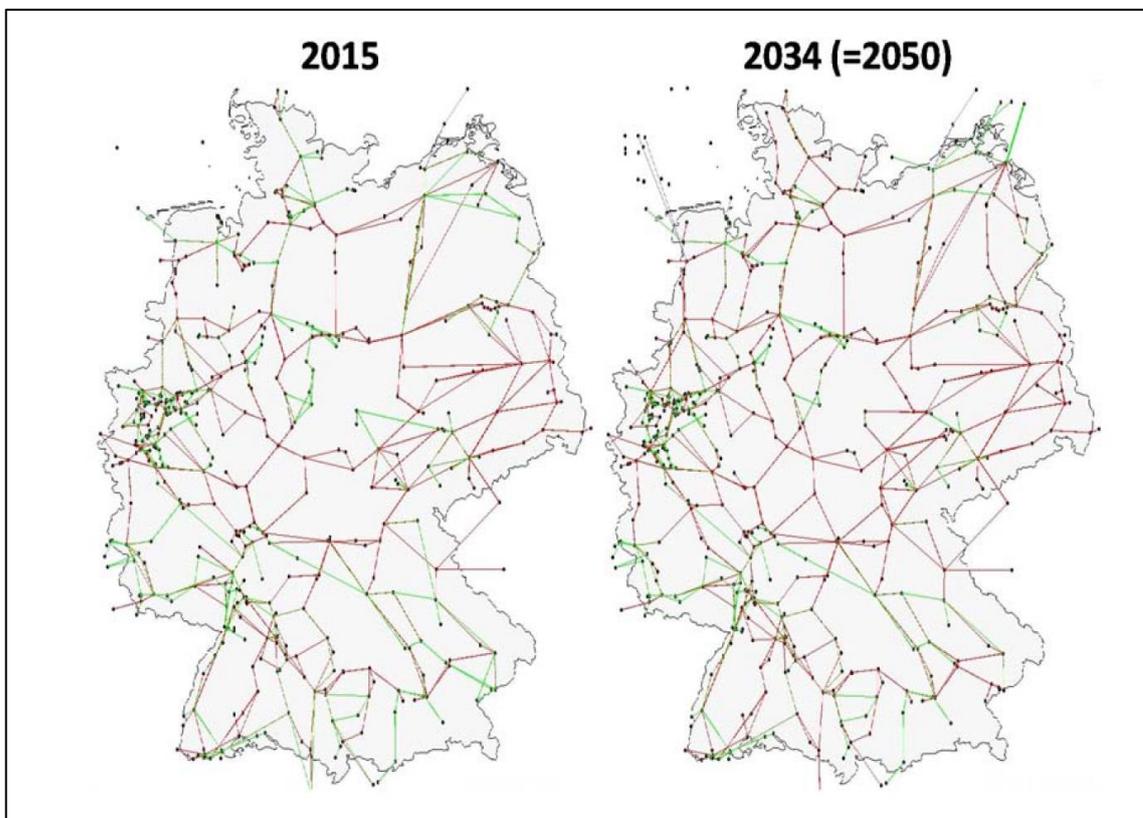


Abbildung 16: Darstellung des im Modell hinterlegten Übertragungsnetzes für die Jahre 2015 und 2034, eigene Darstellung auf Basis der Modellparametrisierung, vgl. [153]

¹⁷ Bis zum Netzentwicklungsplan 2025 wurden die Titel der Netzentwicklungspläne nach dem Jahr der Erstellung (z. B. 2014) benannt. 2015 wurde der von den vier Übertragungsnetzbetreibern verwendete Titel für die Netzentwicklungspläne zum Zweck einer einheitlichen Benennung in der Öffentlichkeit an die von der BNetzA verwendete Bezeichnung angeglichen. Diese hat schon seit Beginn des NEP-Prozesses das betreffende Zieljahr (z. B. 2024) im Titel. Auf der Webseite der vier ÜNB wird mittlerweile für alle Netzentwicklungspläne das Zieljahr verwendet, wobei in den Dokumenten bis zum Netzentwicklungsplan 2025 weiterhin das Erstellungsjahr Verwendung findet [156].

6 Ergebnisse

Im vorliegenden Kapitel 6 werden die Ergebnisse der Szenariorechnungen vorgestellt. Es wird auf die Entwicklung des thermischen Kraftwerksparcs, d. h. den Zu- und Rückbau thermischer Anlagen sowie deren Betrieb (erzeugte Elektrizitätsmengen und Einlastung der Kraftwerke anhand der jährlichen Volllaststunden) eingegangen. Der Fokus liegt auf dem Zubau von Power-to-Gas-Anlagen im Power-to-Gas- und im Dekarbonisierungsszenario sowie auf den Auswirkungen auf die Abregelungen erneuerbarer Energien, die mit dem Zubau von Power-to-Gas-Anlagen verbunden sind. Im Power-to-Gas-Szenario dient das Basisszenario zum Vergleich.

Zunächst werden die Ergebnisse des Basisszenarios beschrieben. Es schließen sich die Ergebnisse des Power-to-Gas-Szenarios an, die mit den Ergebnissen des Basisszenarios verglichen werden. Abschließend werden die Ergebnisse des Dekarbonisierungsszenarios gezeigt.

6.1 Basisszenario

Im Basisszenario wird die Entwicklung des Stromsektors ohne die Einbindung von Elektrolyseuren untersucht. Im Folgenden werden die Ergebnisse in Bezug auf die Entwicklung des thermischen Kraftwerksparcs, differenziert nach Bestandskraftwerken und Neubauten, vorgestellt sowie auf die im Modell bestimmten Abregelungen eingegangen.

Die Entwicklung der Bestandskraftwerke¹⁸ (vgl. Abbildung 17) folgt der in Kapitel 5.4.1 beschriebenen Sterbelinie, d. h. die Kraftwerke gehen erst mit Erreichen ihrer technischen Lebensdauer bzw. im Falle der Kernkraftwerke mit Erlöschen ihrer Betriebsgenehmigung vom Netz. Es erfolgt kein vorzeitiger Rückbau der zu Beginn der Szenariorechnungen existierenden Kraftwerke. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Vollkosten der kostengünstigsten Investitionsoption oberhalb der Betriebskosten der bestehenden Kraftwerke liegen, sodass ein vorzeitiger Rückbau bestehender Kraftwerke und deren Ersatz durch neu zu bauende Kraftwerke keine ökonomisch rationale Entscheidung darstellt. Da in den Szenariorechnungen des Basis- und des Power-to-Gas-Szenarios der Ausstieg aus der Kohleverstromung nicht Gegenstand der Untersuchung ist, existieren im Jahr 2050 noch ca. 12 GW installierte Kohlekraftwerksleistung, von denen etwa 10,5 GW auf Steinkohle und 1,5 GW auf Braunkohle entfallen. Des Weiteren stellen von den im Jahr 2050 verbliebenen knapp 23,5 GW GuD-Anlagen rund 10,3 GW, Gasturbinen knapp 300 MW und sonstige Kraftwerke circa 650 MW.

¹⁸ Inklusive geplanter und in Bau befindlicher Anlagen; vgl. Kapitel 5.4.1.

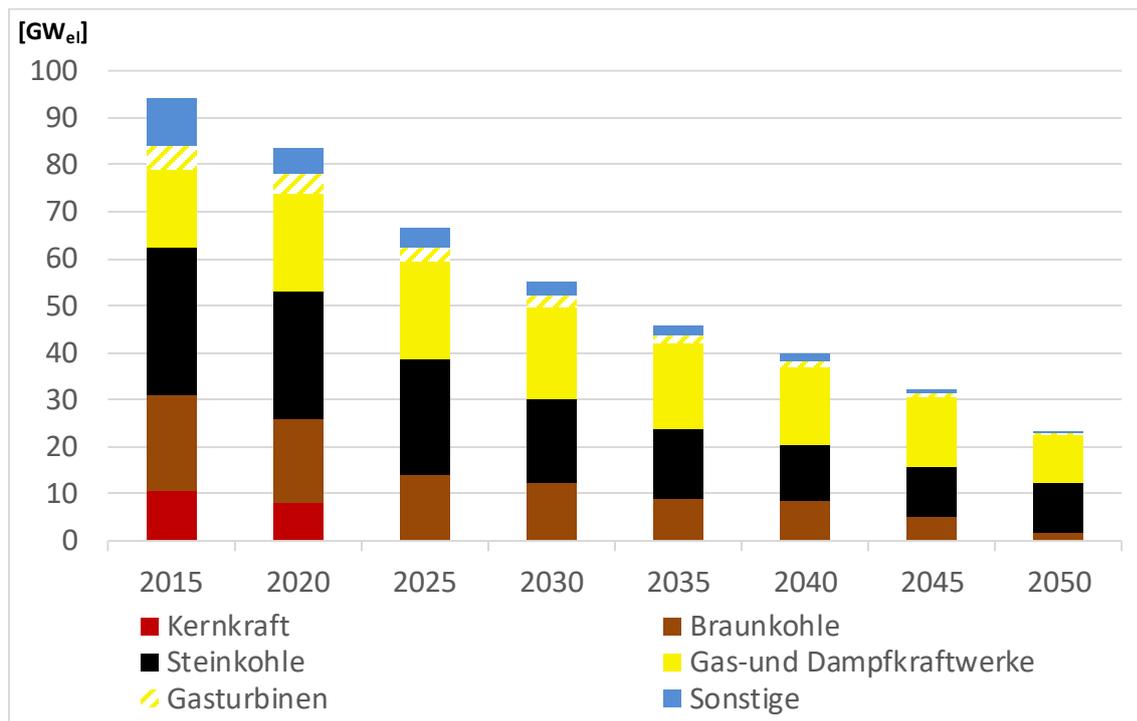


Abbildung 17: Entwicklung der Bestandskraftwerke im Basisszenario bis 2050 in GW_{e1}¹⁹ [153]

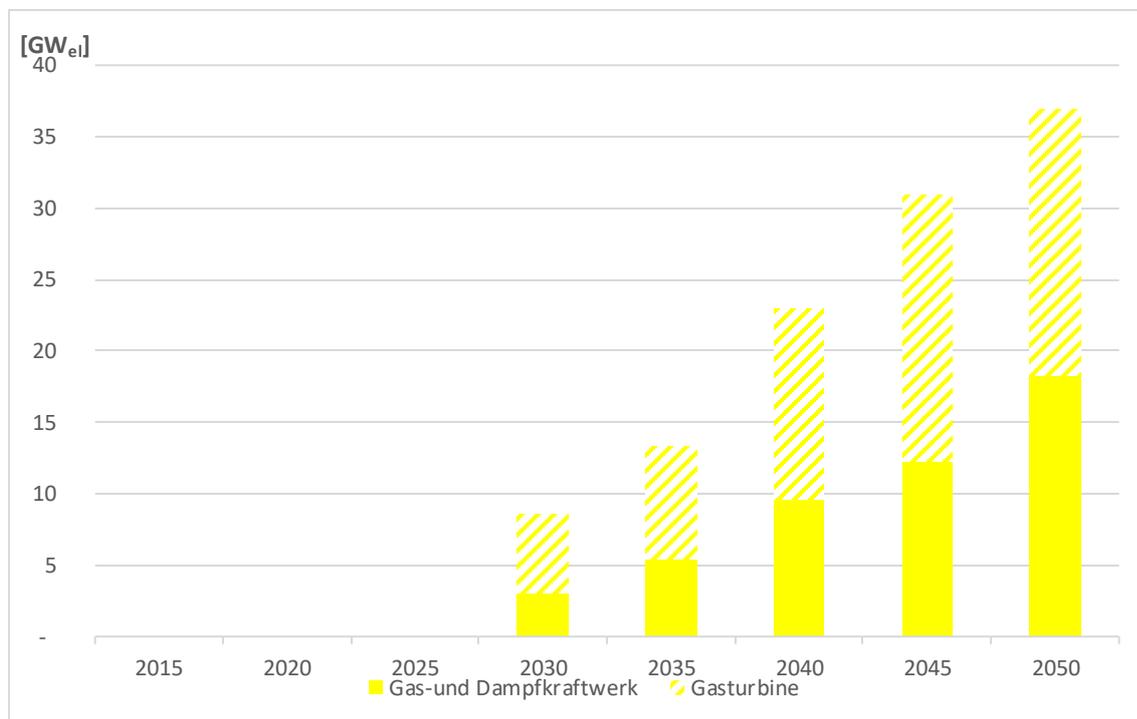


Abbildung 18: Kumulierter Kraftwerkszubau im Basisszenario in GW_{e1} (vgl. [153])

¹⁹ Die Grafik entspricht Abbildung 14, da das Modell keinen vorzeitigen Rückbau von Bestandskraftwerken vornimmt.

Im Basisszenario werden bis zum Jahr 2050 knapp 37 GW_{el} zugebaut, die sich ungefähr hälftig auf GuD-Anlagen (18,3 GW_{el}) und auf Gasturbinen (18,6 GW_{el}) verteilen. Bis 2025 ist noch kein Zubau notwendig, weil die bis dahin verbleibenden Kraftwerke sowie der Anstieg der EE-Erzeugung ausreichend Erzeugungskapazität zur Deckung der Nachfrage zur Verfügung stellen. Ab 2030 werden sowohl Flexibilitäten in Form von Gasturbinen als auch GuD-Kraftwerke zur nennenswerten Lastdeckung benötigt. Die unterschiedlichen Anforderungsprofile der beiden Kraftwerkstypen spiegeln auch die Volllaststunden wieder. Bei Gasturbinen betragen sie durchschnittlich weniger als 100 Stunden pro Jahr, sodass Gasturbinen nur gering zur Lastdeckung beitragen. GuD-Kraftwerke hingegen verzeichnen etwa 5000 Volllaststunden und tragen damit einen nennenswerten Anteil zur Deckung der Nachfrage bei.

Die im Basisszenario vom Modell vorgenommenen Abregelungen erneuerbarer Energien sind in nachfolgender Tabelle 21 dargestellt. Die Erzeugung aus erneuerbaren Energien vor Abregelungen entspricht den exogen vorgegebenen EE-Zeitreihen. Die abgeregelte Menge wird modell-endogen ermittelt. Die relativen Abregelungen berechnen sich über den Quotienten. Sie liegen bis einschließlich 2025 unter ein Prozent und steigen bis 2050 auf 9 Prozent an. Die berechneten Abregelungen dienen insbesondere dem Vergleich mit den im Power-to-Gas-Szenario, um eine Bewertung ableiten zu können, inwieweit Power-to-Gas-Anlagen die Integration erneuerbarer Energien verbessern. Im Folgenden wird auf die Ergebnisse im Power-to-Gas-Szenario eingegangen.

Tabelle 21: EE-Erzeugung vor Abregelungen, abgeregelte EE-Mengen und deren relative Anteile im Basisszenario

[TWh]	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EE-Erzeugung vor Abregelung	183,9	222,7	264,8	301,6	346,4	383,5	419,9	447,3
Abgeregelte EE-Menge	1,6	1,5	1,0	7,8	12,9	14,0	26,6	40,0
Relative Abregelung	0,9%	0,7%	0,4%	2,6%	3,7%	3,7%	6,3%	9,0%

Eigene Darstellung auf Basis der eigenen Modellrechnungen, vgl. [153]

6.2 Power-to-Gas-Szenario

Dem Power-to-Gas-Szenario liegen dieselben Annahmen und Einstellungen mit Ausnahme der Zulässigkeit des Zubaus von Power-to-Gas-Anlagen zu Grunde wie dem Basisszenario. Im Unterschied zum Basisszenario können an Netzknoten, an denen Gaskraftwerke existieren und somit das Vorhandensein eines ausreichenden Gasnetzanschlusses angenommen werden kann, Power-to-Gas-Anlagen modell-endogen zugebaut werden. Folglich kommt es in beiden Szenarios zu weitgehend gleichen Ergebnissen. Lediglich bei den Abregelungen sind signifikante Abweichungen festzustellen.

Die Entwicklung der Bestandskraftwerke ist erwartungsgemäß mit der im Basisszenario identisch, da auch hier die Vollkosten der günstigsten Investitionsalternative oberhalb der variablen Betriebskosten der Bestandskraftwerke liegen. Die Bestandskraftwerke gehen also ebenfalls erst bei Erreichen ihrer technischen Lebensdauer vom Netz.

Der Kraftwerksdispatch ist bis 2030 mit dem des Basisszenarios identisch. Ab 2030 sind im Vergleich zum Basisszenario leichte Abweichungen zu beobachten, die bis 2045 im Bereich eines halben Promilles und in 2050 bei knapp vier Promille liegen. Sie entsprechen der Toleranz des Modells und sind somit zu vernachlässigen. Eine plausible Erklärung, bspw. veränderte Lastflusssituationen aufgrund des Power-to-Gas-Zubaus, zu dem es ab 2030 kommt, lässt sich nur schwer ableiten.

Folglich sind auch beim Kraftwerkszubau kleine Abweichungen zu beobachten (vgl. Abbildung 19). In Analogie zum Kraftwerksdispatch fallen sie bis 2045 marginal aus; lediglich in 2035 ist überhaupt eine Abweichung festzustellen. Beim kumulierten Zubau bis zum Jahr 2050 werden hingegen 1,2 GW weniger GuD-Anlagen zugebaut als im Basisszenario. Der Zubau beträgt nur knapp 36 GW, der sich wie beim Basisszenario ungefähr hälftig auf GuD-Anlagen (17,1 GW) und auf Gasturbinen (18,6 GW) verteilt.

Wie beim Basisszenario bedienen die beiden zugebauten Anlagentypen unterschiedliche Anforderungen. Der Gasturbinenzubau dient insbesondere der Bereitstellung von Flexibilitäten. Folglich kommen die Gasturbinen auf weniger als 100 Volllaststunden und tragen nur in geringem Maße zur Lastdeckung bei. Die GuD-Kraftwerke weisen wie im Basisszenario Volllaststunden von mehr als 5000 Stunden pro Jahr auf, sodass durch ihren Betrieb ein erheblicher Teil der Nachfrage gedeckt wird.

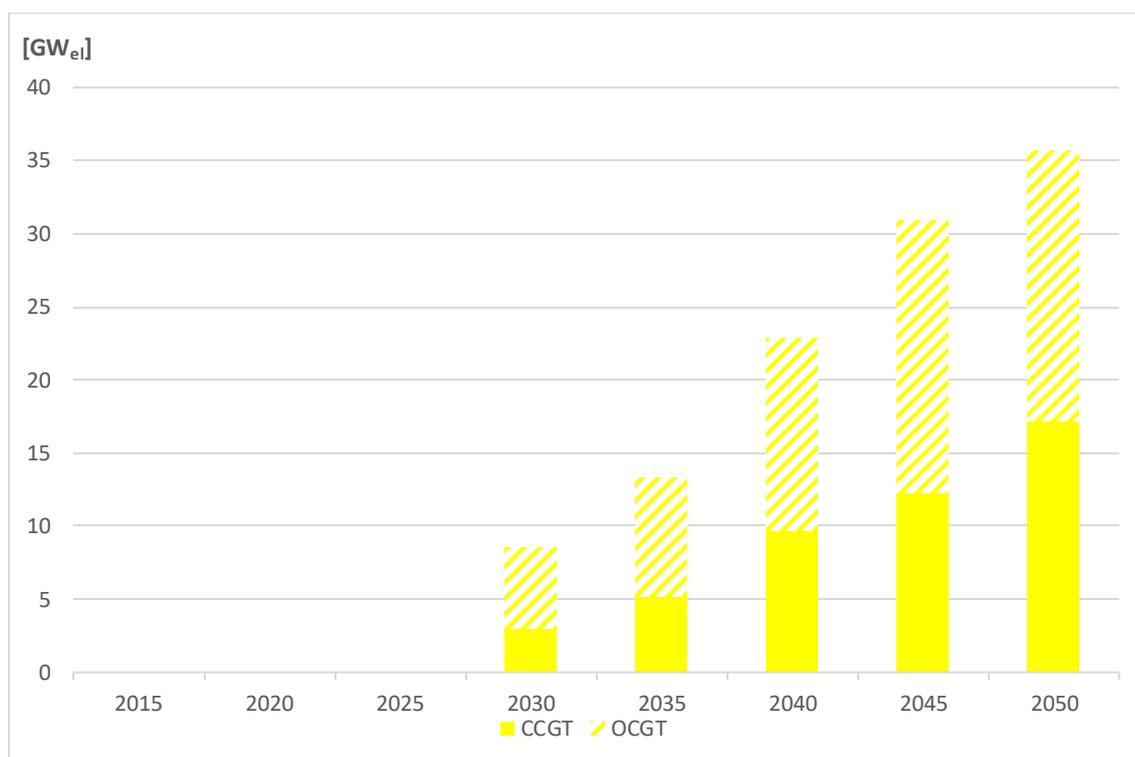


Abbildung 19: Kumulierter Kraftwerkszubau im Power-to-Gas-Szenario in GW_{el} [153]

In 2030 kommt es zum Bau erster Power-to-Gas-Anlagen an einem Anlandungsknoten von Offshore-Wind aus der Nordsee. Der Zubau beträgt allerdings zunächst nur knapp 170 MW_{el} und erhöht sich erst in 2045 auf eine nennenswerte Leistung von etwa 5 GW_{el}, die sich auf drei Netzknoten verteilen. Diese Netzknoten liegen in den zuvor bestimmten Regionen mit dem höchsten negativen Redispatch-Bedarf, die in Abbildung 20 rot hinterlegt sind und in denen sich die Anlandungsknoten für Offshore-Windstrom befinden.

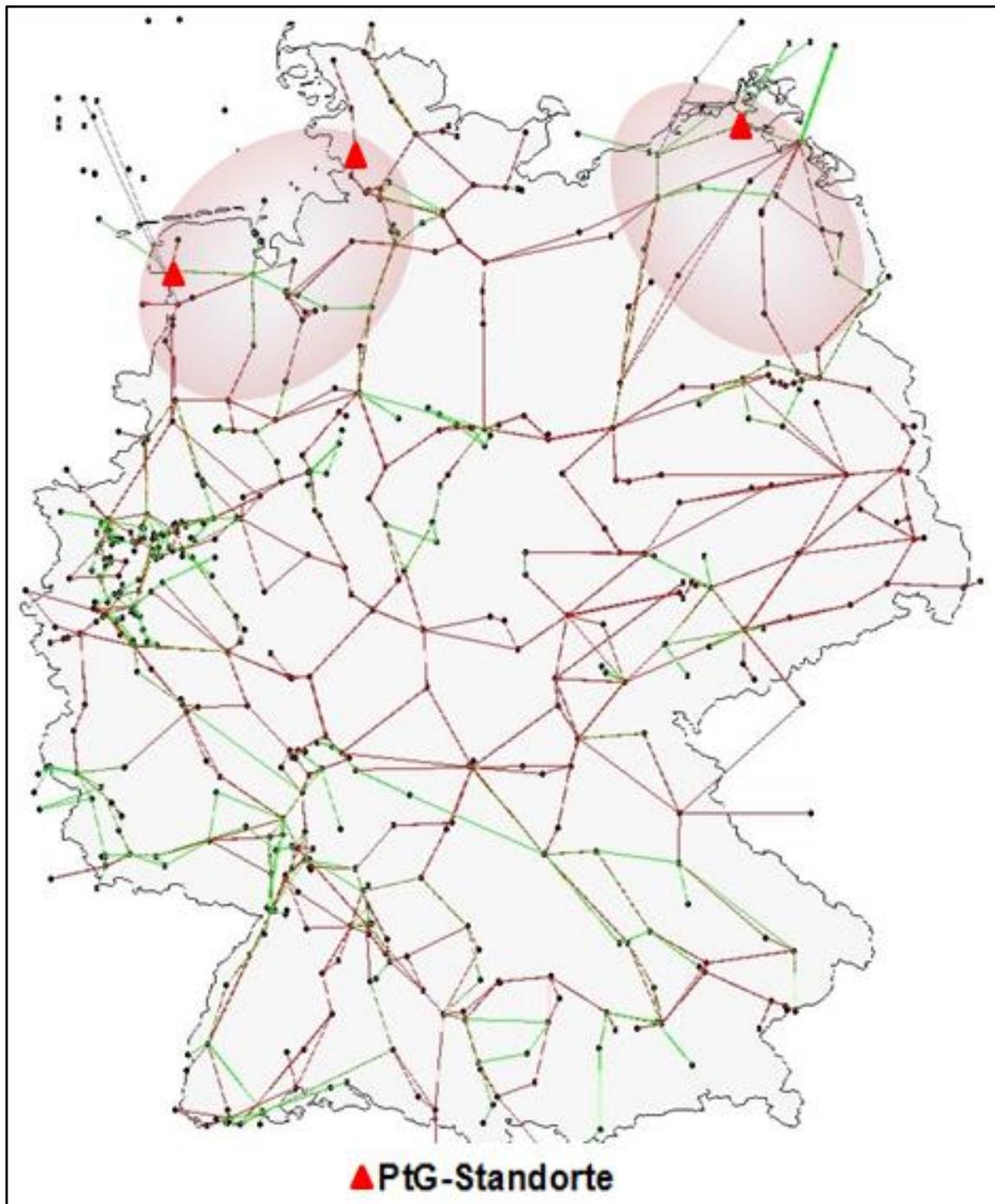


Abbildung 20: Gebiete des höchsten negativen Redispatch-Bedarfs und Netzknoten mit Zubau von PtG-Anlagen im PtG-Szenario [153]

Die Abregelungen erneuerbarer Energien sind in Tabelle 22 dargestellt. Sie entsprechen bis 2025 denen des Basisszenarios. Ab 2030 macht sich der zuvor beschriebene Zubau von Power-to-Gas-Anlagen bemerkbar, der zu deutlich niedrigeren Abregelungen im Vergleich zum Basisszenario führt. Die Abregelungen betragen 2050 sechs Prozent und liegen damit ein Drittel unter denen im Basisszenario.

Tabelle 22: Maximale EE-Erzeugung, Abregelungen und relative Abregelungen im Power-to-Gas-Szenario

[TWh]	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EE-Erzeugung vor Abregelung	183,9	222,7	264,8	301,6	346,4	383,5	419,9	447,3
Abgeregelter EE-Menge	1,6	1,5	1,0	7,1	12,5	13,6	14,8	27,5
Relative Abregelung	0,9%	0,7%	0,4%	2,4%	3,6%	3,5%	3,5%	6,1%

Eigene Darstellung auf Basis der eigenen Modellrechnungen, vgl. [153]

6.3 Dekarbonisierungsszenario

Im Dekarbonisierungsszenario kommt es wie in den beiden übrigen Szenarios zu keinen vorzeitigen Kraftwerksstilllegungen, da aufgrund der unveränderten Parametrierung auch hier die Vollkosten der günstigsten Investitionsalternative oberhalb der Betriebskosten der Bestandskraftwerke liegen. Eine Ausnahme bilden die Kohlekraftwerke, die zur Erreichung des Ziels der CO₂-Neutralität bis 2050 vom Netz genommen und außer Betrieb gesetzt werden. Folglich sinkt die installierte Leistung der heutigen Bestandskraftwerke auf nur noch knapp 12 GW_{el}, von denen GuD-Anlagen mit etwa 10,3 GW_{el} den überwiegenden Teil stellen.

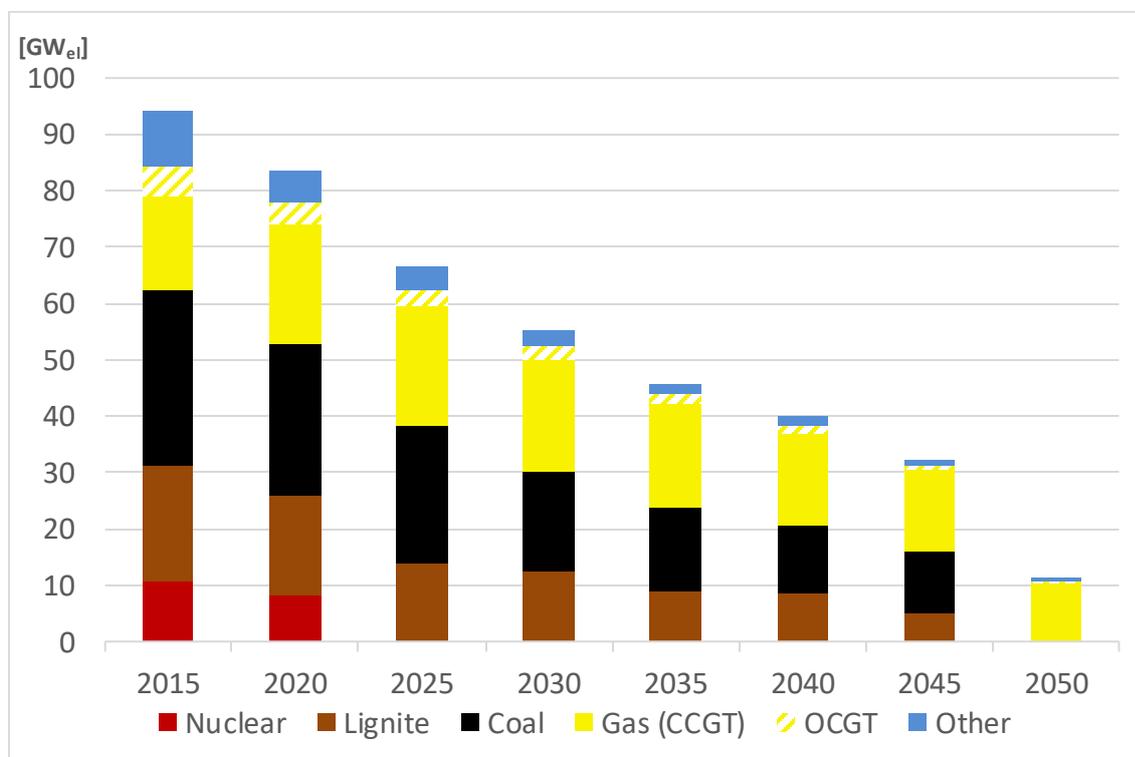


Abbildung 21: Entwicklung der Bestandskraftwerke im Dekarbonisierungsszenario bis 2050 in GW_{el}, eigene Darstellung auf Basis der Modellergebnisse, vgl. [153]

Beim konventionellen Zubau sind im Dekarbonisierungsszenario deutliche Unterschiede im Vergleich zu den beiden anderen Szenarios zu beobachten (vgl. Abbildung 22). Der gesamte kumulierte Zubaubedarf liegt mit rund 33,5 GW_{el} zwar nur leicht unterhalb der Bedarfe in den beiden anderen Szenarios (Basisszenario knapp 37 GW und PtG-Szenario knapp 36 GW), doch sind zwei wesentliche Unterschiede festzustellen. Zum einen wird deutlich mehr Kraftwerkskapazität bei Gasturbinen benötigt als bei GuD-Anlagen. Im Dekarbonisierungsszenario entfallen knapp zwei Drittel des Zubaus auf Gasturbinen (etwa 21,5 GW) und leicht über einem Drittel auf GuD-Kraftwerke (rund 12 GW), was einen im Vergleich zu den anderen Szenarios erhöhten Bedarf an Flexibilitäten widerspiegelt. Zum anderen erfolgt der GuD-Zubau nicht gleichmäßig über die Perioden verteilt, sondern wird erst gebündelt in der letzten Periode getätigt. Dies ist auf den Ausstieg aus der Kohleverstromung in 2050 zurückzuführen, die bis dahin einen nicht unerheblichen Teil zur Deckung der Last beigetragen hat. Die stillgelegten Kohlekraftwerke müssen trotz eines auf sehr hohem Niveau weiter steigenden EE-Anteils durch den Zubau von GuD-Anlagen kompensiert werden.

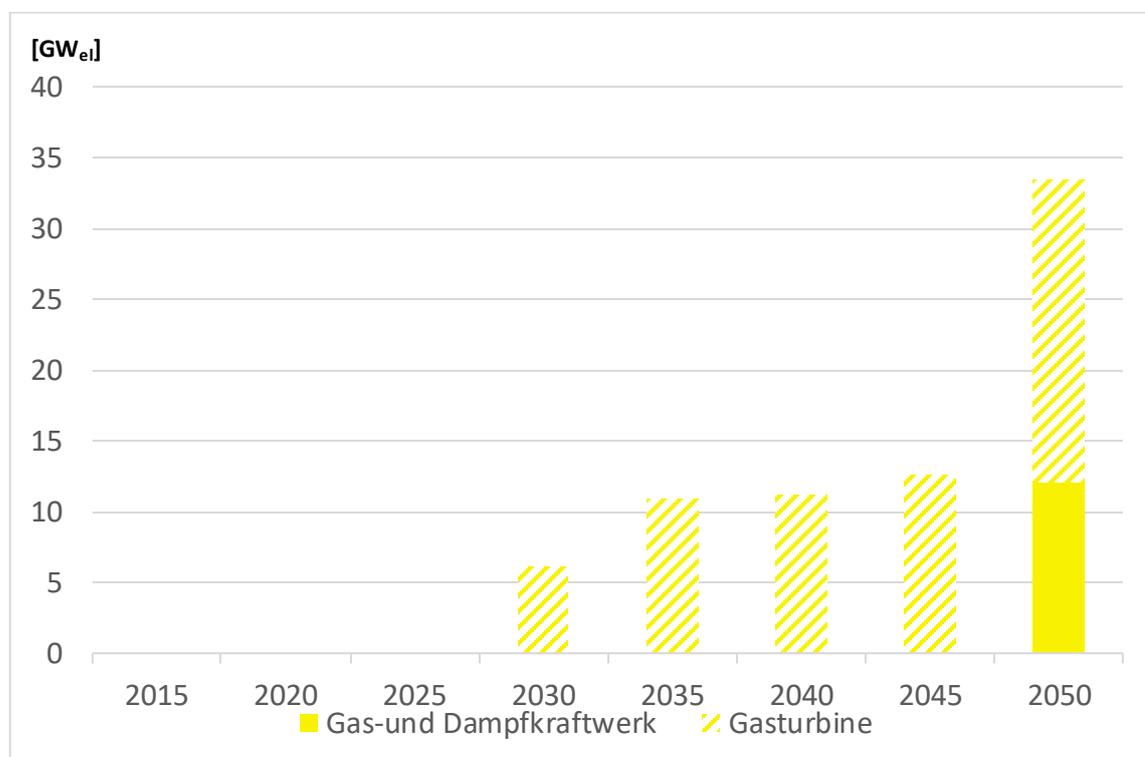


Abbildung 22: Kumulierter Kraftwerkszubau im Dekarbonisierungsszenario in GW_{el} [153]

Die Elektrizitätserzeugung in konventionellen thermischen Kraftwerken sinkt von 340 TWh um fast 90 Prozent auf etwa 40 TWh, die ausschließlich in Gaskraftwerken erfolgt. Von den 40 TWh entfallen 99 Prozent auf GuD-Anlagen und nur ein minimaler Teil auf Gasturbinen, die auf nur in wenigen Stunden im Jahr eingesetzt werden, um kurzfristige Nichtverfügbarkeiten der erneuerbaren Energieträger zu kompensieren. Zum Betrieb der konventionellen Gaskraftwerke ist ein Gasbedarf von ca. 66,5 TWh_{th} notwendig, der über die Produktion von Wasserstoff in Power-to-Gas-Anlagen gedeckt werden muss. Darauf wird im Folgenden eingegangen.

Mit dem deutlich höheren EE-Ausbau im Dekarbonisierungsszenario nehmen auch die Zeiten und die absoluten Höhen negativer Residuallasten zu. Dies wirkt sich ebenso deutlich auf den Zubau von Power-to-Gasanlagen aus, der mit fast 38 GW_{el} mehr als siebenmal höher liegt als im PtG-Szenario (5 GW_{el}). Insgesamt werden an 13 Standorten Power-to-Gas-Anlagen zugebaut, die sich nicht mehr nur auf küstennahe Gebiete mit einem überdurchschnittlichen EE-Angebot verteilen. Vielmehr werden auch sechs Standorte im Binnenland mit Power-to-Gas erschlossen, von denen sich drei im nördlichen Bayern befinden und weitere in Rheinland-Pfalz, in Sachsen-Anhalt und im Allgäu zu finden sind. Die grafische Verteilung des PtG-Zubaus ist in Abbildung 23 dargestellt.

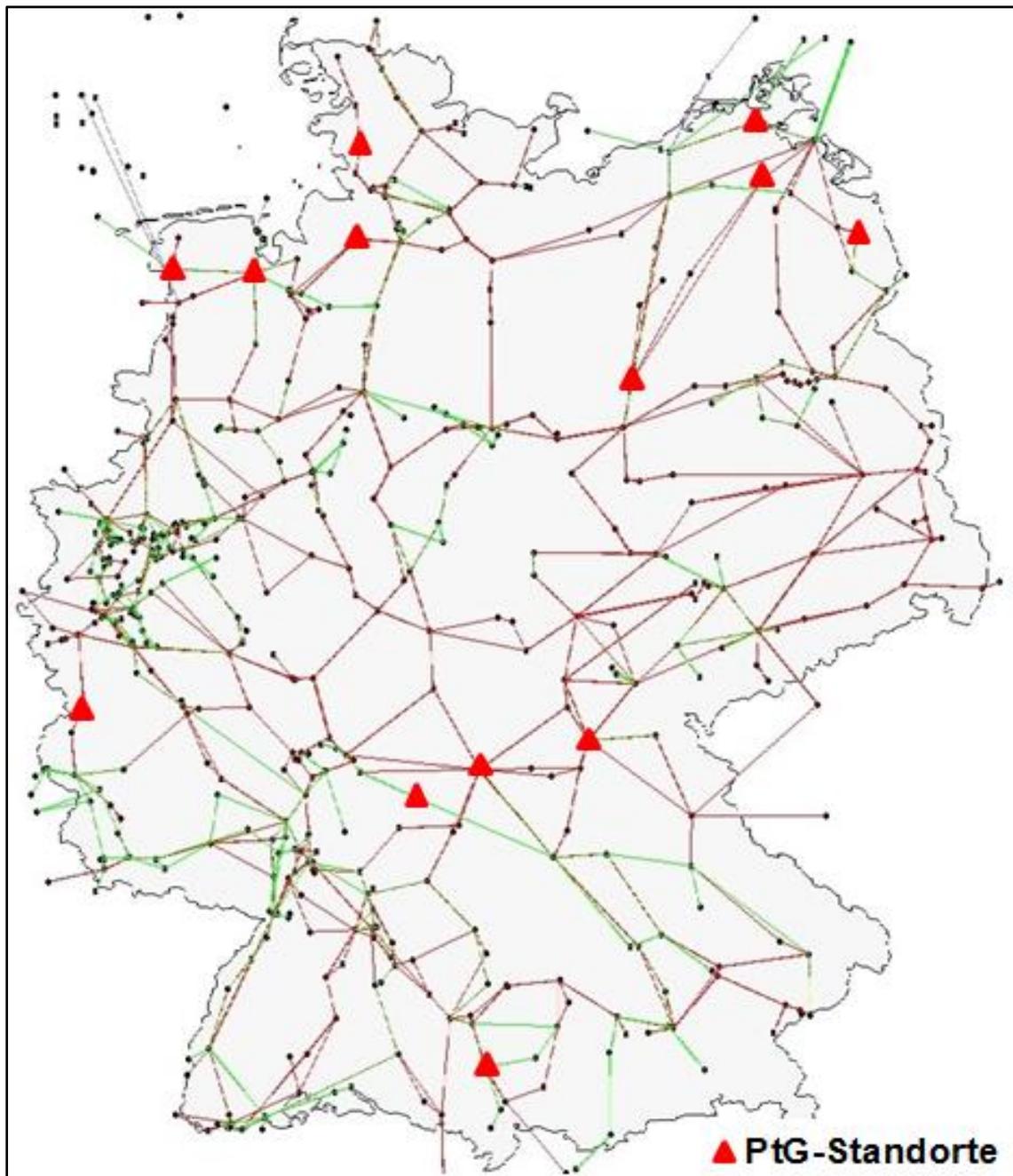


Abbildung 23: Zubau von Power-to-Gas-Anlagen im Dekarbonisierungsszenario [153]

In Tabelle 23 ist der Zubau von Power-to-Gasanlagen an den einzelnen Umspannwerken (Standorten) und nach Spannungsebene dargestellt. Dabei ist zu beobachten, dass der Zubau sowohl an den Hochspannungsknoten, an die im Modell die erneuerbaren angeschlossen sind, als auch an den Übertragungsnetzknoten erfolgt. Von den 38 GW_{el} werden ca. 15 GW (40 Prozent) an der 100-kV-Ebene und ca. 23 GW_{el} an der 220/380-kV-Ebene zugebaut.

Tabelle 23: Verteilung des PtG-Zubaus im Dekarbonisierungsszenario auf die Umspannwerke

Umspannwerk	Spannungsebene	PtG-Zubau	Bundesland
	[kV]	[MW _{el}]	
Alfstedt	110	1.500	Niedersachsen
Alfstedt	380	3.500	Niedersachsen
Conneforde	110	800	Niedersachsen
Dahlem	110	1.100	Nordrhein-Westfalen
Emden/Borßum	110	1.000	Niedersachsen
Emden/Borßum	380	5.500	Niedersachsen
Heide	110	1.300	Schleswig-Holstein
Heide	380	4.800	Schleswig-Holstein
Lüdershagen	110	2.500	Mecklenburg-Vorpommern
Lüdershagen	220	1.500	Mecklenburg-Vorpommern
Memmingen	110	700	Bayern
Pasewalk	110	2.000	Mecklenburg-Vorpommern
Pasewalk	380	3.700	Mecklenburg-Vorpommern
Redwitz	110	1.300	Bayern
Redwitz	380	200	Bayern
Schweinfurt	110	200	Bayern
Siedenbrünzow	110	600	Mecklenburg-Vorpommern
Siedenbrünzow	380	3.600	Mecklenburg-Vorpommern
Stendal West	110	1.600	Sachsen-Anhalt
Trennfeld	110	500	Bayern
Trennfeld	220	100	Bayern
		38.000	

Eigene Darstellung auf Basis der eigenen Modellrechnungen, vgl. [153]

In die Sammelschienen der Hochspannungsknoten speisen jeweils bereits so viele Erneuerbare ein, dass eine kritische Menge überschritten wird und ausreichend hohe Volllaststunden bei den Power-to-Gas-Anlagen erzielt werden, die zu einer Amortisation der Anlagen notwendig sind. Die EE-Erzeugung wird direkt von Power-to-Gas-Anlagen genutzt, ohne dass es eines Transports über das Übertragungsnetz bedarf, was zu Entlastungen der Übertragungsebene beiträgt.

An die Höchstspannungsebene wird der überwiegende Teil des PtG-Zubaus angeschlossen. An diesen Netzknoten werden die EE-Erzeugungen unter Nutzung des Transportnetzes sowie der Transformatoren zwischen Höchst- und Hochspannungsnetz gebündelt. Dabei entfallen die größten Zubauten auf das Offshore-Anlandungs-Umspannwerk in Emden (etwa 5,5 GW_{el}) sowie auf das im Zuge des Netzausbaus entstehende Umspannwerk Heide in Schleswig-Holstein (4,8 GW_{el}).

Die Power-to-Gas-Anlagen erreichen im Dekarbonisierungsszenario durchschnittlich etwa 2.800 Stunden pro Jahr (im PtG-Szenario 2.300 Stunden pro Jahr). Diese hohen Betriebsstunden führen dazu, dass nicht nur die zur Rückverstromung benötigte Gasmenge, sondern darüber hinaus gehend weitere 20 TWh_{th} Gas produziert werden. Diese Gasmenge verdrängt konventionelles Erdgas und führt zu einer Emissionsreduktion in anderen Sektoren von ca. vier Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr.

Der deutlich höhere EE-Ausbaupfad lässt im Dekarbonisierungsszenario die relativen Abregelungen trotz eines verstärkten PtG-Zubaus steigen. Sie wachsen zunächst von etwa zwei Prozent in 2025 auf 7 Prozent in 2035. Zwischenzeitlich fallen die Abregelungen (absolut und relativ) durch einen forcierten PtG-Zubau (akkumulierter Zubau 2040 15,5 GW_{el}) auf 4,6 Prozent und steigen in 2045 nur moderat auf knapp über sechs Prozent. Bis zum Jahr 2050 verdoppeln sie sich jedoch auf rund 12,5 Prozent.

Tabelle 24: Maximale EE-Erzeugung, Abregelungen und relative Abregelungen im Dekarbonisierungsszenario

[TWh]	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EE-Erzeugung vor Abregelung	194,9	259,3	328,1	388,9	457,3	518,4	576,3	626,0
Abgeregelte EE-Menge	2,2	4,0	7,2	23,0	32,0	23,8	35,9	78,0
Relative Abregelung	1,1%	1,6%	2,2%	5,9%	7,0%	4,6%	6,2%	12,5%

Eigene Darstellung auf Basis der eigenen Modellrechnungen, vgl. [153]

7 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

In der vorliegenden Arbeit wird ein Modell vorgestellt, mit dem sich die Auswirkungen eines Zubaus von Power-to-Gas-Anlagen untersuchen lassen. Das Modell ist als techno-ökonomisches Modell basierend auf einem gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblem konzipiert, in dessen Zielfunktion alle entscheidungsrelevanten Systemausgaben einfließen, zu denen insbesondere fixe und variable Betriebskosten der Anlagen sowie investitionsabhängige Kosten von Neuanlagen zählen. Als Ergebnis liefert es einen ausgabenminimalen Entwicklungspfad, indem es Ausbau- und Einsatzplanungen für konventionelle Kraftwerke und für Power-to-Gas-Anlagen optimiert. Es gibt darüber Auskunft, wie viele Power-to-Gas-Anlagen unter den getroffenen Annahmen ins System integriert werden und an welchen Netzknoten der Zubau von Power-to-Gas-Anlagen erfolgt. Den Treiber für den Zubau stellt dabei der Wert des in den Anlagen erzeugten Wasserstoffs dar. Dieser Wert muss die notwendigen Investitionen übersteigen. Auf der einen Seite fließen zur Errichtung der Power-to-Gas-Anlagen investitionsabhängige Kosten in die Zielfunktion ein. Auf der anderen Seite stellt der hergestellte Wasserstoff einen ökonomischen Wert dar. Dieser Wert besteht aus dem im Modell hinterlegten Erdgaspreis und zusätzlich aus dem CO₂-Preis. Er fließt als negativer Term in die Zielfunktion ein. Dahinter steht, dass der Wasserstoff konventionelles Erdgas verdrängt und ersetzt, für das bei Verbrauch zusätzlich der CO₂-Preis anfiele. Damit sich die Investition in eine Power-to-Gas-Anlage amortisiert, muss die Anlage auf eine gewisse Anzahl an Volllaststunden kommen. Dazu darf der von der Power-to-Gas-Anlage bezogene Strom keine zusätzliche Stromproduktion in konventionellen Kraftwerken hervorrufen, die wiederum als positiver Term in die Zielfunktion einfließen würde. Der gewählte Ansatz führt dazu, dass das Modell an den Netzknoten Power-to-Gas-Anlagen zubaut, an denen für die benötigten Volllaststunden ausreichend erneuerbare Energien zur Verfügung stehen.

Zu den Eingangsgrößen des Modells zählt die zu deckende Elektrizitätsnachfrage. Deren Entwicklung wurde zunächst in Form von Jahresenergiemengen ermittelt, die anschließend räumlich auf die Netzknoten und zeitlich auf die unterjährigen Zeitscheiben des Modells heruntergebrochen wurden. Dabei sind in begrenztem Maße auch Flexibilitätsoptionen (Demand-Side-Management) berücksichtigt worden. In den betrachteten Szenarios wird von einer gleichbleibenden Elektrizitätsnachfrage ausgegangen. Die Modellierung der erneuerbaren Energien erfolgt über einen exogen vorgegebenen Ausbaupfad. Für die verschiedenen erneuerbaren Energien wurden als Grundlage für die Szenariorechnungen entsprechende Einspeisereihen bestimmt, die in Analogie zur Elektrizitätsnachfrage auf die Netzknoten und die Zeitscheiben des Modells verteilt wurden. In den betrachteten Szenarios werden zwei verschiedene Ausbaupfade unterstellt, die sich im Ambitionsniveau unterscheiden. Beim ersten Ausbaupfad, der im Basisszenario und dem Power-to-Gas-Szenario angenommen wurde, steigt die erzeugbare EE-Menge auf 93 Prozent der Nachfrage. Im Dekarbonisierungsszenario wurde ein Anstieg der erzeugbaren EE-Menge auf 130 Prozent unterstellt.

Zu den weiteren Eingangsgrößen gehören Energieträger- und CO₂-Preise, die als Preiszeitreihen in die Modellierung einfließen. Des Weiteren werden die techno-ökonomischen Daten der bestehenden Kraftwerke berücksichtigt und sowie Annahmen zu techno-ökonomischen Parametern der Investitionsoptionen getroffen.

Das Basisszenario, das die Entwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems ohne den Zubau von Power-to-Gas-Anlagen abbildet, dient dem Power-to-Gas-Szenario als Referenz. Ihm ist der EE-Ausbaupfad zugrunde gelegt, bei dem die Einspeisungen aus erneuerbaren Energien bis 2050 auf ca. 93 Prozent der Stromnachfrage anwachsen. Die Untersuchungen zeigen, dass trotz der berücksichtigten Netzausbaumaßnahmen aus den Netzentwicklungsplänen die Abregelungen²⁰ erneuerbarer Energien stark zu nehmen. Sie steigen von unter ein Prozent in den ersten drei Perioden auf neun Prozent im Jahr 2050 an.

Die Parametrisierungen und Annahmen im Power-to-Gas-Szenario unterscheiden sich von denen des Basisszenarios darin, dass im Power-to-Gas-Szenario der modellendogene Zubau von Power-to-Gas-Anlagen möglich ist. Dazu wurde das Modell um die Fähigkeit weiterentwickelt, diesen Zubau adäquat abbilden zu können. Prinzipiell weisen die Anlagen die gleiche Modelllogik wie konventionelle Kraftwerke auf. Sie beziehen einen Energieträger und wandeln ihn unter Berücksichtigung eines Wirkungsgrades in einen anderen Energieträger um. Im Unterschied zu konventionellen Kraftwerken, die fossile Energieträger beziehen und daraus Strom erzeugen, beziehen die Power-to-Gas-Anlagen Strom und wandeln ihn in Wasserstoff um.

Eine Methanisierung der produzierten Wasserstoffmengen wird in der vorliegenden Arbeit nicht betrachtet. Der wesentliche Grund dafür besteht darin, dass im Modell kein ökonomischer Anreiz existiert, in eine Methanisierungsanlage zu investieren. Viel mehr müssten entsprechende Nebenbedingungen vorgegeben werden. Da außerdem die Wirkweise des Elektrolyseurs im Fokus dieser Arbeit steht, wird auf die Betrachtung von Methanisierungsanlagen verzichtet.

Als Speicher für den Wasserstoff dient das Erdgasnetz. Der Zubau von Power-to-Gas-Anlagen wird deshalb grundsätzlich nur an Netzknoten erlaubt, an denen heute konventionelle Gaskraftwerke existieren. Dahinter steht die Annahme eines ausreichend dimensionierten Erdgasnetzes, das in der Lage ist, den erzeugten Wasserstoff dem Erdgas beizumischen, ohne die zulässigen Grenzen des Wasserstoffgehalts zu verletzen. Die produzierten Wasserstoffmengen verdrängen bei der Einspeisung konventionelles Erdgas. Im Modell wird der produzierte Wasserstoff mit dem hinterlegten Erdgaspreis und - wegen seiner CO₂-Freiheit - zuzüglich des CO₂-Preises bewertet, was als negativer Term in die Zielfunktion einfließt und zur Kompensation der investitionsabhängigen Kosten dient.

Im Power-to-Gas-Szenario werden ab 2030 zunächst Power-to-Gas-Anlagen mit einer geringen installierten Leistung von unter 200 MW zugebaut. Ab 2045 erhöht sich die installierte Leistung auf ca. fünf GW. Die zugebauten Anlagen verteilen sich auf drei Standorte, die alle in den beiden Gebieten im Norden Deutschlands mit dem höchsten Bedarf an negativem Redispatch liegen. In diesen Gebieten liegen ebenfalls die Anlandungsknoten für Offshore-Windstrom, die einen wesentlichen Grund für die hohen, lokal verfügbaren EE-Mengen darstellen.

Die Integration der Power-to-Gas-Anlagen an den drei Standorten verringert im System die Abregelungen erneuerbarer Energien im Vergleich zum Basisszenario um etwa ein Drittel. Die Abregelungen fallen um drei Prozentpunkte und betragen nunmehr sechs Prozent in 2050.

Das Dekarbonisierungsszenario zeigt, dass sich durch eine Integration von Power-to-Gas-Anlagen in Kombination mit einem ambitionierten Ausbaupfad für erneuerbare Energien der Elektrizitätssektor vollständig dekarbonisieren und auf erneuerbare Energien umstellen lässt. Dazu müssen im Vergleich zum Power-

²⁰ Abregelungen, die auf Engpässe im Übertragungsnetz zurückzuführen sind; mögliche zusätzliche Abregelungen auf Verteilnetzebene bleiben an dieser Stelle unberücksichtigt.

to-Gas-Szenario die installierten Leistungen der Onshore-Windkraftanlagen sowie der Photovoltaikanlagen um rund drei Viertel steigen. Dies führt zu einer Anhebung der zur Verfügung stehenden EE-Erzeugungsmenge auf 130 Prozent gemessen an der Nachfrage. Im Dekarbonisierungsszenario werden Power-to-Gas-Anlagen mit einer installierten Leistung von ca. 38 GW_{el} zugebaut. Dieser Zubau verteilt sich auf insgesamt 13 Standorte, die vornehmlich in der Nordhälfte Deutschlands liegen, aber auch bis ins südliche Bayern (Memmingen) reichen.

Die in den zugebauten Power-to-Gas-Anlagen produzierten Wasserstoffmengen reichen zum einen aus, um die zur Rückverstromung benötigte Gasmenge bereitzustellen, womit die zentrale Prämisse zur Dekarbonisierung der Stromversorgung erfüllt wird. Darüber hinaus werden weitere 20 TWh_{th} Gas produziert, das in anderen Sektoren konventionelles Erdgas verdrängt und zu einer jährlichen Treibhausgasreduktion von ca. 4 Millionen Tonnen CO₂ beiträgt.

Die Untersuchungen zeigen zwar, dass eine Integration von Power-to-Gas-Anlagen die bei einem forcierten EE-Ausbau unweigerlich auftretenden Spitzen in der EE-Einspeisung sinnvoll abfangen kann und Abregelungen verringert. Jedoch betragen die Abregelungen im PtG-Szenario immer noch knapp 28 TWh_{el}, sodass immer noch eine nicht unerhebliche Menge an erneuerbarer Elektrizität ungenutzt bleibt. Daraus lässt sich nicht nur ein weiteres technisches Potenzial ableiten, sondern es muss auch aus ökonomischen Erwägungen heraus darüber nachgedacht werden, welche Maßnahmen ergriffen werden können, um die Abregelungen weiter zu reduzieren. Dies wird bei Betrachtung der abgeregelten EE-Menge im Dekarbonisierungsszenario noch deutlicher, die bis 2050 auf 78 TWh_{el} steigt.

Die erste zu treffende Maßnahme besteht in einem weiteren Netzausbau. Zwar sind dem auch Grenzen gesetzt, insbesondere bei einem solch ambitionierten Ausbaupfad, wie er im Dekarbonisierungsszenario angenommen wurde. In einem solchen System drohen nicht mehr nur netz-, sondern auch marktbasierende Abregelungen. Die Ergebnisse des Power-to-Gas-Szenarios deuten allerdings darauf hin, dass ein zusätzlicher Netzausbau einen weiteren Teil der Abregelungen vermeiden könnte.

Des Weiteren können zum Gelingen der Energiewende weitere sektorenkoppelnde Technologien, insbesondere Wärmepumpen und batterieelektrische Fahrzeuge, einen wichtigen Beitrag leisten. Beide Technologien können sich mit Power-to-Gas-Anlagen ergänzen und im Zusammenspiel mit stationären Batteriespeichern, Wärmespeichern und steuerbaren bzw. reagierenden Lasten auf der Nachfrageseite ausreichend Flexibilitäten im gesamten Energieversorgungssystem bereitstellen, um auf das größer werdende Dargebot volatiler erneuerbarer Energien reagieren zu können.

Zur Analyse sektorgekoppelter Energiesysteme werden neue Modelle benötigt, die die einzelnen Sektoren einerseits hinreichend genau und andererseits gleichberechtigt abbilden. Es wird von großer Bedeutung sein, die Wechselwirkungen und Synergiepotenziale zu untersuchen, um zu einem bestmöglichen Zusammenwachsen der unterschiedlichen Sektoren Strom, Gas, Wärme und Verkehr zu gelangen. Ein gutes Verständnis, insbesondere auch über den Bedarf und die Anforderungen an benötigte Infrastrukturen ist immens wichtig, um mit den für die Umsetzung benötigten langen Planungsphasen beginnen zu können.

8 Kritische Würdigung und Ausblick

Sämtliche in der vorliegenden Arbeit vorgestellten Modellergebnisse beruhen auf einer Reihe von Annahmen und vor allem deterministischen Eingangsgrößen, die insbesondere bei der Länge des betrachteten Zeitraums mit Unsicherheiten behaftet sind, die nicht allumfänglich berücksichtigt wurden. Daneben unterstellt die angewendete Methodik einen zentralen Entscheider sowie vollkommene Märkte, die in der Form in der Realität nicht existieren. Des Weiteren beschränkt sich die angewendete Methodik auf die Betrachtung der Systemausgaben. Die für eine betriebswirtschaftliche Investitionsplanung notwendigen Risikoprämien finden ebenso wenig Berücksichtigung wie eine detaillierte Abbildung eines zukünftigen Energiemarktes mit all seinen Regularien. Zuletzt zeigen aktuelle Entwicklungen, dass auch mangelnde Akzeptanz in der Bevölkerung ebenfalls eine, wenn nicht die größte Unsicherheit darstellt und die Ausgestaltung des Energieversorgungsystems im Jahr 2050 wesentlich prägen wird.

Im Modellierungsansatz wird eine Reihe von Annahmen und Vereinfachungen getroffen, auf die im Folgenden eingegangen wird. Das Modell berücksichtigt die Restriktionen, die sich aus dem europäischen Emissionshandelssystem ergeben, auf Basis einer exogen vorgegebenen CO₂-Preis-Zeitreihe. Zu Beginn der Modellierungsarbeiten wurden aus der Literatur CO₂-Preise recherchiert. Aus diesen wurden die zu den Szenarioannahmen dieser Arbeit passfähigsten CO₂-Preise ausgewählt und die in den Modellrechnungen angenommenen CO₂-Preise bestimmt. Grundsätzlich ist der Ansatz einer exogenen Vorgabe des CO₂-Preises im Modell mit Ungenauigkeiten verbunden, da er den Zusammenhang zwischen nachgefragter Menge und Preis vernachlässigt. Das entwickelte Modell verzichtet aus Komplexitätsgründen und aufgrund der Beschränkung auf Deutschland auf das Rechnen mit vorhandenen CO₂-Mengenvorgaben. Damit wurden Vereinfachungen getroffen, die einen Einfluss auf die Ergebnisse der Arbeit besitzen.

Zur Einordnung der Höhe der im Modell angenommenen CO₂-Preise können die Preise mit den realen CO₂-Preisen aus dem Jahr 2020 und bis Mitte 2021 verglichen werden. Der Vergleich zeigt, dass die CO₂-Preise im Modell vermutlich zu gering gewählt wurden und in der Realität bis 2050 ein deutlich höherer Preisanstieg auftreten könnte. Im Modell wurde bis 2050 ein CO₂-Preis von etwa 80 Euro pro Tonne angenommen. Dieser Preis ist in der laufenden vierten Handelsperiode schon mehrfach deutlich übertroffen worden.

Eine zentrale Annahme im Modell besteht darin, dass zu jedem Zeitpunkt, in dem eine Power-to-Gas-Anlage lokal Wasserstoff ins Erdgasnetz einspeist, dort auch ein ausreichend großer Erdgasstrom fließt, der die Beimischung des produzierten Wasserstoffs zulässt, ohne geltende Grenzen für den Wasserstoffanteil zu verletzen. Vor dem Hintergrund der allgemein zu erfüllenden Klimaschutzziele muss langfristig davon ausgegangen werden, dass die Erdgasmengen deutlich zurückgehen, was die Möglichkeiten der Beimischung deutlich reduziert. Zumindest müssen diese Beimischungspotenziale abgeschätzt und nach Möglichkeit berücksichtigt werden. Ansonsten sollte die Berücksichtigung einer Methanisierung in Betracht gezogen werden.

Vielversprechender könnte die Annahme der Einspeisung in ein entstehendes Wasserstoffnetz sein, das in die Modellierung integriert wird. Auch dieser Ansatz hätte dahin gehend unmittelbare Auswirkungen auf die Ergebnisse der Arbeit, dass die potenziellen Anlagenstandorte für Elektrolyse und Rückverstromungsaggregat der im Vergleich zum Erdgasnetz deutlich kleineren Netztopologie eines Wasserstoffnetzes angepasst werden müssten.

Bei der Einordnung der in den drei Szenarien angenommenen Stromnachfrage ist festzustellen, dass deren Entwicklung aus heutiger Sicht zu moderat gewählt wurde und sie bis 2050 deutlich hätte steigen sollen. Es wurden zwar neue Verbraucher wie Wärmepumpen, Elektromobilität und der Strombedarf zu Klimatisierungszwecken berücksichtigt, aber von zu ambitionierten Effizienzsteigerungen bei den übrigen Verbrauchern ausgegangen. In der Folge muss in allen drei Szenarios von einer höheren Nachfrage ausgegangen werden. Dies gilt insbesondere für das Dekarbonisierungsszenario, das konsistent zu Emissionsreduktionspfaden in anderen Sektoren gestaltet sein sollte. Dafür scheinen aus heutiger Sicht deutlich höhere Stromnachfragen wahrscheinlich zu sein, die auch aus der Dekarbonisierung der übrigen Sektoren resultieren.

Bei den zugrunde gelegten allgemeinen und politischen Rahmenbedingungen bleibt der vorgesehene Pfad zum Kohleausstieg unberücksichtigt. Dies beeinflusst insbesondere die Ergebnisse des Power-to-Gas-Szenarios, in dem Kohlekraftwerke verbleiben, hat aber auch Auswirkungen auf das Dekarbonisierungsszenario, in dem der Ersatz der Kohlekraftwerke zeitlich nach vorne rückt. Die Ausbaupfade für erneuerbare Energien sollten für zukünftige Untersuchungen nicht nur wegen der gestiegenen Stromnachfrage angepasst werden. Vielmehr muss der Hochlauf weiter forciert werden und früher höhere Anteile erneuerbarer Energien erreicht werden.

In Bezug auf den eigentlichen Zubau von Power-to-Gas-Anlagen werden in der Arbeit sowohl Annahmen getroffen, die tendenziell zu einer Überschätzung des Zubaus führen als auch solche, die tendenziell zu einer Unterschätzung des Zubaus führen. Zu den überschätzenden Annahmen zählen insbesondere die in der Modellierung fehlenden Alternativen zu Power-to-Gas wie Power-to-Heat oder auch stationäre Batteriespeicher, für die es bereits eine Reihe von Anwendungsbereichen gibt und für die eine verstärkte Einbindung ins Energiesystem prognostiziert wird. Insgesamt wäre es von Vorteil, die bislang in die Stromnachfrage exogen eingeflossenen Flexibilitätsoptionen zu endogenisieren. Des Weiteren werden durch den exogen vorgegebenen EE-Ausbaupfad sämtliche damit verbundene Kosten vernachlässigt, da sie im Modell nicht entscheidungsrelevant sind. Weiterhin wird bei dem gewählten Ansatz der exogenen Vorgabe der EE-Ausbaupfads tendenziell hoch angesetzt, um die zu erreichenden Ziele sicherzustellen, deren Erreichen erst ex-post bei Vorliegen der endogen berechneten Abregelungen überprüft werden kann. Ein endogener EE-Zubau könnte zu einem zielgenaueren Ergebnis führen.

Auf der anderen Seite kann für einige getroffene Annahmen vermutet werden, dass sie tendenziell zu einer Unterschätzung des Power-to-Gas-Zubaus beitragen. Dazu zählt die ökonomische Bewertung des erzeugten Wasserstoffs, die einen großen Hebel bei der Investitionsentscheidung darstellt und unmittelbaren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer zu bauenden Anlage hat. Die Gleichsetzung mit konventionellem Erdgas zuzüglich des CO₂-Preises stellt eine Preisuntergrenze für Wasserstoff dar. Es darf vermutet werden, dass Wasserstoff zukünftig mit einem höheren Preis bewertet werden könnte, da Wasserstoff in einigen Bereichen der nicht-energetischen Industrie die technologisch einzige Möglichkeit zur Dekarbonisierung darstellt und er in weiteren Teilen der Industrie zur stofflichen Nutzung benötigt wird, wodurch sich eine höhere Zahlungsbereitschaft ergeben könnte.

Ein Beispiel für einen neuen Wasserstoffnachfrager ist die Stahlindustrie, die durch die Abkehr von der klassischen Hochofen-Route erhebliche CO₂-Reduktionen erzielen könnte und vermutlich mittelfristig - sei es aufgrund politischen Drucks oder steigender Nachfrage nach Grünstahl (d. h. Stahl aus CO₂-armer Produktion) - auch umsetzen muss. Die Alternative zur klassischen Hochofen-Route, bei der Steinkohlenkoks als Reduktionsmittel eingesetzt wird, besteht in Direktreduktionsöfen, in denen die Reduktion des Eisenoxids über Wasserstoff erfolgt.

Neben der Stahlindustrie werden voraussichtlich weitere Industriezweige und möglicherweise auch Teile des Verkehrssektors (bspw. schwere Nutzfahrzeuge und Eisenbahnen) zukünftig Wasserstoff direkt nachfragen. Daraus lässt sich ein weiterer Aspekt ableiten, dessen Einbeziehung zur Einordnung der Ergebnisse dieser Arbeit geboten erscheint. In dem Moment, in dem es eine zu befriedigende Nachfrage gibt, ergeben sich vollkommen andere Wirkzusammenhänge, als in der vorliegenden Arbeit angenommen wurde. Die vorliegende Arbeit betrachtet die Power-to-Gas-Technologie aus volkswirtschaftlicher Sicht und bewertet und bemisst den Zubau mittels der Wohlfahrtsmaximierung. Sobald sich jedoch Geschäftsmodelle ergeben, die zu einem kommerziellen Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen führen, könnte die Geschwindigkeit des Power-to-Gas-Zubaus deutlich zunehmen. Darüber hinaus hätte dies auch Folgen auf den Betrieb der Anlagen, die nicht mehr nur zu Zeiten hohen EE-Aufkommens liefern, sondern ihrerseits als echte Nachfrager am Strommarkt aufträten.

Die zuvor beschriebenen, möglichen Entwicklungspfade müssen bei zukünftigen Analysen unbedingt mit betrachtet werden. Des Weiteren ist zu vermuten, dass belastbare Ergebnisse in Zukunft nur noch dann erzielt werden können, wenn die eingesetzten Modelle nicht mehr nur einen Sektor (bspw. den Stromsektor) detailliert betrachten, sondern sich auf mehrere Sektoren (bspw. Strom, Wärme und Gas ggf. inkl. Verkehr) erstrecken und sämtliche sektorenkoppelnden Aspekte und insbesondere die sektorenkoppelnden Infrastrukturen in die Betrachtung mit einbeziehen. Deshalb sollte die Entwicklung solcher sektorübergreifenden Modelle schnell vorangetrieben werden.

Literaturverzeichnis

- [1] Intergovernmental Panel on Climate Change IPCC: Climate Change 2013 – The Physical Science Basis, Working Group I Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. URL: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WG1AR5_all_final.pdf, zuletzt abgerufen am 22.07.2022.
- [2] United Nations: Framework convention on climate change. Adoption of the Paris agreement. Annex. 12.12.2015. URL: <http://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09r01.pdf>, zuletzt abgerufen am 22.07.2022.
- [3] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Datenerhebung 2016 – Bundesmix 2016 (Stand 25.08.2017). URL: <https://www.bdew.de/media/documents/Bundesmix-2016-Stromkennzeichnung.pdf>, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [4] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V.: Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern. URL: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20171221_brd_stromerzeugung1990-2017.pdf, zuletzt abgerufen am 31.05.2018.
- [5] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Kapazität und Erzeugung 2017. URL: https://www.bdew.de/media/documents/Kapazitaet-und-Erzeugung-D-2017_27032018.pdf, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [6] Bundesverband WindEnergie e. V.: Installierte Windenergieleistung in Deutschland. URL: <https://www.wind-energie.de/sites/default/files/statistics/2011/installierte-windenergieleistung-deutschland/20180214-installierte-windenergieleistung-deutschland.csv>, zuletzt abgerufen am 25.02.2018.
- [7] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Stand Februar 2018. URL: <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2017.pdf>, zuletzt abgerufen am 31.05.2018.
- [8] AG Energiebilanzen e. V.: Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2021 (in TWh) Deutschland insgesamt (Datenstand April 2022). URL: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/03/STRERZ_2021Feb22_web.pdf, zuletzt abgerufen am 10.07.2022.
- [9] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014) vom 21. Juli 2014 in der Fassung der Bekanntmachung vom 24. Juli 2014 (Bundesgesetzblatt Jahrgang 2014 Teil I Nr. 33 S. 1066).
- [10] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2021) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 11 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (Bundesgesetzblatt I S. 3026) geändert worden ist. In der nicht-amtlichen Fassung am 28.12.2021 unter https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2021.pdf abgerufen.

-
- [11] Windenergie-auf-See-Gesetz vom 13. Oktober 2016 (Bundesgesetzblatt I S. 2258, 2310), das zuletzt durch Artikel 12a des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (Bundesgesetzblatt I S. 3026) geändert worden ist. In der nicht-amtlichen Fassung am 28.12.2021 unter <https://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/WindSeeG.pdf> abgerufen.
- [12] Presse- und Informationsamt der Bundesregierung: Mehr Fortschritt wagen – Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP. URL: <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1990812/04221173eef9a6720059cc353d759a2b/2021-12-10-koav2021-data.pdf?download=1>, zuletzt abgerufen am 10.07.2022.
- [13] Bundesnetzagentur: Ergebnisse der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land, Pressemitteilung vom 13. Mai 2019, URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2019/20190513_Ausschreibungen.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt abgerufen am 13.08.2019.
- [14] Bundesnetzagentur: Ergebnisse der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land, Pressemitteilung vom 9. August 2019, URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2019/20190808_WindAnLand19-3.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt abgerufen am 13.08.2019.
- [15] Bundesnetzagentur: Ergebnisse der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land, Pressemitteilung vom 10. September 2019, URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2019/20190910_WindAnLand19-4.pdf;jsessionid=93D4D86C86B14A828429587A64A11EA0?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt abgerufen am 28.10.2019.
- [16] Bundesnetzagentur: Ergebnisse der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land, Pressemitteilung vom 18. Oktober 2019, URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2019/20191018_Ausschreibungen.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt abgerufen am 28.10.2019.
- [17] Gesetz zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften vom 12. Dezember 2019 in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Dezember 2019 (Bundesgesetzblatt Jahrgang 2019 Teil I Nr. 48 S. 2513).
- [18] Erstes Gesetz zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes vom 18. August 2021 in der Fassung der Bekanntmachung vom 30. August 2021 (Bundesgesetzblatt Jahrgang 2021 Teil I Nr. 59 S. 3905).
- [19] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick auf 2025. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9106_Studie_dena-Netzstudie_II_deutsch.PDF, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [20] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH: Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. URL: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil1.pdf, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.

- [21] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH: Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2020, Version 2019, zweiter Entwurf, Aktualisierung Januar 2020. URL: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_Anhang_Aktualisierung_Januar_2020.pdf, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [22] Bundesnetzagentur: Bedarfsermittlung 2019-2030. Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für das Zieljahr 2030. URL: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP2019-2030_Bestaetigung.pdf, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [23] Bundesnetzagentur: Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Gesamtjahr und Viertes Quartal 2017 (Stand: 18.06.2018). URL: https://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [24] Agora Energiewende: Aktionsplan Lastmanagement. Endbericht einer Studie von Connect Energy Economics. URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2014/aktionsplan-lastmanagement/Agora_Aktionsplan_Lastmanagement_web.pdf, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [25] Aigner, Manfred; Meier, Wolfgang; Arndt, Christoph und Braun-Unkloff, Marina: Sektorsteckbrief Energiewandlung. Strategisches Leitprojekt Trends und Perspektiven der Energieforschung. Teilprojekt: Methodenentwicklung und -anwendung zur Priorisierung von Themen und Maßnahmen in der Energieforschung im Kontext der Energiewende (FKZ 03ET4036 X-Z). Stuttgart, 26.04.2018. URL: https://www.energieforschung.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/7000BC5FDD930FBFE0539A695E864FEE/current/document/3_EnFo2030_-_Sektorsteckbrief_Energiewandlung.pdf, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [26] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 28. September 2010. URL: <https://archiv.bundesregierung.de/resource/blob/656922/779770/794fd0c40425acd7f46afacbe62600f6/energiekonzept-final-data.pdf>, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [27] Nawrocki, Joachim: Wofür die Bosse büßen – Der Staat gebärdet sich als mächtigster Monopolist. In: Die Zeit, 44/1973, 02.11.1973.
- [28] Konstatin, Panos: Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 3. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2013.
- [29] Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 in der Fassung der Bekanntmachung vom 30. Januar 1997 (Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften Nr. L 27/20).
- [30] Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 24. April 1998 in der Fassung der Bekanntmachung vom 28. April 1998 (Bundesgesetzblatt Jahrgang 1998 Teil I Nr. 23).
- [31] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) vom 24. April 1998 in der Fassung der Bekanntmachung vom 28. April 1998 (Bundesgesetzblatt Jahrgang 1998 Teil I Nr. 23 S. 730).

-
- [32] Umweltbundesamt: Europäische Energie- und Klimaziele. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/europaeische-energie-klimaziele>, zuletzt abgerufen am 30.06.2019.
- [33] Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 in der Fassung der Bekanntmachung vom 25. Oktober 2003 (Amtsblatt der Europäischen Union Nr. L 275/32).
- [34] Richtlinie 2004/101/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. Oktober 2004 in der Fassung der Bekanntmachung vom 13. November 2004 (Amtsblatt der Europäischen Union Nr. L 338/18).
- [35] Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt: Der Europäische Emissionshandel und seine Umsetzung in Deutschland. URL: <https://www.dehst.de/DE/Emissionshandel-verstehen/Umsetzung-Ausgestaltung/umsetzung-ausgestaltung-node.html>, zuletzt abgerufen am 10.07.2019.
- [36] Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt: Emissionshandel in Zahlen. Berlin, 2015. URL: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/Broschuere_EH-in-Zahlen.pdf?__blob=publicationFile&v=1&usg=AOvVaw3b6qIUvJ_V-fz0k69OD1gg, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [37] Umweltbundesamt: Kompatibilität des Europäischen Emissionshandels mit interagierenden energie- und klimapolitischen Instrumenten und Maßnahmen Marktknappheit durch stringente Zielbestimmung und flexible Steuerung des Zertifikate-Angebots – UBA-Positionspapier. URL: http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/positionspapier_kompatibilitat_eu-ets.pdf, zuletzt abgerufen 10.07.2022.
- [38] Rat der Europäischen Union: Paket „Fit für 55“: Allgemeine Ausrichtungen des Rates zu Emissionsreduktionen und ihren sozialen Auswirkungen. Pressemitteilung vom 29. Juni 2022. URL: <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2022/06/29/fit-for-55-council-reaches-general-approaches-relating-to-emissions-reductions-and-removals-and-their-social-impacts/>, zuletzt abgerufen 10.07.2022.
- [39] Verordnung (EU) Nr. 176/2014 der Kommission vom 25. Februar 2014 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 1031/2010 insbesondere zur Festlegung der im Zeitraum 2013-2020 zu versteigern den Mengen Treibhausgasemissionszertifikate in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. Februar 2014 (Amtsblatt der Europäischen Union Nr. L 56/11).
- [40] Beschluss (EU) 2015/1814 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 6. Oktober 2015 über die Einrichtung und Anwendung einer Marktstabilitätsreserve für das System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union und zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG in der Fassung der Bekanntmachung vom 9. Oktober 2015 (Amtsblatt der Europäischen Union Nr. L 264/1).
- [41] Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt: Überschüssige Zertifikate und Weiterentwicklung der Marktstabilitätsreserve, URL: <https://www.dehst.de/DE/Emissionshandel-verstehen/Weiterentwicklung/Ueberschuesse-MSR/ueberschuesse-msr-node.html>, zuletzt abgerufen am 15.07.2019.

- [42] Europäische Kommission: Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung der Kosteneffizienz von Emissionsminderungsmaßnahmen und zur Förderung von Investitionen in CO₂-effiziente Technologien. COM(2015) 337 final, 2015/148 (COD), 15.7.2015, Brüssel.
- [43] Richtlinie (EU) 2018/410 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. März 2018 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Unterstützung kosteneffizienter Emissionsreduktionen und zur Förderung von Investitionen mit geringem CO₂-Ausstoß und des Beschlusses (EU) 2015/1814 in der Fassung der Bekanntmachung vom 19. März 2018 (Amtsblatt der Europäischen Union Nr. L 76/3).
- [44] Graichen, Patrick; Litz, Philipp; Matthes, Felix Chr. und Hermann, Hauke: Vom Wasserbett zur Badewanne. Die Auswirkungen der EU-Emissionshandelsreform 2018 auf CO₂-Preis, Kohleausstieg und den Ausbau der Erneuerbaren. URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Reform_des_Europaeischen_Emissionshandels_2018/Agora_Energiewende_Vom_Wasserbett_zur_Badewanne_WEB.pdf, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [45] O. V.: Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000, URL: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Nukleare_Sicherheit/atomkonsens.pdf, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [46] Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität vom 22. April 2002 (Bundesgesetzblatt Jahrgang 2002 Teil I Nr. 26 S. 1351, ausgegeben zu Bonn am 26. April 2002).
- [47] O. V.: Wachstum. Bildung. Zusammenhalt. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP, 17. Legislaturperiode. URL: <https://www.fdp.de/files/565/091024-koalitionsvertrag.pdf>, zuletzt abgerufen am 20.07.2019.
- [48] Elfte Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 8. Dezember 2010 (Bundesgesetzblatt Jahrgang 2010 Teil I Nr. 62 S. 1814, ausgegeben zu Bonn am 13. Dezember 2010).
- [49] Landeszentrale für politischen Bildung Baden-Württemberg: Katastrophe von Fukushima. URL: <https://www.lpb-bw.de/atomkatastrophe.html>, zuletzt abgerufen am 21.07.2019.
- [50] Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 31. Juli 2011 (Bundesgesetzblatt Jahrgang 2011 Teil I Nr. 43 S. 1704, ausgegeben zu Bonn am 5. August 2011).
- [51] Umweltbundesamt: CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/co2-emissionsfaktoren_fur_fossile_brennstoffe_korrektur.pdf, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [52] Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt: Emissionsfaktoren und Kohlenstoffgehalte, URL: https://www.dehst.de/DE/service/archivsuche/archiv/SharedDocs/downloads/DE/Berichterstattung_2005-2007/EB2007_Stoffliste.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [53] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ – Abschlussbericht. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/>

-
- A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt abgerufen am 25.05.2022.
- [54] Gesetz zu der Satzung vom 26. Januar 2009 der Internationalen Organisation für erneuerbare Energien vom 25. Juni 2009 in der Fassung der Bekanntmachung vom 1. Juli 2009 (Bundesgesetzblatt Jahrgang 2009 Teil II Nr. 21 S. 634).
- [55] Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW): Erneuerbare decken fast 43 Prozent des Stromverbrauchs. Pressemitteilung, Berlin/Stuttgart, 25. Oktober 2019. URL: https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/PDFs/Pressemitteilungen/2019/pi18-2019-ZSW-StromerzeugungQ1-3-2019.pdf, zuletzt abgerufen am 28.10.2019.
- [56] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW): Erneuerbare decken fast 43 Prozent des Stromverbrauchs, Presseinformation vom 25.10.2019. URL: <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/erneuerbare-decken-fast-43-prozent-des-stromverbrauchs/>, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [57] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Stand: Februar 2022. URL: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2021-excel.xlsx?__blob=publicationFile&v=31, zuletzt abgerufen am 12.07.2022.
- [58] Leuschner, Udo: Bruttostromerzeugung in Deutschland 1990 – 2016 nach Energieträgern in Milliarden kWh (TWh). URL: <https://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/161214d2.htm>, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [59] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V.: Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern. Stand: 6. März 2019, URL: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20181214_brd_stromerzeugung1990-2018.pdf, zuletzt abgerufen am 10.06.2019.
- [60] Umweltbundesamt: Deutlich weniger erneuerbarer Strom im Jahr 2021. Pressemitteilung 50/2021 vom 15.12.2021, URL: <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/deutlich-weniger-erneuerbarer-strom-im-jahr-2021>, zuletzt abgerufen am 12.07.2022.
- [61] Umweltbundesamt: Erneuerbare Energien in Zahlen. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#verkehr>, zuletzt abgerufen am 12.07.2022.
- [62] DEWI Deutsches Windenergie-Institut GmbH: Status der Windenergienutzung in Deutschland – Stand 31.12.2011. URL: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/Statistik_2011_Folien.pdf, zuletzt abgerufen am 14.07.2022.
- [63] Deutsche WindGuard GmbH: Status des Windenergieausbaus in Deutschland – Jahr 2012. URL: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/Jahresstatistik_2012.pdf, zuletzt abgerufen am 14.07.2022.

- [64] Deutsche WindGuard GmbH: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland – Jahr 2013. URL: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/Jahresstatistik_2013.pdf, zuletzt abgerufen am 14.07.2022.
- [65] Deutsche WindGuard GmbH: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland – Jahr 2014. URL: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/Factsheet_Status_des_Windenergieausbaus_an_Land_in_Deutschland_2014.pdf, zuletzt abgerufen am 14.07.2022.
- [66] Deutsche WindGuard GmbH: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland – Jahr 2015. URL: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/Factsheet_Status_Windenergieausbau_an_Land_Jahr_2015_final.pdf, zuletzt abgerufen am 14.07.2022.
- [67] Deutsche WindGuard GmbH: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland – Jahr 2016. URL: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/Factsheet_Status_Windenergieausbau_an_Land_2016.pdf, zuletzt abgerufen am 14.07.2022.
- [68] Deutsche WindGuard GmbH: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland – Jahr 2017. URL: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/20180125_factsheet_status_windenergieausbau_an_land_2017.pdf, zuletzt abgerufen am 14.07.2022.
- [69] Deutsche WindGuard GmbH: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland – Jahr 2018. URL: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/pressemitteilungen/2019/20190129_Factsheet_Status_des_Windenergieausbaus-Jahr_2018.pdf, zuletzt abgerufen am 14.07.2022.
- [70] Deutsche WindGuard GmbH: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland – Jahr 2019. URL: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/pressemitteilungen/2020/Status_des_Windenergieausbaus_an_Land_-Jahr_2019.pdf, zuletzt abgerufen am 14.07.2022.
- [71] Deutsche WindGuard GmbH: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland – Jahr 2020. URL: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/Status_des_Windenergieausbaus_an_Land_-Jahr_2020.pdf, zuletzt abgerufen am 14.07.2022.
- [72] Deutsche WindGuard GmbH: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland – Jahr 2021. URL: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/Factsheet_Status_Windenergieausbau_an_Land_2021.pdf, zuletzt abgerufen am 14.07.2022.
- [73] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES: Windenergie Report Deutschland 2011. URL: http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/opencms/export/sites/windmonitor/img/Windenergie_Report_2011.pdf, zuletzt abgerufen am 20.10.2019.

-
- [74] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES: Windenergie Report Deutschland 2012. URL: http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-2385784.pdf, zuletzt abgerufen am 20.10.2019.
- [75] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES: Windenergie Report Deutschland 2013. URL: http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-2837358.pdf, zuletzt abgerufen am 20.10.2019.
- [76] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES: Windenergie Report Deutschland 2016. URL: http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-4456098.pdf, zuletzt abgerufen am 20.10.2019.
- [77] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES: Windenergie Report Deutschland 2017. URL: http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/opencms/export/sites/windmonitor/img/Windmonitor-2017/WERD_2017_180523_Web_96ppi.pdf, zuletzt abgerufen am 20.10.2019.
- [78] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES: Windenergie Report Deutschland 2018. URL: http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/opencms/export/sites/windmonitor/img/Windmonitor-2018/WERD_2018.pdf, zuletzt abgerufen am 20.10.2019.
- [79] DEWI Deutsches Windenergie-Institut GmbH: Status der Windenergienutzung in Deutschland – Stand 31.12.2008. URL: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/Statistik_2008.pdf, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [80] DEWI Deutsches Windenergie-Institut GmbH: Status der Windenergienutzung in Deutschland – Stand 31.12.2009. URL: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/Statistik_2009.pdf, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [81] DEWI Deutsches Windenergie-Institut GmbH: Status der Windenergienutzung in Deutschland – Stand 31.12.2010. URL: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/Statistik_2010.pdf, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [82] Deutsche WindGuard GmbH: Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland – Jahr 2013. URL: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-o-effentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/Fact_Sheet_Offshore_Statistik_2013.pdf, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [83] Deutsche WindGuard GmbH: Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland – Jahr 2014. URL: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-o-effentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/Fact_Sheet_Status_Offshore-Windenergieausbau_Jahr_2014.pdf, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [84] Deutsche WindGuard GmbH: Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland – Jahr 2015. URL: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-o-effentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/Fact_Sheet_Status_Offshore-Windenergieausbau_Jahr_2015.pdf, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.

- oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/Factsheet_Status_Offshore-Windenergieausbau_Jahr_2015.pdf, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [85] Deutsche WindGuard GmbH: Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland – Jahr 2016. URL: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/Factsheet_Status_Offshore-Windenergieausbau_Jahr_2016_fin.pdf, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [86] Deutsche WindGuard GmbH: Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland – Jahr 2017. URL: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/Factsheet_Status_Offshore-Windenergieausbau_2017.pdf, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [87] Deutsche WindGuard GmbH: Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland – Jahr 2018. URL: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/pressemittellungen/2019/Factsheet_Status_des_Offshore-Windenergieausbaus_in_Deutschland_2018.pdf, zuletzt abgerufen am 15.09.2019.
- [88] Deutsche WindGuard GmbH: Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland – Jahr 2019. URL: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/pressemittellungen/2020/Status_des_Offshore-Windenergieausbaus_Jahr_2019.pdf, zuletzt abgerufen am 14.07.2022.
- [89] Deutsche WindGuard GmbH: Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland – Jahr 2020. URL: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/Status_des_Offshore-Windenergieausbaus_Jahr_2020.pdf, zuletzt abgerufen am 14.07.2022.
- [90] Deutsche WindGuard GmbH: Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland – Jahr 2021. URL: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/pressemittellungen/2021/Status_des_Offshore-Windenergieausbaus_Jahr_2021.pdf, zuletzt abgerufen am 14.07.2022.
- [91] Umweltbundesamt auf Basis der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat): Erneuerbare Energien in Zahlen. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen>, zuletzt abgerufen am 20.07.2022.
- [92] Richtlinie 2009/29/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 in der Fassung der Bekanntmachung vom 5. Juni 2009 (Amtsblatt der Europäischen Union Nr. L 140/63).
- [93] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 29. März 2000 in der Fassung der Bekanntmachung vom 31. März 2000 (Bundesgesetzblatt Jahrgang 2000 Teil I Nr. 13 S. 305).
- [94] Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisegesetz) vom 7. Dezember 1990 in der Fassung der Bekanntmachung vom 14. Dezember 1990 (Bundesgesetzblatt Jahrgang 1990 Teil I Nr. 67 S. 2633)

-
- [95] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V.: Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990–2015 (Stand Juli 2016). URL: http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ausw_28072016_ovk.pdf, zuletzt abgerufen am 17.05.2017.
- [96] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 21. Juli 2004 in der Fassung der Bekanntmachung vom 31. Juli 2004 (Bundesgesetzblatt Jahrgang 2004 Teil I Nr. 40 S. 1918).
- [97] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2018, Grafiken und Diagramme unter Verwendung aktueller Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Stand: August 2019. URL: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-2018.pdf?__blob=publicationFile&v=26, zuletzt abgerufen am 28.10.2019.
- [98] Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien vom 17. August 2012 in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. August 2012 (Bundesgesetzblatt Jahrgang 2012 Teil I Nr. 38 S. 1754).
- [99] Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien vom 13. Oktober 2016 in der Fassung der Bekanntmachung vom 18. Oktober 2016 (Bundesgesetzblatt Jahrgang 2016 Teil I Nr. 49 S. 2258).
- [100] Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist.
- [101] Bundesnetzagentur: Leitfaden zum Einspeisemanagement, Version 3.0. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden3_0_E/Leitfaden3.0final.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [102] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2015. Korrigierte Fassung vom 21. März 2016, Bonn.
- [103] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2016, Stand 30. November 2016, Bonn.
- [104] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2017, Stand 13. Dezember 2017, Bonn.
- [105] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2018, Stand 29. Mai 2019, Bonn.
- [106] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2019, Stand 13. Januar 2020, Bonn.
- [107] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2020, Stand 27. Januar 2021, Bonn.
- [108] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2021, Stand 15. März 2022, Bonn.

- [109] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Gesamtjahr und Viertes Quartal 2017, Stand 18. Juni 2018, Bonn.
- [110] Next Kraftwerke GmbH: Batteriespeicher. URL: <https://www.next-kraftwerke.de/virtuelles-kraftwerk/stromspeicher/batteriespeicher>, zuletzt abgerufen am 25.07.2019.
- [111] BWK Energie: Batteriespeicherkraftwerk überzeugt am Markt. URL: <https://www.energiefachmagazin.de/Branchen-News/Batteriespeicherkraftwerk-ueberzeugt-am-Markt>, zuletzt abgerufen am 25.07.2019.
- [112] Ketelaer, Thomas; McKenna, Russell; Schumann, Diana und Hake, Jürgen-Friedrich: Potenzialabschätzungen zum Lastmanagement in sechs energieintensiven Industriesektoren. In: ET. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Oktober 2017.
- [113] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Handbuch Lastmanagement. Vermarktung flexibler Lasten: Erlöse erwirtschaften – zur Energiewende beitragen. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/1408_Lastmanagement_Handbuch.pdf, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [114] r2b energy consulting GmbH: Endbericht Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/funktionsfaehigkeit-eom-und-impact-analyse-kapazitaetsmechanismen.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [115] Frontier economics Ltd. und Formaet Services GmbH: Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/strommarkt-in-deutschland-gewaehrleistung-das-derzeitige-marktdesign-versorgungssicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [116] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Stand September 2021, URL: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2020-excel.xlsx;jsessionid=F23D66C240D7A7A4E30E59CF7A610EF1?__blob=publicationFile&v=29, zuletzt abgerufen am 28.12.2021.
- [117] bmp greengas GmbH: Schlüsseltechnologie Power-to-Gas, URL: <https://www.bmp-green-gas.de/wissen/schluesseltechnologie-power-to-gas/>, zuletzt abgerufen am 28.12.2021.
- [118] Bundesnetzagentur und Fraunhofer IWES: Power-to-Gas: Erdgasinfrastruktur als Energiespeicher - Vielversprechender Ansatz zur Lösung der Speicherproblematik, Pressemitteilung vom 22.11.2011, URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemittelungen/2011/111122_PowerToGas_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt abgerufen am 28.12.2021.
- [119] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.: Wasserstoff-Beimischung, URL: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/sicherheit-h2-beimischung-dvgw.pdf>, zuletzt abgerufen am 28.12.2021.

-
- [120] Schönfelder, Martin; Jochem, Patrick und Fichtner, Wolf: Energiesystemmodelle zur Szenarienbildung – Potenziale und Grenzen, in: Dieckhoff, Christian; Fichtner, Wolf; Grunwald, Armin; Meyer, Sarah; Nast, Michael; Nierling, Linda; Renn, Ortwin; Voß, Alfred und Wietschel, Martin (Hrsg.), Energieszenarien: Konstruktion, Bewertung und Wirkung – Anbieter und "Nachfrager" im Dialog. URL: <https://books.openedition.org/ksp/2950>, zuletzt abgerufen am 23.07.2022.
- [121] Hauser, Philipp und Möst, Dominik: Versorgungssicherheit im Europäischen Erdgasmarkt und Implikationen für Power-to-Gas. In: Beckmann, M. und Hurtado, A (Hrsg.): Kraftwerkstechnik 2016, Strategien, Anlagentechnik und Betrieb. Band 8, Freiberg: Saxonia, 2016, S.157-168.
- [122] Reflex – Analysis of the European Energy System: Model TIMES-Heat-EU. URL: <http://reflex-project.eu/model-coupling/times-heat-eu/>, zuletzt abgerufen am 13.12.2018.
- [123] Krey, Volker: Vergleich kurz- und langfristig ausgerichteter Optimierungsansätze mit einem multi-regionalen Energiesystemmodell unter Berücksichtigung stochastischer Parameter. Diss., Ruhr-Universität Bochum, 2006.
- [124] Möst, Dominik und Fichtner, Wolf: Einführung zur Energiesystemanalyse. In: Möst, Dominik; Fichtner, Wolf und Grunwald Armin (Hrsg.): Workshop Energiesystemanalyse. Karlsruhe: Universitätsverlag Karlsruhe, 2009, S. 11-31.
- [125] Heffels, Tobias; McKenna, Russell und Fichtner, Wolf: Long-term modelling of power-to-gas capacity developments and operation in the German power system. In: Proceedings of the 14th IAAE European Energy Conference, 28. - 30.10.2014, Rom, Italien. URL: <https://www.iaee.org/en/publications/proceedingsabstractpdf.aspx?id=12377>, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [126] Keles, Dogan und Yilmaz, Hasan Ümitcan: Decarbonisation through coal phase-out in Germany and Europe - Impact on Emissions, electricity prices and power production. In: Energy policy, 2020, 141, Article-No.111472, doi:10.1016/j.enpol.2020.111472.
- [127] Parrilla-Martinez, Javier: Optimization of the value chain of the existing free potentials of wood resources for power generation in Baden-Württemberg. Diss., Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2019.
- [128] Groschke, Marco; Eßer, Anke; Möst, Dominik und Fichtner, Wolf: Neue Anforderungen an optimierende Energiesystemmodelle für die Kraftwerkseinsatz- und Zubauplanung bei begrenzten Netzkapazitäten. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE), Volume 33. (2009), Issue 1, S. 14–22.
- [129] Fujii, Yasumasa und Yamaji, Kenji: Assessment of technological options in the global energy system for limiting the atmospheric CO2 concentration. Environmental Economics and Policy Studies 1, 113–139 (1998). <https://doi.org/10.1007/BF03353897>
- [130] Löffler, Konstantin; Karlo Hainsch; Burandt, Thorsten; Oei, Pao-Yu; Kemfert, Claudia und von Hirschhausen, Christian: Designing a Model for the Global Energy System—GENeSYS-MOD: An Application of the Open-Source Energy Modeling System (OSeMOSYS). In Energies, 2017, 10(10), 1468; <https://doi.org/10.3390/en10101468>.
- [131] Ram, M.; Bogdanov, D.; Aghahosseini, A.; Gulagi, A.; Oyewo, A. S.; Child, M.; Caldera, U.; Sadowskaia, K.; Farfan, J.; Barbosa, LSNS.; Fasihi, M.; Khalili, S.; Dalheimer, B.; Gruber, G.; Traber, T.; De Caluwe, F.; Fell, H.-J.; Breyer, C.: Global Energy System based on 100% Renewable Energy –

- Power, Heat, Transport and Desalination Sectors. Studie der Lappeenranta University of Technology und der Energy Watch Group; Lappeenranta; Berlin; März 2019.
- [132] Zhu, K.; Victoria, M. Brown, T.; Andresen, G. B. und Greinera, M.: Impact of CO₂ prices on the design of a highly decarbonised coupled electricity and heating system in Europe. In: Applied Energy, Volume 236, 15.02.2019, Seiten 622-623, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.12.016>.
- [133] Hörsch, Jonas; Hofmann, Fabian; Schlachtberger, David und Brown, Tom: PyPSA-Eur: An open optimisation model of the European transmission system. In: Energy Strategy Reviews, Volume 22, November 2018, Seiten 207-215, <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.08.012>.
- [134] Schwarz, Hannes: Optimierung der Investitions- und Einsatzplanung dezentraler Energiesysteme unter Unsicherheit. Diss., Karlsruher Institut für Technologie, 2019.
- [135] Kunze, Robert: Techno-ökonomische Planung energetischer Wohngebäudemodernisierungen: Ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell auf Basis einer vollständigen Finanzplanung, Diss. Karlsruher Institut für Technologie, 2016.
- [136] Fitiwi, Desta Z.; Lynch, Muireann und Bertsch, Valentin: Enhanced network effects and stochastic modelling in generation expansion planning: Insights from an insular power system. In: Socio-Economic Planning Sciences, Volume 71, September 2020, 100859, <https://doi.org/10.1016/j.seps.2020.100859>.
- [137] Heitmann, Nicole: Modellierung von Investitionsentscheidungen und Kraftwerkseinsatzplanung unter Unsicherheit mittels Stochastischer Optimierung und Multi-Agenten-Ansatz am Beispiel des deutschen Strommarktes. Diss., Universität Augsburg, 2010.
- [138] Grunwald, Armin und Poganietz, Witold-Roger: Auf dem Weg zu einer nachhaltigen Energieversorgung – Beiträge von TA und Energiesystemanalyse. In: Technikfolgenabschätzung – Theorie und Praxis, Heft 3, 19. Jahrgang. (2010), S. 4-11.
- [139] Lorenczik, Stefan; Gierkink, Max; Schmidt, Lukas; Hennes, Oliver; Rehtanz, Christian; Greve, Marco; Häger, Ulf; Wagner, Christian und Tretschock, Maik: Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung. URL: https://www.ewi.research-scenarios.de/cms/wp-content/uploads/2018/05/ewi_ERS_Kosteneffiziente_Sektorenkopplung_Web_Langfassung.pdf, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [140] Ardone, Armin Vito: Entwicklung einzelstaatlicher und multinationaler Treibhausgasminderungsstrategien für die Bundesrepublik Deutschland mit Hilfe von optimierenden Energie- und Stoffflußmodellen. Diss., Universität Karlsruhe (TH), 1999.
- [141] Fichtner, Wolf: Strategische Optionen der Energieversorger zur CO₂-Minderung. Ein Energie- und Stoffflußmodell zur Entscheidungsunterstützung. Diss., Universität Karlsruhe (TH), 1999.
- [142] Enzensberger, Norbert: Entwicklung und Anwendung eines Strom- und Zertifikatmarktmodells für den europäischen Energiesektor. Diss, Universität Karlsruhe (TH), 2003.

-
- [143] Möst, Dominik: Zur Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft in liberalisierten Elektrizitätsmärkten – Eine modellgestützte Analyse dargestellt am Beispiel des schweizerischen Energieversorgungssystems. Diss., Universität Karlsruhe (TH), 2006.
- [144] Eßer-Frey, Anke: Analyzing the regional long-term development of the German power system using a nodal pricing approach. Diss, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2012.
- [145] Babrowski, Sonja: Bedarf und Verteilung elektrischer Tagesspeicher im zukünftigen deutschen Energiesystem. Diss., Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2015.
- [146] Heffels, Tobias: Kraftwerks- und Speicherbedarf bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Diss., Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2015.
- [147] Nitsch, Joachim; Pregger, Thomas; Scholz, Yvonne; Naegler, Tobias; Sterner, Michael; Gerhardt, Norman; von Oehsen, Amany; Pape, Carsten; Saint-Drenan, Yves-Marie und Wenzel, Bernd: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Kurzbezeichnung: „BMU-Leitstudie 2010“. Datenanhang II. Dezember 2010. URL: http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/Leitstudie_2010_Datenanhang-II_Master-17-12-10.pdf, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [148] Heinrichs, Heidi; Jochem, Patrick und Fichtner, Wolf: Including road transport in the EU ETS (European Emissions Trading System): A model-based analysis of the German electricity and transport sector. In: Energy, Nr. 69. (2014), S. 708-720.
- [149] Trepper, Katrin; Bucksteeg, Michael und Weber, Christoph: Market splitting in Germany – New evidence from a three-stage numerical model of Europe. In: Energy Policy, Nr. 87. (2015), S. 199-215
- [150] Hainsch, Karlo; Burandt, Thorsten; Kemfert, Claudia; Löffler, Konstantin; Oei, Pao-Yu und von Hirschhausen, Christian: Emission Pathways towards a Low-Carbon Energy System for Europe – A Model-Based Analysis of Decarbonization Scenarios. In: DIW Discussion Papers. (2018), Nr. 1745. URL: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.594116.de/dp1745.pdf, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [151] Nitsch, Joachim; Pregger, Thomas; Naegler, Tobias; Heide, Dominik; Luca de Tena, Diego; Trieb, Franz; Scholz, Yvonne; Nienhaus, Kristina; Gerhardt, Norman, Sterner, Michael; Trost, Tobias; von Oehsen, Amany; Schwinn, Rainer; Pape, Carsten; Hahn, Henning; Wickert, Manuel und Wenzel, Bernd: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Schlussbericht. 29. März 2012. URL: https://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_anderer/12.03.29.BMU_Leitstudie2011/BMU_Leitstudie2011.pdf, zuletzt abgerufen am 02.09.2019.
- [152] International Energy Agency: World Energy Outlook 2017.
- [153] Hüttenrauch, Jens; Müller-Syring, Gert; Krause, Hartmut; Fichtner, Wolf; Nolden, Christoph; Hauser, Philipp; Müller, Theresa; Möst, Dominik; Härtel, Philipp; Gerhardt, Norman; Sterner, Michael; Thema, Martin; Markewitz, Peter; Gillessen, Bastian; Heinrichs, Heidi; Münch, Kevin; Bongers, Tim; Marjanovic, Ivan; Müller-Kirchenbauer, Joachim; Hotopp, Steven; Merten, Frank; Buddeke, Mathis;

- Schaube, Philipp; Taubitz, Ansgar; Dresen, Boris; Möllenbrink, Dominik; Wagner, Hans-Jürgen; Köp-
pel, Wolfgang; Bär, Katharina; Degünther, Charlotte und Benthin, Jörn: Integration fluktuierender
erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen – Konvergenz
Strom- und Gasnetze, Abschlussbericht KonStGas. Mai 2017. URL: https://www.dbi-gruppe.de/files/PDFs/Projekte/00_Abschlussbericht_KonStGas_2017.pdf, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [154] Bundesnetzagentur: Kraftwerksliste. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Kraftwerksliste_2019_1.xlsx;jsessionid=D65A6E31BF0C54F4BA40BE5C37E8F14C?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt abgerufen am 15.09.2019.
- [155] Umweltbundesamt: Datenbank "Kraftwerke in Deutschland". URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/kraftwerke_de_ab_100_mw.xls, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.
- [156] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH: Netz-
entwicklungspläne 2014. URL: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungspläne/netzentwicklungspläne-2024>, zuletzt abgerufen am 25.07.2022.