

Die Auswirkungen des Ukraine-Krieges auf den optimalen Strommix in Deutschland

The Consequences of the Ukraine War on the Optimal Electricity Mix in Germany

Bachelorarbeit

Zur Erlangung des akademischen Grades
Bachelor of Science (B.Sc.)

in Betriebswirtschaftslehre

an der Wirtschaftswissenschaftlichen Fakultät
der Humboldt-Universität zu Berlin

vorgelegt von
Colin Mark Lehmann
Matrikel-Nr. 606895

Erstprüfer: Prof. Dr. Ulrich Kamecke
Zweitprüfer: Prof. Dr. Dirk Engelmann

Berlin, 29.08.2022

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Einführung in die Energiewende	2
2.1	Historie der Energiewende	2
2.2	Die Rolle von erneuerbaren Energien und Erdgas	3
2.3	Zielsetzungen der Energiewende	4
3	Literature Review: Energiemodelle	5
3.1	Das Merit-Order-Modell	6
3.2	Das Peak-Load-Pricing-Modell	8
3.3	Kritische Betrachtung bestehender Modelle	10
4	Formulierung des Optimierungsmodells	11
4.1	Grundlagen der Linearen Optimierung	11
4.2	Methoden	11
4.2.1	Zielfunktion	12
4.2.2	Restriktionen	15
5	Ergebnisse	17
5.1	Fall 1: Reduktion von I^{eKE} (R)	17
5.1.1	Interpretation der Ergebnisse	17
5.1.2	Vergleich mit dem Strommix 2020	18
5.2	Fall 2: Stagnation von I^{eKE} (S)	19
5.2.1	Interpretation der Ergebnisse	19
5.2.2	Vergleich mit dem Strommix 2020	20
5.3	Fall 3: Keine EE-Restriktion (0)	20
6	Diskussion	22
6.1	Vergleich mit den Ergebnissen anderer Autoren	22
6.1.1	Wind- und Solarkraft werden Treiber der Energiewende sein	22

6.1.2	Die Rolle der Grundlast und das Refinanzierungsproblem	23
6.1.3	Das Risiko des langsamen Ausbaus erneuerbarer Energien	24
6.1.4	Die Rolle von Kernkraft im zukünftigen Strommix	24
6.1.5	Die Rolle von Erdgas im zukünftigen Strommix	25
6.2	Kritische Betrachtung des Modells	25
6.3	Ableitung von politischen Handlungsempfehlungen	27
6.3.1	Die Rolle der Grundlast, das Refinanzierungsproblem und der langsame Ausbau erneuerbarer Energien	27
6.3.2	Die Rolle von Erdgas, Kohle und Kernkraft	29
7	Zusammenfassung, Fazit und Ausblick	30
	Quellenangaben	33
	Anhang	42

Abbildungsverzeichnis

7.1	Ziele der Energiewende	42
7.2	Technologie in Top-down-Modellen	43
7.3	Stromerzeugung und -verbrauch bei Merit-Order-Modellen	43
7.4	Der kurzfristige Merit-Order-Effekt	45
7.5	Das Peak-Load-Pricing-Modell	45
7.6	Bruttostromerzeugung der Jahre 2019 und 2020	55
7.7	Bruttostromerzeugung 2020 bei ausschließlicher Berücksichtigung der im Modell vorkommenden Energieträger e	55
7.8	Optimaler Strommix 2030 (Fall R)	56
7.9	Erzeugungskapazität pro Energieträger im Jahr 2030 (Fall R)	57
7.10	Optimaler Strommix 2030 (Fall S)	58
7.11	Erzeugungskapazität pro Energieträger im Jahr 2030 (Fall S)	59
7.12	Optimaler Strommix 2030 (Fall 0)	60
7.13	Erzeugungskapazität pro Energieträger im Jahr 2030 (Fall 0)	61
7.14	Angebotsfunktion: Merit-Order-Kurve unter Berücksichtigung der langfristigen Grenzkosten	62

Tabellenverzeichnis

7.1	Input-Daten pro Energieträger	46
7.2	konstante Input-Daten	48
7.3	Input-Daten zu den Speichertechnologien s im Jahr 2030	48
7.4	Volllaststunden deutscher Braun- und Steinkohlekraftwerke τ^{BK}, τ^{SK}	48
7.5	Ergebnistabelle für den Fall R (Abschnitt 5.1): Bruttostromerzeugung ($Q_{2030}^e \cdot \tau^e$) in MWh	52
7.6	Ergebnistabelle für den Fall S (Abschnitt 5.2): Bruttostromerzeugung ($Q_{2030}^e \cdot \tau^e$) in MWh	53
7.7	Ergebnistabelle für den Fall 0 (Abschnitt 5.3): Bruttostromerzeugung ($Q_{2030}^e \cdot \tau^e$) in GWh	54
7.8	langfristige Grenzkosten der Stromerzeugung je Energieträger	54

Abkürzungsverzeichnis

- 0** keine EE-Restriktion (Im Fall 0 wird gibt es keine Restriktion bezüglich eines Mindestanteils an erneuerbaren Energien.)
- A** Atomkraftszenario (Szenario A berücksichtigt alle Energieträger inklusive Kernenergie.)
- AEG** Hybridszenario (Szenario AEG berücksichtigt alle Energieträger (inklusive Kernenergie) bis auf Erdgas.)
- AtG** Atomgesetz
- B** Basisszenario (Szenario B berücksichtigt alle Energieträger bis auf Kernenergie.)
- BESS** Batteriespeichersysteme (Battery Energy Storage Systems, in dieser Arbeit sind dabei ausschließlich Lithium-Ionen-Batterien gemeint.)
- CfD** Differenzverträge (Contracts of Difference)
- EE** erneuerbare Energien
- EEG** Erneuerbare-Energien-Gesetz
- EG** Erdgasszenario (Szenario EG berücksichtigt alle Energieträger bis auf Erdgas (und Kernenergie).)
- EU ETS** EU-Emissionshandel (European Union Emissions Trading System)
- F&E** Forschung und Entwicklung
- FSRU** schwimmende Speicher- und Regasifizierungseinheit (Floating Storage and Regasification Unit)
- HESS** Wasserstoffspeichersysteme (Hydrogen Energy Storage Systems)
- LNG** Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
- MOE** Merit-Order-Effekt
- PSH** Pumpspeicherkraftwerke (Pumped Storage Hydropower)
- R** Reduktion (Im Fall R wird die Nennleistung der Kohlekraftwerke im Vergleich zum Basisjahr 2020 reduziert.)
- RPS** Renewable portfolio standards
- S** Stagnation (Im Fall S wird die Nennleistung der Kohlekraftwerke im Vergleich zum Basisjahr 2020 nicht reduziert.)

Symbolverzeichnis

ω	Anteil der Energieträger e am „realen“ Gesamtstrommix (= 0,8686)
$\overline{C_{Storage}^e}$	durchschnittliche Kosten der Stromspeicherung (USD/MW)
ψ	Erweiterungsfaktor der Stromnachfrage/Spielraumfaktor (= 1,1)
τ^e	Nutzungsgrad der Anlagen in Volllaststunden (h)
τ^s	Speicherlaufzeit (h) der Technologie s
a_t^{EE}	Anteil erneuerbarer Energien am Strommix im Jahr t
a_{stored}	Speicherrate (= 0,18)
$C_{CO_2}^e$	Treibhausgasemissionskosten des Energieträgers e pro emittierte Tonne CO_2 (USD/t CO_2)
C_{Fuel}^e	Brennstoffkosten des Energieträgers e pro Megawattstunde (USD/MWh)
$C_{O\&M}^e$	Organisations- und Instandhaltungskosten des Energieträgers e pro Megawatt (USD/MW)
$C_{Storage}^s$	Kosten der Stromspeicherung (USD/MWh) bei Anwendung der Technologie s
C_{Const}^e	Konstruktionskosten des Energieträgers e pro Megawatt (USD/MW)
$Cost_{CO_2}$	Treibhausgasemissionskosten der Stromerzeugung
$Cost_{Const}$	Baukosten/Konstruktionskosten der Stromerzeugung
$Cost_{Fuel}$	Brennstoffkosten der Stromerzeugung
$Cost_{O\&M}$	Instandhaltungs- und Organisationskosten der Stromerzeugung
$Cost_{Storage}$	Kosten der Stromspeicherung
$Cost_{Total}$	Gesamtkosten der Stromerzeugung (und -speicherung)
e	Energieträger; $e \in \{A, SK, BK, EG, WindOn, WindOff, PV, H_2O\}$
e_{EE_2}	erneuerbare Energien ohne Wasserkraft; $e_{EE} \in \{WindOn, WindOff, PV\}$
e_{EE}	erneuerbare Energieträger; $e_{EE} \in \{WindOn, WindOff, PV, H_2O\}$
e_{KE}	konventionelle Energieträger; $e_{KE} \in \{A, SK, BK, EG\}$
I_t^e	installierte Nennleistung/Kapazität (MW) der Anlagen des Energieträgers e im Jahr t

Q_t^e	Entscheidungsvariable des LOP; genutzte Leistung/Kapazität der Anlagen des Energieträgers e im Jahr t
R^e	Emissionsrate des Energieträgers e (tCO_2/MWh)
s	Speichertechnologie; $s \in \{BESS, PSH, HESS\}$
x_t^e	Schlupfvariable, sodass $I_t^e = Q_t^e + x_t^e$ immer gilt
A	Kernenergie (Atomenergie)
BK	Braunkohle
EG	Erdgas
H_2O	Wasserkraft
PV	Lichtenergie mittels Photovoltaik
SK	Steinkohle
$WindOff$	Windenergie aus Offshore-Windparks
$WindOn$	Windenergie aus Onshore-Windparks

1 Einleitung

Im Koalitionsvertrag schrieben SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP (2021, Z. 1801-1802) zum Thema „Klima, Energie, Transformation“:

„Wir machen es zu unserer gemeinsamen Mission, den Ausbau der Erneuerbaren Energien drastisch zu beschleunigen und alle Hürden und Hemmnisse aus dem Weg zu räumen.“

Exakt drei Monate nach Veröffentlichung der Absichtserklärung der Regierung begann am 24. Februar 2022 die russische Invasion in die Ukraine, womit die Bedeutung dieser „Mission“ maßgeblich anstieg und auch aus sicherheitspolitischen Interessen ungewollt an Priorität gewann. Denn über die Jahre hat sich Russland zum wichtigsten Energielieferanten Deutschlands entwickelt und der Ukraine-Krieg läutete nach Bundeskanzler Scholz (2022b) eine „Zeitenwende“ ein, die die politischen Beziehungen Russlands mit dem Westen verschärfte.

Gustafson (2020, S. 10) beschreibt Erdgas als ein „Beziehungsgut“ (engl. „relationship commodity“), da Produzent und Konsument i. d. R. durch eine Pipeline physisch in Relation zueinander stehen. In einigen Fällen führt die Pipeline sogar durch ein Transitland, wodurch es zu einer Dreiecksbeziehung kommt. Dies führt zu einer gegenseitigen Abhängigkeit und da die Planung und der Bau einer Pipeline einen Zeitraum von mehreren Dekaden andauern kann, sind gute Partner- und Freundschaften vorteilig. Aus diesem Grund pflegten viele europäische Länder eine Energiepartnerschaft mit der Russischen Föderation, sodass im Jahr 2021 russisches Gas 45,3 Prozent der gesamten EU-Importe ausmachte (vgl. Europäische Kommission, 2022, S. 1). Auch die langjährige deutsch-russische Gaspartnerschaft wurde vor dem Ukraine-Krieg weitläufig als zuverlässig wahrgenommen. Schließlich hat Russland selbst in den Krisenzeiten des Kalten Krieges nie seine Gaslieferungen eingestellt oder verknappt (vgl. Hanselka, 2014; Strunz & Gawel, 2016, S. 6). Das ist wohl neben den niedrigen Kosten eines der Gründe, weshalb laut Eurostat (2022a) selbst nach der Krim-Krise im Jahr 2014 die Erdgasimporte aus Russland gestiegen sind. Im Jahr 2020 bezog die Bundesrepublik mehr als 66 Prozent der Erdgaseinfuhren aus Russland. Laut Eurostat (2022b, 2022c) machte russische Kohle fast die Hälfte der Steinkohleeinfuhren aus und der Anteil an den Erdölimporten überstieg 34 Prozent.

Die ausgeprägten Handelsbeziehungen mit Russland ließen nach dem Überfall in die Ukraine nach und beide Seiten kündigten die Energiepartnerschaft auf. Als Reaktion auf die Invasion beschloss die Europäische Union sieben Sanktionspakete, die unter anderem den Energiehandel mit Russland einschränken. So gibt es ein Importverbot von russischer Kohle und auch Rohöl ist von den Sanktionen betroffen (vgl. Generalsekretariat des Rates, 2022). Indes setzte der russische Staatskonzern Gazprom seine Erdgaslieferungen nach sechs EU-Mitgliedsländern aus, darunter Polen, Dänemark und die Niederlande (vgl. BBC, 2022). Auch die Gaslieferungen nach Deutschland über die Pipeline Nord Stream 1 wurden seit Mitte Juni dieses Jahres aufgrund von Reparaturarbeiten

gedrosselt. Gemäß der Tagesschau (2022b) fließen mittlerweile nur noch 20 Prozent der üblichen Menge durch die Fernleitung. Seit des Ukraine-Krieges kann sich Russland also nicht mehr auf seine Reputation als zuverlässiger Energielieferant berufen. Laut Bundeskanzler Olaf Scholz (2022a) läge es an Russland, „seinen vertraglichen Verpflichtungen wieder nachzukommen“.

Vor dem Hintergrund der dynamischen Entwicklung in der internationalen Energiepolitik, ergeben sich folgende Untersuchungsgegenstände, die diese Bachelorarbeit versucht zu beantworten:

Finanzminister Lindner fordert hinsichtlich einer bevorstehenden Gaskrise eine vollständige Streichung von Erdgas aus dem Strommix (vgl. Tagesschau, 2022a). Welche Auswirkungen hätte ein Gasmangel auf die inländische Stromerzeugung? Welche Energieträger können Erdgas in einem solchen Fall substituieren? Damit verbunden steht auch die Frage, ob Erdgas tatsächlich obligatorisch für eine erfolgreiche Energiewende ist.

Darüber hinaus ist die Rolle von nuklearer Energie Teil des öffentlichen Diskurses. Aufgrund der befürchteten Energiekrise fordert die Oppositionspartei CDU eine Laufzeitverlängerung der verbleibenden drei Atomkraftwerke über das beschlossene Datum des Kernausstiegs hinaus (vgl. Frasch, 2022). Wie lässt sich ein Weiterbetrieb von Kernkraft bewerten? Ist sie für die Erhaltung der Versorgungssicherheit unabdingbar?

Letztendlich steht die Frage über die Zukunft der verbleibenden drei Atomkraftwerke *pari pro toto* für die Diskussion des Einflusses des Ukraine-Krieges auf die deutsche Energiewende. Wird sie durch den Konflikt mit verstärktem Tempo vorangetrieben oder ist der Krieg Ursache für eine Retardation, indem eine vermehrte Nutzung konventioneller Energien dem Ausbau erneuerbarer vorgezogen wird?

Die Bachelorarbeit besteht aus fünf Teilen. Der erste Teil widmet sich der Darstellung bisheriger Entwicklungen in der Energiewende und ist Grundlage für die Modellierung des Optimierungsproblems im dritten Teil. Anschließend wird der Fokus im dritten Kapitel auf bestehende Strommarktmodelle gerichtet. Ihre Schwächen sollen durch die Formulierung eines neuen Modells in Kapitel 4 ausgeglichen werden. Dessen Resultate werden anschließend diskutiert und im fünften Kapitel durch den Vergleich mit den Ergebnissen bestehender Analysen komplementiert. Durch die Synthese der Ergebnisse mit einer kritischen Betrachtung des in der Arbeit vorgestellten Modells, können politische Handlungsempfehlungen abgeleitet werden. Ein Fazit und Ausblick auf zukünftige Trends in der Energiewende schließen die Thesis ab.

2 Einführung in die Energiewende

2.1 Historie der Energiewende

Der Begriff „Energiewende“ wurde vor allem in den Jahren 2010/2011 geprägt und basiert gemäß von Hirschhausen (2018) auf zwei Grundpfeilern: der Ausbau von fluktuierenden erneuerbaren

Energien (EE) (1) und der Ausstieg aus der Kernkraft (2). Der erste Pfeiler steht in Verbindung mit der Reduktion von Treibhausgasemissionen, weshalb die Energiewende ein Faktor für die Erreichung von klimapolitischen Zielsetzungen ist.

Die Diskussion um die Ergänzung und spätere Substitution bestehender fossiler und nuklearer Energien durch alternative Stromerzeugungstechnologien startete jedoch bereits in den 1970er-Jahren (von Hirschhausen, 2014, S. 2 f.). Weltweit erlebte die Klimapolitik in den 1990er-Jahren einen Aufschwung. Das Kyoto-Protokoll von 1997 ist der erste globale Klimapakt, aus dem später unter anderem der EU-Emissionshandel (European Union Emissions Trading System, EU ETS) hervorging. Durch ihn wurde der erste Pfeiler für die Energiewende gelegt, doch trotz mehreren Diskussionen, wie nach dem Reaktorunfall von Tschernobyl im Jahr 1986, blieb die Kernkraft ein fester Bestandteil des deutschen Energiemix (vgl. Gochermann, 2016, S. 34) und die Wende hinsichtlich des Atomausstiegs blieb aus. In den 2000er-Jahren wurden die regenerativen Energien weiterhin ausgebaut und standen mit den etablierten Technologien in einer Koexistenz – ohne festen Plan, ob sie diese in der Zukunft ablösen sollten oder nicht. So bildete sich von den 1980 bis 2010 die „Troika“ des deutschen Strommix (von Hirschhausen, 2018), bestehend aus Kohle, Kernkraft und erneuerbaren Energien, die vom fossilen Primärenergieträger dominiert wurde. Erst in den letzten Jahren dieser Periode erhöhte sich der Marktanteil der regenerativen Energien.

Nachdem am 11. März 2011 ein Tsunami das Atomkraftwerk Fukushima Daiichi in Japan überflutete und beschädigte, wurde der zweite Pfeiler der Energiewende aufgestellt. Als Reaktion auf das Unglück kündigte die damalige Bundeskanzlerin Angela Merkel die Schließung der sieben ältesten Atomkraftwerke an; im Juni des gleichen Jahres wurde der Ausstieg aus der Kernenergie mittels des Atomgesetzes (AtG) bis zum Jahr 2022 beschlossen (vgl. von Hirschhausen, 2018, S. 39). Die Pariser Klimakonferenz endete im Dezember 2015 mit der Langzeitzielsetzung, die Erderwärmung auf unter zwei Grad Celsius, bestenfalls aber auf unter 1,5 Grad zu halten. Im Dezember 2018 wurde die letzte Steinkohlezeche geschlossen und markierte somit das Ende des Steinkohleabbaus in Deutschland (vgl. Küpper & Fecke, 2018). Seit 2019 wird also 100 Prozent der für die Energiegewinnung benötigte Steinkohle importiert. Das Ende des Steinkohlebergbaus in Deutschland ging den im Juli 2020 von Bundesrat und Bundestag beschlossenen Kohleausstieg voran (vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz, 2021). Das im April von der Bundesregierung vorgeschlagene Osterpaket soll mittels eines massiven Ausbaus der erneuerbaren Energien die Energiewende vorantreiben.

2.2 Die Rolle von erneuerbaren Energien und Erdgas

Vor dem Hintergrund der deutschen und globalen Klimazielsetzungen ist die Reduktion von Treibhausgasemissionen von entscheidender Bedeutung. Die etablierten fossilen Energien verursachen externe Effekte durch ihren Beitrag zur Erderwärmung. Auch die Ewigkeitskosten des Kohlebergbaus sowie das Risiko einer Nuklearkatastrophe wie in Tschernobyl oder Fukushima sind nicht ein-

gepreist und schmälern die Wohlfahrt betroffener Regionen und Gemeinden. Nicht zuletzt spricht das Argument der Ressourcenknappheit gegen eine weitere Nutzung von fossilen Energieträgern (vgl. Göllinger, 2021, S. 38 f.). Aus diesen Gründen ist es intuitiv, alternative Energien in den Mix aufzunehmen, die zuvor genannte Nachteile nicht aufweisen. Regenerative Energien wie Wind- sowie Solarkraft bieten die technologische Lösung, den Energiesektor emissionsärmer zu gestalten und somit die Ziele des Pariser Klimaabkommens zu erfüllen. Allerdings sind sie dargebotsabhängig, das heißt sie produzieren Strom abhängig vom Wetter und unabhängig der Nachfrage. Die Stromproduktion ist also fluktuierend, wodurch bei einer „Dunkelflaute“ (Halder, 2021, S. 25) das Risiko besteht, dass der Strombedarf nicht durch regenerative Energien gedeckt werden kann.

Gaskraftwerke der Spitzenlast (vgl. Agora Energiewende, 2012; Anderson, 1972; Kleinknecht, 2015), die dafür konstruiert wurden kurzfristig und kostengünstig an- und abgeschaltet zu werden, können in diesem Fall als „Back-up“ (Westphal, 2012, S. 5) dienen. Generell gilt Erdgas als klimafreundlichster fossiler Energieträger, da bei der Verbrennung weniger Mengen CO_2 emittiert wird als bei anderen Energien (siehe Tabelle 7.1). Zum anderen ist der Wirkungsgrad von Gasturbinen mit 60 Prozent um etwa 15 Prozentpunkte höher als bei der Kohle (vgl. Dickel, 2018, S. 2). Der folgerichtige Ausstieg aus der klimaschädlicheren Kohleverstromung sowie aus der Kernenergie (siehe Abschnitt 2.3) geht mit der Konsequenz einher, dass anschließend nur wenige Alternativen zur Verfügung stehen, um zu jeder Zeit die Versorgung zu gewährleisten. Um die Energiewende erfolgreich zu durchlaufen, ist der Primärenergieträger Erdgas als Brückentechnologie also unabdingbar, zumal Halder (2021) argumentiert, dass aus wirtschaftlichen Gründen der Kohleausstieg eventuell früher erfolgen wird als politisch geplant. Als Übergangstechnologie ist die fortwährende Nutzung von Erdgas jedoch nur mittelfristig geplant, bis sie durch Speichertechnologien oder klimaneutrale, gasförmige erneuerbaren Energie (Power-to-Gas) abgelöst wird. Letztgenannte Technologie besitzt den Vorteil, die bestehende Erdgas-Infrastruktur internalisieren zu können (vgl. Mac Kinnon, Brouwer & Samuelsen, 2018, S. 64).

Doch auch ohne Erdgas gewinnen Speicherlösungen an Bedeutung. Die fluktuierenden erneuerbaren Energien sind inhärenterweise in ihrer Erzeugungsfähigkeit limitiert, es mangelt ihnen an Flexibilität. Photovoltaikanlagen können nachts nicht ausreichend Strom produzieren. Nichtsdestoweniger wird er zu jeder Tageszeit nachgefragt. Erst Speichertechnologien erlauben den neuen Energien die nötige Flexibilität (vgl. Spataru, Kok, Barrett & Sweetnam, 2015), nahtlos in das bestehende Energiesystem integriert zu werden (vgl. Haas, Cebulla, Nowak, Rahmann & Palma-Behnke, 2018).

2.3 Zielsetzungen der Energiewende

Auch wenn die zwei Grundpfeiler der Energiewende die gleichen bleiben, verändern sich die konkreten Zielsetzungen für die deutsche Energiewende stetig mit den gewählten Bundesregierungen und durch externe Ereignisse. War die Nuklearkatastrophe von Fukushima im Jahr 2011 Auslöser

für die Abkehr von Atomstrom (siehe Abschnitt 2.1), so ist der derzeitige Krieg in der Ukraine Treiber des derzeitigen energiepolitischen Kurses des Kabinetts Scholz.

Bis vor Kurzem galt das Energiekonzept 2050 des Kabinetts Merkel II als „Zielarchitektur“ der Energiewende (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, o. J.). Ziel war es unter anderem, den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf 50 Prozent und bis 2050 auf 80 Prozent zu erhöhen. Weiterhin sollte der Stromverbrauch bis 2050 um 25 Prozent im Vergleich zum Basisjahr 2008 sinken (vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie & Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2010, S. 5). Weitere Zielsetzungen hat von Hirschhausen (2018) in Abbildung 7.1a zusammenfasst. Abbildung 7.1b stellt die Pläne des Kohleausstiegs bis 2038 grafisch dar.

Einige dieser Ziele sind nach wie vor aktuell, andere wurden wiederum von dem Osterpaket des Kabinetts Scholz abgelöst, welches am 07. Juli 2022 vom Bundestag beschlossen wurde (vgl. Deutscher Bundestag, 2022; Witsch, 2022a). Dieses Paket wurde bereits zwei Monate nach dem Beginn des Krieges in der Ukraine von der Bundesregierung vorgeschlagen. Ziel ist es, durch massiven Ausbau von Wind- und Solarkraft den Anteil erneuerbarer Energien bis 2030 nicht mehr auf 50, sondern schon auf 80 Prozent des Bruttostromverbrauchs anzuheben (vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022, S. 3). Im letzten Jahr (2021) betrug der Anteil etwa 42,4 Prozent (vgl. BDEW, 2021e), das heißt in den nächsten acht Jahren muss sich dieser Anteil fast verdoppeln. Dafür soll die Ausbaurate für Wind- und Solarenergie auf jeweils bis zu zehn und 22 GW pro Jahr steigen. Darüber hinaus geht das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022, S. 3) im Vergleich zum Jahr 2010 davon aus, dass durch „zunehmende Elektrifizierung von Industrieprozessen, Wärme und Verkehr“ der Stromverbrauch ansteigen wird. Dies stellt eine Abkehr von dem 25-Prozent-Ziel des Energiekonzepts 2050 dar.

3 Literature Review: Energiemodelle

In der Energie- und Strommarktliteratur finden sich eine Reihe von Modellen. Es gibt verschiedene Wege, sie zu kategorisieren, wovon sich vor allem zwei durchgesetzt haben: die Charakterisierung nach der analytischen Herangehensweise (1) und die Klassifizierung nach der Methodik (2).

Nach Ringkjøb, Haugan und Solbrekke (2018) gibt es drei analytische Ansätze oder Herangehensweisen (1) für Energiemodelle:

- Top-down,
- Bottom-up,
- Hybrid.

Top-down-Modelle haben einen ökonomischen Charakter. Sie modellieren die Zusammenhänge zwischen dem Strom- bzw. Energiesektor und der gesamten Volkswirtschaft (vgl. van Beeck, 1999, S. 11). So kann zum Beispiel das Wachstum der Chemieindustrie zu einer erhöhten Energienach-

frage und steigenden Preisen führen. Die Grundlage für Top-down-Modelle ist das neoklassische Modell des Unternehmens als Produktionstechnologie. Das Unternehmen nutzt Energie und weitere Inputs, um Outputs zu erzeugen. Die Isoquante in Abbildung 7.2 gibt alle effizienten Input-Kombinationen an, um eine gegebene Menge Output zu erzeugen. Alle Input-Kombinationen oberhalb der Produktionsgrenze sind nicht optimal, da sie für die gleiche Menge Output mehr Input-Einheiten verbrauchen. Durch technologischen Fortschritt kann sich die Funktion in Richtung des Koordinatenursprungs verschieben und es werden weniger Produktionsfaktoren benötigt, um die gleiche Menge Output zu erzeugen. Wird durch technologischen Fortschritt der Energieverbrauch verringert, so spricht man von Energieeffizienz. Technologie ist also oftmals in den Top-down-Modellen eine exogene Variable, sodass die Position der Isoquante im Koordinatensystem als gegeben angenommen wird.

Hingegen zeichnen sich Bottom-up-Modelle durch einen technischen Ansatz aus (Ringkjøb et al., 2018). Anstelle der gesamten Volkswirtschaft wird nur der regionale, nationale oder globale Energiesektor unter Berücksichtigung von Distributions- und Umwandlungsprozessen betrachtet (vgl. Subramanian, Gundersen und Adams 2018, S. 20).

Zudem unterscheiden Ringkjøb et al. (2018) bei der Klassifizierung von Energie- bzw. Strommodellen (2) zwischen Simulationsmodellen, (linearen) Optimierungsmodellen und Gleichgewichtsmodellen.

3.1 Das Merit-Order-Modell

Viele Simulationsmodelle sind oftmals auch technologiebasierte Bottom-up-Modelle, die auf Basis detaillierter technologischer Modellierungen verschiedene Szenarien miteinander vergleichen. Einige Strommarktmodelle integrieren dabei die Last- bzw. Jahresdauerlinie als Nachfragekurve (siehe Abbildung 7.3a). Sie bildet die elektrische Last bzw. Leistung in Abhängigkeit der Zeit ab. Die Lastdauerlinie illustriert also die Kapazitätsnachfrage in Abhängigkeit der Tages- oder/und Jahreszeit. Da die Konsumenten eine gewisse Menge Strom zu jeder Zeit nachfragen, wird immer eine bestimmte Höhe elektrische Leistung benötigt, um diesen Strom bereitzustellen. Diese elektrische Leistung nennt man Grundlast. Im weiteren Tagesverlauf steigt die Stromnachfrage und weitere Kapazitäten müssen zur Umwandlung elektrischer Energie eingesetzt werden, die Mittellast genannt werden. Im Gegensatz zur Mittellast zeichnet sich die Spitzenlast durch kurzfristige und schnelle Schwankungen aus. Kraftwerke, die für die Spitzenlast ausgelegt sind, werden nur relativ kurzfristig an- und abgeschaltet. Wie die Nachfrage und ihre Schwankungen im Tagesverlauf aussehen könnten, zeigt Anderson (1972) in Abbildung 7.3a. Die jeweils verwendeten Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke werden links der Nachfrageachse der Höhe der elektrischen Leistung zugeordnet.

Die Angebotskurve lässt sich wiederum als Treppenfunktion der verfügbaren Last zeichnen, die sich Merit-Order nennt (vgl. Möst und Scharf 2021, S. 488). Dabei werden die verfügbaren Kraft-

werkskapazitäten nach ihren kurzfristigen Grenzkosten angeordnet. Die Last der Anlagen mit den geringsten Grenzkosten wird zuerst zur Stromerzeugung verwendet und die Kraftwerke mit den höchsten Grenzkosten sind für die Spitzenlast ausgerichtet. Die Stromnachfrage wird oftmals als unelastisch angenommen, weshalb die Funktion parallel zur Ordinatenachse steht. Das Kraftwerk, bei dessen Kapazität die Angebotskurve (Merit-Order) die Nachfragefunktion schneidet, ist das preissetzende Kraftwerk, denn dessen Grenzkosten bestimmen den Börsenpreis für Strom (vgl. Abbildung 7.3b). Zeitgleich ermittelt man mithilfe dieses Verfahrens auch die minimalen Kosten der Stromerzeugung, denn es gibt keine andere Kombination aus Kraftwerken und Anlagen, die die gleiche Menge Strom bei geringeren Kosten produzieren kann.

Erweitert man das Modell, das in der einfachsten Form nur konventionelle Energieträger enthält, nun um regenerative Energien, so lässt sich der Merit-Order-Effekt (MOE) feststellen. Der Effekt beschreibt das Phänomen, dass der Börsenpreis für Strom durch erneuerbare Energien (EE) nach unten gedrückt wird. Dies lässt sich im Modell auf zwei Weisen darstellen:

1. Cludius, Hermann, Matthes und Graichen (2014, S. 303) beschreiben den Merit-Order-Effekt als eine Verschiebung der Angebotskurve nach rechts, ähnlich wie in Abbildung 7.3b dargestellt. Sonne und Wind sind öffentliche Güter, wodurch die kurzfristigen Grenzkosten sehr gering und nahe bei null liegen (vgl. Möst & Scharf, 2021, S. 489). Erzeugen erneuerbare Energien an sehr windigen und/oder sonnigen Stunden viel Strom, wird die elektrische Last von Windparks und Photovoltaikanlagen zuerst verwendet (vgl. Egerer, Oei & Lorenz, 2018, S. 151); die Angebotskurve verschiebt sich nach rechts. Die Nachfrage bleibt unberührt von den Wetterbedingungen, weshalb sich die Nachfragefunktion nicht verändert. Nichtsdestotrotz ist die Verschiebung der Angebotskurve gleichbedeutend damit, dass weniger grenzkostenintensive Technologien für die Stromerzeugung verwendet werden müssen. Das preissetzende Kraftwerk ist in Abbildung 7.3b nun ein Braunkohle- statt ein grenzkostenaufwendigeres Steinkohlekraftwerk.
2. Die Residualnachfragekurve verschiebt sich nach links. In Abbildung 7.4a wird das Konzept der Residualnachfrage eingeführt, die in dem Kontext der Merit-Order die Stromnachfrage definiert, die nach der Befriedigung der ursprünglichen Nachfrage durch regenerative Energien übrig bleibt. Im Vergleich zur ersten Darstellungsweise werden die erneuerbaren Energien also nicht explizit in der Angebotsfunktion sondern implizit in der Nachfragefunktion berücksichtigt. Die Linksverschiebung der Nachfragekurve kann unter Umständen dazu führen, dass das preissetzende Kraftwerk niedrigere variable Kosten besitzt und folglich der Strom-Großhandelspreis um $MOE = \Delta p = p_1 - p_2$ sinkt.

Der Merit-Order-Effekt ist nicht nur eine theoretische Überlegung, sondern wurde auch mehrmals empirisch belegt, so etwa von Cludius et al. (2014). Ketterer (2014) untersuchte den Effekt der Stromerzeugung mittels Windenergie auf den volatilen Strompreis in Deutschland. Würzburg, Labandeira und Linares (2013) geben einen umfangreichen Überblick über den Merit-Order-Effekt in verschiedenen Spotmärkten.

Fürsch, Malischek und Lindberger (2012) unterscheiden zwischen einem kurzfristigen und einem langfristigen Merit-Order-Effekt. Bei einer kurzfristigen Betrachtungsweise ist die Last der konventionellen Kraftwerke gegeben. Die Treppenfunktion (Angebotsfunktion) ist also rigide und kann sich der Nachfragefunktion nicht anpassen. Der Effekt wird kurzfristig von mindestens drei Faktoren bestimmt: die Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks und der variablen Kosten der Kraftwerke (1), der Stromaußenhandel (2) und die Korrelation zwischen der EE-Einspeisung und der Last (3).

Die variablen Kosten (1) setzen sich unter anderem aus den Brennstoffkosten und den CO_2 -Kosten zusammen. Verändern sich die Preise, z. B. durch geopolitische Ereignisse wie der Einfall Russlands in die Ukraine, so nimmt die Angebotsfunktion (Merit-Order) eine andere Gestalt an. Als Reaktion auf die Invasion erhöhte sich der Gaspreis am Spotmarkt im März um mehr als 600 Prozent im Vergleich zum Vorjahr (vgl. Witsch, 2022b). Somit steigt auch der Preisunterschied Δp zwischen den Kraftwerken; bildlich gesprochen erhöht sich die Höhe der „Stufe“ der Treppenfunktion. In Abbildung 7.4b illustrieren Fürsch et al. (2012) den Einfluss eines höheren CO_2 -Preises. Da Kohlekraftwerke auf der linken Seite der Merit-Order höhere Emissionsraten haben (siehe Tabelle 7.1) als Gaskraftwerke auf der rechten Seite der Treppenfunktion, erhöht sich der Strompreisanstieg von Kohle steiler als bei Erdgas. Die Höhe der Stufe, also die Grenzkostendifferenz, senkt sich; der Merit-Order-Effekt nimmt ab ($p_1^* - p_2^* < p_1 - p_2$).

Auch der Außenhandel mit Strom (2) kann den Effekt beeinflussen. Sollte wetterbedingt der Merit-Order-Effekt besonders groß sein, senkt sich der Großhandelspreis in Abbildung 7.4c entsprechend von p_1 auf p_2 ($MOE_{\text{Inland}} = p_1 - p_2$). Der niedrige Preis p_2 wird somit attraktiv für das Ausland, wodurch die aggregierte residuale Nachfrage aus dem In- und Ausland wiederum steigt, was den Preis auf p_3 anheben lässt und dem Merit-Order-Effekt entgegenwirkt, denn zum ursprünglichen Effekt MOE_{Inland} wird der Term $(p_3 - p_2)$ addiert, sodass $MOE_{\text{Ausland}} = p_1 - p_2 + p_3 - p_2$ gilt.

Die Korrelation von der EE-Einspeisung und der Last (3) beeinflusst insofern den Merit-Order-Effekt, als dass er nur dann beobachtbar ist, wenn die Nachfragedifferenz zur einem Wechsel des preissetzenden Kraftwerks führt. An windstillen und bewölkten Tagen ist die Einspeisung von regenerativen Energien nicht so hoch wie an sonnigen Tagen mit Starkwind-Perioden. Die residuale Nachfrage würde sich also während einer Dunkelflaute nur minimal verschieben und bliebe in besonderen Fällen auf der gleichen „Stufe“ der Treppenfunktion, wodurch $\Delta p = 0$ gelten würde. Im Gegenteil dazu könnte eine hohe Einspeisung von erneuerbaren Energien zu einem hohen Merit-Order-Effekt führen, wie Fürsch et al. (2012) in Abbildung 7.4d von aufzeigen.

3.2 Das Peak-Load-Pricing-Modell

Das statische Merit-Order-Modell eignet sich gut, um kurzfristige Auswirkungen der Einspeisung von regenerativen Energien in das Stromnetz zu erklären (vgl. Woll & Weber, 2007, S. 10). Jedoch ist es nicht dazu in der Lage, längerfristige Preiseffekte abzubilden (vgl. Woll & Weber, 2007, S.

5), weil es die Last der konventionellen Kraftwerke als gegeben ansieht. Wie Fürsch et al. (2012) jedoch feststellen, können sich die Kapazitäten langfristig durch Stilllegungen und Neubauten ändern. Ein Modell, das langfristige Auswirkungen regenerativer Energien auf den Großhandelsstrompreis abzubilden versucht, ist das Peak-Load-Pricing-Modell (siehe Abbildung 7.5). Es sei anzumerken, dass Fürsch et al. (2012) dieses Modell lediglich als eine Erweiterung des Merit-Order-Modells ansehen und deshalb zwischen kurz- und langfristigen Merit-Order-Effekten unterscheiden, während andere Autoren, wie Woll und Weber (2007) und Wissen und Nicolosi (2007), beide Modelle differenziert voneinander betrachten.

Die obere Grafik von Abbildung 7.5 gibt die stündlichen Lastkurven an. Subtrahiert man die Kapazität der erneuerbaren Energien von der Gesamtlast in gelb, so erhält man die Residuallast, die in grau dargestellt ist. Die Lastdauerlinien in der mittleren Grafik erhält man, wenn man die Lastkurven absteigend nach der Höhe der Last (MW) sortiert. Die untere Grafik bildet die Gesamtkosten von Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken schematisch in Abhängigkeit vom Nutzungsgrad in Volllast- bzw. Benutzungsstunden ab. Während das Merit-Order-Modell nur die kurzfristigen Grenzkosten der Kraftwerke berücksichtigt, sind die Fixkosten im Peak-Load-Pricing-Modell explizit berücksichtigt. Sie entsprechen dem Ordinatenachsenabschnitt der Kostenkurven; die variablen Kosten entsprechen der Steigung der linearen Funktionen. Grafisch erkennt man anhand der flachen Steigung und dem hohen y-Achsenabschnitt, dass Grundlastkraftwerke relativ hohe fixe und geringe variable Kosten haben. Sie werden daher nur bei einem hohen Nutzungsgrad kosteneffizient. Traditionell gehören Braunkohle- und Kernkraftwerke zu den Grundlastkraftwerken (vgl. Anderson, 1972; Woll & Weber, 2007). Hingegen sind Spitzenlastkraftwerke durch niedrige Investitionskosten aber dafür hohen variablen Kosten gekennzeichnet. Woll und Weber (2007) argumentieren, dass sie nur dann wirtschaftlich sind, wenn ihre Betriebsstunden gering gehalten werden. Viele Gaskraftwerke sind für die Spitzenlast ausgelegt (vgl. Anderson, 1972; Woll & Weber, 2007).

Die mittlere und untere Grafik von Abbildung 7.5 ordnen jeder Benutzungsdauer die kosteneffiziente Kraftwerkslösung zu. Grafisch wird dies durch die rote Effizienzkostenkurve und den beiden gestapelten Säulendiagrammen links der Lastdauerlinien dargestellt. Die Variablen x_g, x_m, x_s und y_g, y_m, y_s stellen die Anteile der einzelnen Kraftwerkstechnologien im optimalen Mix jeweils ohne und mit der Einspeisung von erneuerbaren Energien nach; die Indizes g, m, s stehen jeweils für Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke. Die Jahresdauerlinie (Lastdauerlinie) verschiebt sich bei der Verwendung regenerativer Energien nach unten und führt so zu einer höheren Inanspruchnahme von Spitzenlastkraftwerken ($x_s < y_s$). Entsprechend sinkt bei einer hohen Deckung der Last durch erneuerbare Energien der Anteil von Grundlastkraftwerken ($x_g > y_g$). Der optimale Kraftwerksmix bei der Einspeisung von erneuerbaren Energien enthält also einen geringeren Anteil von Kraftwerken mit hohen fixen Kosten.

Der Börsenstrompreis wird durch die Steigung der Effizienzkostenkurve bestimmt (vgl. Woll & Weber, 2007, S. 6). Wie im Merit-Order-Modell entspricht der Preis also den kurzfristigen variablen

Grenzkosten der Stromerzeugung. Dies gilt allerdings nicht für die Spitzenlast (Peak-Load); hier erhöht sich der Preis um die Kosten der Kapazitätsbereitstellung, sodass auch die langfristigen Grenzkosten gedeckt sind. Wäre der Preis niedriger könnten die fixen Kosten nicht amortisiert werden. Der Kraftwerksbetreiber würde sich gegen eine Investition entscheiden und die Anlage würde nicht gebaut werden (vgl. Woll & Weber, 2007, S. 6).

Aus dem Peak-Load-Pricing-Modell lässt sich also ableiten, dass sich nicht nur die Last konventioneller Kraftwerksparks bei zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung verringert, sondern sich der optimale Kraftwerksmix auch zugunsten eines höheren Anteils von Spitzen- und ggf. Mittellastkraftwerken verschiebt, während der Bedarf an Grundlastkraftwerken langfristig sinkt.

3.3 Kritische Betrachtung bestehender Modelle

Das in Abschnitt 3.1 beschriebene Merit-Order-Modell nutzt die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung, um die kurzfristigen Veränderungen der Börsenpreise für Strom zu erklären. Dabei ignoriert das Modell die langfristigen Grenzkosten unter der Argumentation, dass sie keine oder nur geringe Auswirkungen auf die kurzfristigen Veränderungen der Börsenpreise für Strom haben. Für die Modellierung der längerfristigen Auswirkungen von regenerativen Energien auf den Preis eignet es sich also wenig, zumal es die Last als gegeben ansieht. Für eine Analyse der langfristigen Auswirkungen eignet sich das in Abschnitt 3.2 erwähnte Peak-Load-Pricing-Modell. Dieses Modell rektifiziert die fehlende Berücksichtigung von Investitionskosten im Merit-Order-Modell zumindest für die Spitzenlast. Die Problematik des Merit-Order-Modells besteht nämlich darin, dass eine zunehmende Einspeisung von erneuerbaren Energien zu einem Absinken der Großhandelsstrompreise führt, da sie geringe kurzfristige Grenzkosten mit sich bringen.

Das führt zum von Hildmann, Ulbig und Andersson (2015) beschriebenen Missing-Money-Problem. Wenn ausschließlich kurzfristige Grenzkosten der Kraftwerke den Strompreis bilden, wie können dann die Investitionskosten von Kraftwerken refinanziert werden? Schließlich können nur die variablen Kosten, aber nicht die fixen Kosten durch den niedrigen Absatzpreis gedeckt werden. Dieses Problem gilt nicht ausschließlich für das Merit-Order- oder Peak-Load-Pricing-Modell, sondern ist eine generelle Herausforderung an den derzeitigen Strommarkt.

Darüber hinaus berücksichtigen beide Modelle regenerative Energien nur implizit. Im Peak-Load-Pricing-Modell wird lediglich die residuale Lastdauerlinie einmodelliert, welche die Jahresdauerlinie durch Subtraktion der Last erneuerbarer Energieanlagen mindert. In der unteren Grafik von Abbildung 7.5 wird beispielsweise die Kostenkurve von Windparks nicht dargestellt. Ähnlich wie Grundlastkraftwerke, zeichnen sich erneuerbare Energien abhängig vom Energieträger durch mittlere bis hohe Fixkosten (z. B. Konstruktionskosten) und niedrigen variablen Kosten nahe Null aus (siehe Tabelle 7.1). Die lineare Kostenfunktion würde also einer konstanten Funktion parallel der Zeitachse ähneln, die einen hohen Ordinatenachsenabschnitt besitzt. Sie wären also eher bei hohen

Betriebsstunden kosteneffizient. Im Merit-Order-Modell wird die Nachfrage durch Einführung des Konzepts der residualen Stromnachfrage reduziert, indem grafisch die Nachfragekurve nach links verschoben wird. Aber auch in diesem Modell werden erneuerbare Energien – abgesehen von der Verschiebung der Treppenfunktion (siehe Abbildung 7.3b) – nicht ausdrücklich berücksichtigt.

Das in Kapitel 4 vorgestellte Energiemodell versucht, die beiden Schwächen zu umgehen.

4 Formulierung des Optimierungsmodells

4.1 Grundlagen der Linearen Optimierung

Die lineare Optimierung ist ein Instrument des Operation Research, dessen Einsatzgebiet unter anderem die Bestimmung optimaler Produktionsprogramme ist. Somit ist sie ideal für die Bestimmung des optimalen Strommix geeignet. Ein lineares Optimierungsproblem besteht aus einer Zielfunktion, die es unter Nebenbedingungen zu maximieren oder minimieren gilt. Sowohl die Zielfunktion als auch die Nebenbedingungen (Restriktionen) nehmen dabei eine lineare Gestalt an (vgl. Koop & Moock, 2018, S. 33 f.).

Nach Hochstättler (2017, S. 11) heißt

$$\begin{aligned} \max \quad & \underline{c}^T \underline{x} \\ \text{s.t.} \quad & A\underline{x} \leq \underline{b} \\ & \underline{x} \geq \underline{0} \end{aligned} \tag{4.1}$$

ein lineares Optimierungsproblem in symmetrischer Form. Dabei gilt „ $A \in \mathbb{R}^{m \times n}, b \in \mathbb{R}^m, b \geq 0$ und $c \in \mathbb{R}^n$ “ (Hochstättler, 2017, S. 10). Ziel ist es, die Entscheidungsvariablen im Vektor \underline{x} so zu optimieren, dass die Zielfunktion $\underline{c}^T \underline{x}$ maximiert wird. Der Ausdruck $A\underline{x} \leq \underline{b}$ gibt – unter Ausschluss der Nichtnegativitätsbedingung $\underline{x} \geq \underline{0}$ – alle Nebenbedingungen des Optimierungsproblems an, die befolgt werden müssen. Der Variablenvektor \underline{b} gibt die rechte Seite der Ungleichungen an und $A = (a_{ij})$ ist die Koeffizientenmatrix.

4.2 Methoden

Das nachstehende Modell soll den optimalen Strommix Deutschlands im Jahr 2030 berechnen. Für die Lösung des linearen Optimierungsproblems wurde der Simplex-Algorithmus in Microsoft Excel verwendet. Zur Validierung der Ergebnisse wurde zudem das „lpSolve“-Package in R herangezogen. Beide Applikationen wurden bereits erfolgreich in der Energiemodellierung angewendet. So nutzten Boßmann und Staffell (2015) zur Untersuchung der zukünftigen Stromnachfrage in Deutschland und Großbritannien das Modell DESSTinEE (Demand for Energy Services, Supply and Transmission in Europe), welches in Excel implementiert ist. Das von der NREL entwickelte ReEDS-Modell (Regional Energy Deployment System) wurde unter anderem von Wisser et al. (2016) unter Hilfestellung von Excel und R verwendet, um die Nutzung von Solarenergie in den

Vereinigten Staaten unter ökologischer und öffentlich-gesundheitlicher Perspektive zu bewerten.

In einer komparativ-statischen Analyse werden die Nebenbedingungen angepasst, um verschiedene Fälle und Szenarien zu simulieren. Insgesamt werden drei Fälle (R, S, 0) mit jeweils vier Szenarien (B, A, EG, AEG) berechnet. Die Fälle R und S beziehen sich auf die Geschwindigkeit des Ausbaus konventioneller Energieträger I^{eKE} . Im Fall R reduziert sich die installierte Kapazität I^{eKE} gemäß des geplanten Kohleausstiegs (siehe Abbildung 7.1b und Tabelle 7.1) und im Fall der Stagnation S erhöht sich die Erzeugungskapazität der konventionellen Energieträger I^{eKE} nicht im Vergleich zum Basisjahr 2020. Im Fall 0 fällt die Restriktion der erneuerbaren Energien (4.13) weg.

Das Basisszenario (B) entspricht dem Soll-Zustand des Strommix im Jahr 2030. Hierbei werden alle Energieträger bis auf Kernenergie betrachtet, da Deutschland – wie in Abschnitt 2.3 besprochen – Ende des Jahres 2022 den Ausstieg aus der Atomkraft vollziehen wird. Das Atomkraftszenario (A) soll untersuchen, wie der optimale Mix ceteris paribus unter Berücksichtigung von Atomkraft aussieht. Das Erdgasszenario (EG) schließt ceteris paribus Erdgas (und Atomkraft) aus. Hingegen ist Szenario (AEG) ein Hybrid aus den Szenarien (A) und (EG).

Die für die Kalkulationen notwendigen Input-Daten sind in den Tabellen 7.1, 7.2 und 7.3 aufgelistet.

4.2.1 Zielfunktion

Im nachfolgenden Abschnitt soll die Zielfunktion definiert werden. Sie ist eine Kostenfunktion, die es im linearen Optimierungsproblem zu minimieren gilt ($\min \underline{c}^T \underline{x}$). Zwar wird in Formel (4.1) die Zielfunktion maximiert, allerdings kann ein jedes Maximierungsproblem durch die Umkehr der Vorzeichen in ein Minimierungsproblem umgewandelt werden (vgl. Hochstättler, 2017, S. 9 f.).

Um den geeigneten Strommix auf Basis der Kostenminimierung zu finden, sollten zunächst die relevanten Kostenstellen definiert werden. In Anlehnung an Geem und Kim (2016) sind die bedeutenden Kostenstellen der Stromproduktion die Konstruktions- bzw. Baukosten $Cost_{Const}$, Instandhaltungs- und Organisationskosten $Cost_{O\&M}$, Brennstoffkosten $Cost_{Fuel}$ sowie Kosten der CO_2 -Emissionen $Cost_{CO_2}$. Letztgenannte Kosten repräsentieren die negativen Externalitäten des Klimawandels, die in diesem Falle durch den EU-Emissionshandel (EU ETS) internalisiert werden. Im Gegensatz zu Geem und Kim (2016) wird in die Zielfunktion (4.2) eine weitere Kostenstelle hinzugefügt, denn die Speicherkosten $Cost_{Storage}$ gewinnen mit dem Fortschreiten der Energiewende an Bedeutung.

$$Cost_{Total} = Cost_{Const} + Cost_{O\&M} + Cost_{Fuel} + Cost_{CO_2} + Cost_{Storage} \quad (4.2)$$

Diese Form der Zielfunktion ist ideal zur Darstellung der einzelnen Kostenstellen; allerdings ist

sie für das Optimierungsproblem ungeeignet, da so die Entscheidungsvariablen Q_t^e nicht sichtbar sind. Erst durch das Betrachten der einzelnen Summanden erkennt man sie.

$$Cost_{Const} = \sum_e C_{Const}^e \cdot I_t^e, \quad (4.3)$$

$$e \in \{A, SK, BK, EG, WindOn, WindOff, PV, H_2O\}$$

C_{Const}^e (USD/MW) sind die fixen Baukosten aufgeschlüsselt auf Megawatt. I_t^e ist die installierte Leistung (MW) eines Kraftwerks, einer Anlage oder eines Windparks des Energieträgers e im Jahr t . Im Modell werden folgende Energieträger e berücksichtigt: Kernenergie (A), Steinkohle (SK), Braunkohle (BK), Erdgas (EG), Windkraft an Land ($WindOn$) sowie vor der Küste ($WindOff$), Lichtenergie mittels Photovoltaik (PV) und Wasserkraft (H_2O). Die Konstruktionskosten haben bei der Formulierung des Modells eine besondere Stellung, denn diese fallen immer an, unabhängig davon wie viel Strom durch die Anlage oder das Kraftwerk produziert wird. Sie würden somit eigentlich in der Form von Formel (4.3) als Konstante von dem Simplex-Algorithmus ignoriert werden. Damit sie trotzdem in diesem Modell zumindest teilweise berücksichtigt werden, kann man I_t^e als Funktion der Entscheidungsvariable Q_t^e darstellen: $I_t^e = Q_t^e + x_t^e$. Dabei hat x_t^e die Funktion ähnlich einer Schlupfvariablen, die genau so groß ist, dass die Gleichung gilt. Q_t^e gibt die von der installierten Kapazität I_t^e tatsächlich genutzte Erzeugungsleistung des Energieträgers e zum Zeitpunkt t wieder. Daraus ergibt sich

$$Cost_{Const} = \sum_e C_{Const}^e \cdot (Q_t^e + x_t^e) = \sum_e C_{Const}^e \cdot Q_t^e + C_{Const}^e \cdot x_t^e, \quad (4.4)$$

$$e \in \{A, SK, BK, EG, WindOn, WindOff, PV, H_2O\}.$$

Die Organisations- und Instandhaltungskosten $Cost_{O\&M}$ lassen sich wie folgt berechnen:

$$Cost_{O\&M} = \sum_e C_{O\&M}^e \cdot Q_t^e \cdot \tau^e, \quad (4.5)$$

$$e \in \{A, SK, BK, EG, WindOn, WindOff, PV, H_2O\}.$$

$C_{O\&M}^e$ (USD/MWh) sind die aufgeschlüsselten fixen Organisations- und Instandhaltungskosten des Energieträgers e und τ^e ist der Nutzungsgrad in Volllaststunden (h).

$$Cost_{Fuel} = \begin{cases} \sum_e C_{Fuel}^e \cdot Q_t^e \cdot \tau^e, & \text{für } e = e_{KE}, \\ 0, & \text{für } e \neq e_{KE} = e_{EE}, \end{cases} \quad (4.6)$$

$$e_{KE} \in \{A, SK, BK, EG\}; e_{EE} \in \{WindOn, WindOff, PV, H_2O\},$$

bildet die Brennstoffkosten ab, wobei C_{Fuel}^e (USD/MWh) die variablen Brennstoffkosten für die Menge des Energieträgers e ist, die benötigt wird, um eine Megawattstunde elektrische Energie zu erzeugen. Das Sonnenlicht und der Wind sind rein öffentliche Güter und das Wasser ist ein Allmendegut. Beide Güterarten sind nicht ausschließbar, d. h. für sie muss nicht zwingend gezahlt

werden. Daraus folgt $C_{Fuel}^{eEE} = 0$, wodurch die gesamte Gleichung $Cost_{Fuel}$ für alle e_{EE} gleich Null wird.

Die CO_2 -Kosten lassen sich wie in Formel (4.7) dargestellt kalkulieren:

$$Cost_{CO_2} = \sum_e C_{CO_2} \cdot Q_t^e \cdot \tau^e \cdot R^e, \quad (4.7)$$

$$e \in \{A, SK, BK, EG, WindOn, WindOff, PV, H_2O\}.$$

Während C_{CO_2} (USD/t CO_2) die variablen Kosten eines CO_2 -Zertifikats abbildet ist R^e (t CO_2 /MWh) die Emissionsrate eines Energieträgers e .

Im Gegensatz zu den zuvor genannten vier Kostenstellen sind die (zukünftigen) Kosten der Speicherung $Cost_{Storage}$ unbekannt und werden in dem Modell nur durch Schätzung kalkuliert. Um die genauen bzw. optimalen Speicherkosten abbilden zu können, müsste ein separates Optimierungsproblem erstellt werden, welches den optimalen Mix der Speichertechnologien ermittelt. Da ein solches Vorgehen den Umfang der Bachelorarbeit übersteigen würde, wird angenommen, dass sich die Speicherkosten wie in Formel 4.8 ermitteln lassen.

$$Cost_{Storage} = \begin{cases} a_{stored} \cdot \sum_e \overline{C_{Storage}^e} \cdot Q_t^e, & \text{für } e = e_{EE_2}, \\ 0, & \text{für } e \neq e_{EE_2}, \end{cases} \quad (4.8)$$

$$e_{EE_2} \in \{WindOn, WindOff, PV\};$$

$$\overline{C_{Storage}^e} = \frac{1}{n_s} \sum_s^{n_s} C_{Storage}^s \cdot \tau^s, \quad s \in \{BESS, PSH, HESS\}$$

$\overline{C_{Storage}^e}$ (USD/MW) ist das arithmetische Mittel der drei Speichertechnologien Batteriespeichersysteme (Battery Energy Storage Systems, BESS), Pumpspeicherkraftwerke (Pumped Storage Hydropower, PSH) und Wasserstoffspeichersysteme (Hydrogen Energy Storage Systems, HESS). Speichertechnologien werden oftmals in drei Typen eingeteilt: Stunden-, Tages- und Monatsspeicher. In Formel (4.8) werden diese drei Typen durch jeweils einen technologischen Vertreter repräsentiert. So eignen sich Batterien als Kurzzeitspeicher, Pumpspeicherkraftwerke dienen in diesem Modell als Tagesspeicher und Wasserstoff speichert Energie langfristig (siehe Tabelle 7.3). In dieser Arbeit beschränken sich die BESS-Technologien ausschließlich auf Lithium-Ionen-Batterien. $C_{Storage}^s$ (USD/MWh) sind die Kosten der Energiespeicherung durch Technologie s . Die Speicherdauerzeit der Technologie s wird durch τ^s (h) modelliert.

Durch konventionelle Energieträger produzierter Strom muss nicht zwangsläufig gespeichert werden. Aus diesem Grund werden diese Energieträger e_{KE} analog zu Formel (4.6) nicht berücksichtigt. Allerdings gilt das auch für die erneuerbare Energie Wasserkraft. Laufwasserkraftwerke stauen in der Regel kein Wasser auf und Pumpspeicherkraftwerke sind in Formel (4.8) zwar nicht explizit als Energieträger e , dafür aber implizit als Speichertechnologie s berücksichtigt. Der Fak-

tor $a_{stored} = 0,18$ modelliert, dass nicht jede Megawattstunde Strom gespeichert werden muss. Das ist vor allem richtig bei einem hohen Anteil erneuerbarer Energien am Strommix. An besonders sonnigen und windigen Tagen wird überschüssiger Strom eingespeichert oder exportiert. Dieses Modell ignoriert jedoch letztgenannten Fall. Der übrige Anteil des produzierten Stroms wird direkt in das Netz eingespeist. Child, Bogdanov und Breyer (2018) untersuchten die Energiewende hin zu 100 Prozent regenerativen Energien in Europa bis 2050. Abhängig von dem betrachteten Szenario betrug dabei das Verhältnis der Kapazität von Speichertechnologien zu der Stromnachfrage etwa 15 bis 18 Prozent. Erdgasspeicher wurden bei dieser Statistik ausgenommen. Es wird angenommen, dass die Ergebnisse von Child et al. (2018) auch auf Deutschland annähernd anwendbar sind.

Nach Einsetzen und Umformen der Formeln (4.4) bis (4.8) in die Funktion (4.2) nimmt die Zielfunktion folgende Form an:

$$Cost_{Total} = \sum_e C_{Const}^e x_t^e + Q_t^e \left[C_{Const}^e + C_{O\&M}^e \cdot \tau^e + C_{Fuel}^e \cdot \tau^e + C_{CO_2} \cdot \tau^e \cdot R^e + \overline{C_{Storage}^e} \cdot a_{stored} \right], \quad (4.9)$$

$$e \in \{A, SK, BK, EG, WindOn, WindOff, PV, H_2O\}$$

Um nachvollziehen zu können, welche Kostenstellen für welchen Energieträger anfallen, eignen sich auch die Darstellungsweisen der Gleichungen (7.1) und (7.2). Das vollständige Optimierungsproblem ist in den Formeln (7.3) und (7.4) abgebildet. Die R-Code-Vorlage für die Berechnungen ist ebenfalls im Anhang.

4.2.2 Restriktionen

Als nächstes müssen die Nebenbedingungen $Ax \leq b$ (Formel (4.1)) bestimmt werden. Die Zielfunktion (4.9) ist durch vier Nebenbedingungen beschränkt. Zum einen muss die Versorgungssicherheit garantiert sein. Das Modell geht von einem geschlossenen System aus. In der realen Welt gibt es durch den grenzüberschreitenden Stromhandel einen europäischen Strombinnenmarkt, der in diesem Modell ausgeklammert wird.

$$\sum_e Q_t^e \cdot \tau^e \geq \psi \cdot \omega \cdot D_t, \quad (4.10)$$

$$e \in \{A, SK, BK, EG, WindOn, WindOff, PV, H_2O\}$$

Formel (4.10) bildet die Nachfrage-Restriktion. Die Bruttostromerzeugung (linke Seite der Gleichung) muss mindestens genauso groß sein wie die Nachfrage (rechte Seite der Gleichung). Im Gegensatz zu Geem und Kim (2016) greift dieses Modell auf die Brutto- und nicht Nettostromerzeugung zurück, da die Ziele der Bundesregierung hinsichtlich des Bruttostromverbrauchs formuliert sind. $\psi = 1,1$ ist ein Faktor, der die Versorgungssicherheit garantieren soll. Wie in Abschnitt 2.3 dargestellt, gibt es zwar Ziele, wie hoch der Stromverbrauch zum Zeitpunkt t sein soll;

das heißt aber nicht, dass die Ziele stets eingehalten werden können. Um die Versorgung auch bei einer Divergenz von 10 Prozent sicherstellen zu können, wurde deshalb die Variable ψ eingeführt. Abweichend von Geem und Kim (2016) wird die Restriktion auch durch den Faktor ω erweitert, denn das Modell berücksichtigt nicht alle Energieträger e , die in der realen Welt Teil des Strommix sind. So ignoriert es aus Gründen fehlender Daten etwa Biomasse, dessen Beitrag zum Strommix gemäß BDEW (2021c) im Jahr 2020 7,4 Prozent betrug (siehe Abbildung 7.6). Der Anteil der vom Modell berücksichtigten Energieträger am Gesamtstrommix betrug also im Jahr 2020 $\omega = \frac{493,368 \text{ TWh}}{568 \text{ TWh}} \approx 86,86\%$ (vgl. BDEW, 2021a, 2021b). Unter der Annahme, dass dieser Wert konstant bleibt, wird die Nachfrage D_t um $(1 - \omega) \cdot D_t$ reduziert. Ohne Berücksichtigung von ω müssten die übrigen Energieträger e den Wegfall der unberücksichtigten Energien kompensieren, wofür mehr elektrische Leistung benötigt wird. Da womöglich dafür die installierten Kapazitäten I_t^e nicht ausreichen würden, fände der Algorithmus durch das Scheitern an Restriktion (4.11) unter Umständen keine Lösung. Die Variable ω ist also imperativ für die Lösung des Problems.

$$\begin{aligned} Q_t^e \cdot \tau^e \leq I_t^e \cdot \tau^e &\Leftrightarrow Q_t^e \leq I_t^e, \\ e \in \{A, SK, BK, EG, WindOn, WindOff, PV, H_2O\} \end{aligned} \quad (4.11)$$

Um zu verhindern, dass der Algorithmus allein den kostengünstigsten Energieträger auswählt und ihn den gesamten Strom produzieren lässt, wird eine Kapazitätsbeschränkung (4.11) eingeführt. Wie in Formel (4.4) implizit berücksichtigt, kann also für die Stromerzeugung nicht mehr elektrische Leistung genutzt werden als vorhanden ist.

Außerdem gilt auch die Nichtnegativitätsbedingung (4.12), denn der Definitionsbereich für Q_t^e ist $\mathbb{D} = \mathbb{R}_+$. Es kann schließlich kein negativer Strom produziert werden.

$$\begin{aligned} Q_t^e &\geq 0, \\ e \in \{A, SK, BK, EG, WindOn, WindOff, PV, H_2O\} \end{aligned} \quad (4.12)$$

Viele Zielsetzungen der Energiewende beziehen sich auf erneuerbare Energien. Um diese abzubilden, wurde die EE-Restriktion (4.13) formuliert.

$$\begin{aligned} \sum_{e_{EE}} Q_t^{e_{EE}} \tau^{e_{EE}} &\geq a_t^{EE} \cdot \sum_e Q_t^e \tau^e, \\ e_{EE} \in \{WindOn, WindOff, PV, H_2O\} \end{aligned} \quad (4.13)$$

Die aggregierte Menge des von regenerativen Energien produzierten Stroms (linke Seite) soll einen bestimmten Anteil der Gesamtbruttostromerzeugung (rechte Seite) nicht unterschreiten. Die Nebenbedingung kann beliebig angepasst werden, indem für $0 \leq a_t^{EE} \leq 1$ der gewünschte Anteil von erneuerbaren Energien am Strommix eingesetzt wird. Gemäß des Osterpakets soll er in acht Jahren $a_{2030}^{EE} = 0,8$ betragen.

Die Ergebnisse sind unter anderem in den Tabellen 7.5 – 7.8 einsehbar.

5 Ergebnisse

5.1 Fall 1: Reduktion von I^{eKE} (R)

5.1.1 Interpretation der Ergebnisse

Die Ergebnisse von Fall R sind in Abbildungen 7.8 und 7.9 zusammengefasst. Im Basisszenario (R-B) produzieren Photovoltaik-Anlagen und Offshore- sowie Onshore-Windparks zur vollen Kapazität Strom. Auch Wasserkraft ist beinahe vollständig ausgelastet. Unter Betrachtung des Anteils erneuerbarer Energien am Strommix von 80 Prozent impliziert dies, dass Wasser bis zu dem Grad Strom erzeugt, bis die Nebenbedingung (4.13) erfüllt ist. Wasser scheint also die teuerste regenerative Form der Stromerzeugung zu sein. Die restlichen 20 Prozent des benötigten Stroms wird mittels Erdgases zu 13,87 Prozent und Braunkohle zu 5,67 Prozent produziert. Auch Steinkohle ist mit einem geringen Anteil von weniger als 0,5 Prozent an der Stromerzeugung beteiligt. Wird Atomkraft in das Modell mit eingenommen (R-A), so verändern sich die Ergebnisse im Vergleich zum Szenario B nur minimal. Der einzige Unterschied besteht darin, dass Steinkohle durch Kernenergie im Mix verdrängt wird.

Für das Szenario R-EG konnte der Algorithmus keine optimale Lösung finden. Grund dafür ist der Verstoß gegen die Nachfragerestriktion (4.10). Es produzieren alle Energieträger zur vollen Auslastung Strom, wodurch eine aggregierte Menge von 628,61 TWh erreicht wird. Die Nachfrage von 716,60 TWh kann somit nicht gedeckt werden. Insgesamt wird also nur 87,7 Prozent des prognostizierten Bruttostromverbrauchs gedeckt (siehe Abbildung 7.9a). Der Wegfall von Erdgas wird teilweise durch eine erhöhte Stromproduktion von zunächst Steinkohle und dann Wasser substituiert; sie können weitere 11,37 TWh elektrische Energie produzieren. Dies entspricht etwa einem Zehntel des Stroms, der durch den Ausfall von Erdgas wegfällt. Somit bleibt allerdings immer noch eine Differenz von 87,99 TWh. Auch bei der Hinzunahme von Atomenergie in Szenario R-AEG wird keine optimale Lösung erreicht. Ähnlich wie in Szenario R-EG erreicht die Bruttostromerzeugung nicht den Bruttostromverbrauch. Immerhin kann der Bedarf zu 96,2 Prozent gedeckt werden.

Die Aussage, dass Wasser der teuerste erneuerbare Energieträger ist, ist wenig überraschend. Betrachtet man das Starttableau des Simplex-Algorithmus (siehe R-Code im Anhang), so fällt auf, dass die Kosten des Energieträgers Wasser von 8.101.056,80 USD/MW mit Abstand am höchsten sind. Verfolgt man den gleichen Ansatz, so wird man jedoch auf einen Widerspruch treffen. Denn in Szenario R-EG wird im Vergleich zu Szenario R-B Erdgas zuerst durch Braunkohle, dessen Kosten bei 2.420.135,00 USD/MW liegen, und dann durch Steinkohle substituiert. Dabei ist Strom aus Steinkohle mit Kosten von 1.805.540,60 USD/MW um 25 Prozent günstiger als Braunkohlestrom. Das liegt daran, dass die Kosten in USD/MW nicht die korrekte Größe ist, um die Kosten der Energieträger zu vergleichen, auch wenn sie explizit in der Zielfunktion ausgewiesen

sind. Sie bilden nämlich nur die Kosten der elektrischen Leistung ab; die Einheit für elektrische Energie E ist aber kWh bzw. MWh. Die Stückkosten der elektrischen Leistung (USD/MW) müssen also noch mit der Zeit (h) dividiert werden. Weil Steinkohle mit $\tau^{SK} = 1.830$ Volllaststunden einen vergleichsweise niedrigen Nutzungsgrad besitzt, werden die Stückkosten der elektrischen Leistung auch nur auf die wenigen Stunden aufgeteilt (vgl. Tabelle 7.1). Dies resultiert in höhere Kosten der Stromerzeugung (USD/MWh); sie sind mit 986,63 USD/MWh deutlich höher als bei jedem anderen Energieträger (siehe Tabelle 7.8). So sind sie 80 Prozent höher als bei Braunkohle und entsprechen 240 Prozent der Kosten von Erdgas. Aus diesem Grund verdrängt in Szenario R-A nukleare Energie die Steinkohle aus dem Strommix.

Dass der Bedarf in den Szenarien R-EG und R-AEG nicht gedeckt werden kann, liegt an der inhärenten Annahme des Falls R, dass die installierten Kapazitäten für Braun- und Steinkohle zum Jahr 2030 auf jeweils $I_{2030}^{BK} = 8.800$ MW und $I_{2030}^{SK} = 8.000$ MW abnehmen (vgl. Abbildung 7.1b und Tabelle 7.1). Deshalb wird weniger Strom aus den fossilen Energieträgern produziert, sodass die Nachfrage nicht gedeckt werden kann. Das ist auch die Ursache für das Überschreiten der EE-Restriktion (4.13). Der Anteil regenerativer Energien am Strommix steigt in Szenario R-EG auf mehr als 90 Prozent (vgl. Abbildung 7.8c).

5.1.2 Vergleich mit dem Strommix 2020

Entsprechend der Energiewende und den Ausbauzielen der Bundesregierung steigt gemäß der EE-Nebenbedingung (4.13) der Anteil erneuerbarer Energien von 40,4 Prozent auf mindestens 80 Prozent in Szenarien R-B und R-A und verdoppelt sich somit fast. Dabei nehmen Photovoltaik und Onshore-Windparks ungefähre Anteile von 30 Prozent an und machen zusammen etwa drei Viertel der regenerativen Energien aus. Aufgrund den in Abschnitt 5.1.1 beschriebenen hohen Stromerzeugungskosten kann sich Steinkohle in den vier Szenarien nicht behaupten und reduziert seinen Anteil am Strommix von 8,72 Prozent im Jahr 2020 auf 0,46 Prozent im Basis-Szenario (R-B). Auch wenn nukleare Energie den fossilen Energieträger in Szenario R-A substituiert, so ist sie dennoch teurer als Braunkohle und Erdgas und nimmt nur eine untergeordnete Rolle als Stromlieferant an. Im Jahr 2030 würde sie nur knappe fünf Prozent des Niveaus vom Jahr 2020 produzieren. Nur in den Szenarien R-EG und R-AEG, wo aufgrund des Wegfallens von Erdgas nur unzureichend Strom produziert wird, können Steinkohle und Kernenergie ihre Anteile auf jeweils 2,12 und 8,81 Prozent erhöhen. Die Resultate aus den letzten beiden Szenarien sind jedoch unbefriedigend; aus ihnen lässt sich ableiten, dass Erdgas unabdingbar für eine vollständig autarke Stromproduktion ist. Ohne den Energielieferanten übersteigt die Nachfrage die Inlandsstromproduktion. Durch den Krieg in der Ukraine ist nun allerdings die Versorgungssicherheit mit Erdgas gefährdet und wird eine knappe Ressource. Anders als in der Stromerzeugung ist sie in anderen Bereichen und Industrien nicht oder nur sehr aufwändig substituierbar. Bei einer Knappheit wäre es also strategisch günstig, den Energieträger dort zu sparen, wo er ersetzt werden kann. Dazu gehört die Stromerzeugung. Der theoretisch mögliche Verzicht auf Erdgas im Stromsektor und die Ergebnisse der

Szenarien R-EG und R-AEG, dass Gas obligatorisch für eine unabhängige Stromproduktion ist, stehen im Widerspruch. Aus diesem Grund wird in Abschnitt 5.2 untersucht, wie der optimale Strommix unter der Annahme der Bereitstellung der installierten Erzeugungskapazität vom Jahr 2020 I_{2020}^{eKE} aussieht (Fall S). Es wird vermutet, dass in den Szenarien S-EG und S-AEG genügend Strom mittels anderer konventioneller Energieträger erzeugt werden kann, dass beim Ausschluss von Erdgas keine Gefahr der Stromknappheit besteht.

5.2 Fall 2: Stagnation von I^{eKE} (S)

5.2.1 Interpretation der Ergebnisse

In Abschnitt 5.1 wurden die Ergebnisse der Berechnungen unter der Annahme eines Abbaus konventioneller Energieträger ($\frac{dI_t^{eKE}}{dt} < 0$) analysiert. In einigen Szenarien führt das dazu, dass die Stromnachfrage nicht mehr gedeckt werden kann. Mit den geplanten Ausstiegen aus der Kernenergie zum Jahr 2023 und der Kohleverstromung bis spätestens 2038 bleibt Erdgas als einziger nicht-erneuerbarer Energieträger im Strommix. Wie verändern sich die Resultate aus Fall R wenn der Abbau der elektrischen Leistung von Kohlekraftwerken bis 2030 stattdessen stagniert ($\frac{dI_t^{eKE}}{dt} = 0$)?

Die Ergebnisse aus Szenario S-B ähneln sich mit denen von R-B. Allerdings erhöht sich der Anteil von Braunkohle und verdrängt Steinkohle vollständig aus dem Strommix (vgl. Abbildungen 7.10a und 7.8a). Dieses Ergebnis ändert sich auch nicht in Szenario S-A. Die zur Verfügung stehende elektrische Leistung von Braunkohlekraftwerken ist ausreichend, um die Nachfrage zu bedienen. Aus diesem Grund muss nicht auf teurere Atomenergie zurückgegriffen werden. Im Szenario S-EG wird angenommen, dass Erdgas nicht zur Verfügung steht. Deshalb greift der Algorithmus sofort auf Braunkohle als Energieträger zurück. Die Kapazitäten I_{2030}^{BK} allein sind nicht suffizient, weshalb als nächstes Steinkohle für die Stromerzeugung verwendet wird (siehe Abbildung 7.11). In Abbildung 7.10c erkennt man, dass sich auch der Anteil von Wasser am Strommix bis zur vollen Auslastung erhöht. Tatsächlich erzeugen alle Energieträger bei einer 100-prozentigen Auslastung Strom. Nichtsdestotrotz wird die Richtgröße von 716,6 TWh knapp verpasst. Zur vollen Abdeckung des Bruttostromverbrauchs fehlen weitere 0,5 Prozentpunkte. Es existiert also keine optimale Lösung durch die Nichterfüllung der Nachfrage-Restriktion (4.10). Immerhin wird im Vergleich zu Szenario R-EG, in welchem die Nachfrage auch nicht gedeckt werden kann, wesentlich mehr Strom produziert (vgl. Abbildung 7.8c und 7.10c). Allerdings kann durch die Hinzunahme von nuklearer Energie der Bedarf im Vergleich zu den Szenarien S-EG und R-AEG gedeckt werden. Die Stückkosten der elektrischen Energie (USD/MWh) von Kernenergie sind auch wesentlich geringer als die von Steinkohle. Sie entsprechen nur knapp 57 Prozent der Kosten des fossilen Energieträgers. Im Vergleich zu Fall R ist die installierte Last in Fall S ausreichend, um die Nachfrage in Szenario AEG zu decken.

5.2.2 Vergleich mit dem Strommix 2020

Vergleicht man Abbildungen 7.10 und 7.11a mit den Abbildungen 7.6 und 7.7, so stellt man fest, dass sich der Anteil der Kernenergie am Strommix auf jeden Fall (in jedem Szenario) verringert. Die Stromerzeugung mittels nuklearer Energie nimmt auch im Vergleich zu Fall R ab (siehe Abbildungen 7.9a und 7.11a). In beiden Fällen (R und S) verringert sich auch der Anteil von Steinkohle am Strommix. Als kostenintensivster Energieträger nimmt er nur eine untergeordnete Rolle ein und wird hauptsächlich zur Erhaltung der Versorgungssicherheit in den Szenarien EG und AEG benötigt. Vergleicht man das Basisjahr 2020 (siehe Abbildungen 7.6 und 7.7) mit den Fällen R und S (siehe Abbildungen 7.9 und 7.11), wird man feststellen, dass sich der Anteil von Erdgas an der Stromerzeugung verringert. Ursache dafür ist aber nicht eine abnehmende Bedeutung des Energieträgers, sondern das zukünftige Wachstum des Stromverbrauchs, das hauptsächlich durch fluktuierende erneuerbare Energien gedeckt werden soll. Die absolute Menge produzierten Stroms durch Gasturbinen steigt sogar um mehr als vier Terrawattstunden und beträgt in den Szenarien S-B und R-B 99,362 TWh. Somit bleibt Erdgas ein essenzieller Pfeiler in der Stromerzeugung und produziert in allen Szenarien, in denen er vorkommt, zur vollen Auslastung Strom. In Szenarien, in denen er nicht zum Einsatz kommt, wird er durch Braunkohle und Atomstrom substituiert (siehe Abbildung 7.11a). Sollte dies nicht ausreichen oder steht letztgenannter Primärenergieträger nicht zur Verfügung, so wird der Strommix wie in Abbildungen 7.9 und 7.11 durch Steinkohle ergänzt.

Aufgrund von Nebenbedingung (4.13) ändert sich der Anteil erneuerbarer Energien am Strommix bei optimalen Lösungen nicht. Dabei ist die Restriktion nach oben geöffnet; die 80-Prozent-Marke könnte theoretisch jederzeit überschritten werden. Jedoch erreichen die regenerativen Energien nur dann einen Anteil a_{2030}^{EE} von mehr als 80 Prozent (Abbildungen 7.8 und 7.10), wenn durch die anderen Energieträger nicht genügend Strom erzeugt wird (Abbildungen 7.9a und 7.11a). Wasser ist der kostenaufwendigste Energieträger für die Umwandlung von elektrischer Energie. Aus diesem Grund produziert er nur unter äußersten Umständen mehr Strom als er für die Erreichung der Nebenbedingung (4.13) eigentlich müsste. Ansonsten stehen andere kostengünstigere Alternativen zur Stromgewinnung zur Verfügung. An dieser Stelle kann folgende Frage aufgeworfen werden: Wie sieht der optimale Strommix im Jahr 2030 aus, wenn es keine Vorgaben bezüglich den Anteils erneuerbarer Energien a_{2030}^{EE} am Strommix gibt?

5.3 Fall 3: Keine EE-Restriktion (0)

Für das Untersuchen dieser Forschungsfrage wurden die Szenarien B, A und AEG ausgewählt und jeweils für die Fälle R und S untersucht. Das Szenario EG wurde nicht verwendet, da die Ergebnisse aus R-EG und S-EG bereits Aufschlüsse darüber geben, dass alle Kraftwerke zur vollen Auslastung Strom produzieren; die Öffnung der EE-Nebenbedingung (4.13) würde an dem Ergebnis nichts verändern.

Für das Basisszenario 0-RB verringert sich der Anteil erneuerbarer Energien am Strommix im Ver-

gleich zu R-B auf 78,42 Prozent (vgl. Abbildung 7.12a). Nichtsdestotrotz reduziert sich der Anteil regenerativer Energien nur minimal und ist nicht weit von der 80-Prozent-Benchmark entfernt. Jeder Energieträger bis auf Wasser erzeugt bei voller Auslastung Strom. Während im Vergleich zu Szenario R-B der Anteil von Wasser am Strommix in Szenario 0-RB um 1,58 Prozentpunkte abnimmt, steigt der Anteil von Steinkohle um denselben Betrag. Wasserkraft weicht also der kostengünstigeren Steinkohle. Der Anteil der anderen Energien bleibt unberührt. Im Szenario 0-RA wird hingegen gar keine Energie aus Wasserkraft umgewandelt. Auch die Photovoltaik-Anlagen sind nicht mehr hundertprozentig ausgelastet (vgl. Abbildung 7.13b); es werden lediglich 93,1 Prozent der Kapazitäten zur Stromgewinnung genutzt. Dafür ist Atomkraft voll ausgelastet und fester Bestandteil des Strommix. Kann Erdgas aus exogenen Gründen kein Teil des Strommix sein (Szenario 0-RAEG), so müssen zur Kompensation alle Kraftwerke Strom erzeugen. Dennoch reicht die verfügbare elektrische Last nicht aus, um die gesamte benötigte Menge Strom zu produzieren (vgl. Abbildung 7.13a).

Betrachtet man das Basisszenario 0-SB, so stellt man fest, dass im Vergleich zum Szenario S-B der Anteil grüner Energien zugunsten der fossilen Energien abnimmt. Er beträgt nur noch knappe 67 Prozent und besteht aus Wind- sowie Solarkraft, wovon letztgenannter Energieträger nur noch 24,11 Prozent ausmacht (vgl. Abbildung 7.12b). Stattdessen verdoppelt sich der Anteil von Braunkohle von 6,13 auf 13,33 Prozent. Wie in Szenario 0-RB auch, wird Steinkohle im Szenario 0-SB wieder in den Energiemix aufgenommen. Sein Anteil ist mit mehr als sechs Prozent fast dreimal so hoch wie in Szenario 0-RB. Auch in Szenario 0-SA wird Wasserkraft aus dem Energiemix verdrängt. Der Anteil von Photovoltaik verschmälert sich zudem um 8,48 Prozentpunkte, weil sie von der nuklearen Energie verdrängt wird. Im Gegensatz dazu erzeugen die Photovoltaik-Anlagen in Szenario 0-SAEG bei Nutzung der gesamten Kapazität Strom und um die Nachfrage vollständig zu decken, wird auch eine kleine Last von Wasserkraft verwendet. Sie machen nur 0,10 Prozent des Strommix aus (vgl. Abbildung 7.12f).

Beide Szenarien-Reihen S (0-SB, 0-SA, 0-SAEG) und R (0-RB, 0-RA, 0-RAEG) des Falls 0 kommen auf die gleichen Ergebnisse: Sofern es keine Zielvorgaben für den Anteil regenerativer Energien am Strommix gibt (Nebenbedingung (4.13)), wird in keinem der betrachteten Szenarien die Benchmark von 80 Prozent erreicht. Zwar machen die erneuerbaren Energien im Fall 0-RAEG (Abbildung 7.12e) rund 83 Prozent des Mix aus, allerdings ist das Resultat nicht überzeugend, da in diesem Szenario alle Anlagen zur vollen Auslastung Strom erzeugen (vgl. Abbildung 7.13b). Der benötigte Bedarf wird dennoch nicht gedeckt (siehe Abbildung 7.13a) und folglich existiert kein optimales Ergebnis. Die konventionellen Energieträger sind wesentlich kostengünstiger als die regenerativen (siehe Abbildung 7.14), sodass sie in jedem Szenario voll ausgelastet sind (vgl. Abbildung 7.13). Stehen mehr Kapazitäten für fossile und nukleare Energien zur Verfügung (Szenarien-Reihe S gegenüber Reihe R), dann verringert sich der Anteil grüner Energie entsprechend weiter, sodass er bei Hinzunahme von Atomstrom in Szenario 0-SA lediglich 58 Prozent des Strommix ausmacht. In der Szenarien-Reihe R, wo es zum geplanten Abbau der Leistung fos-

siler und Atomkraftwerke kommt, kann maximal ein Anteil von 78,42 Prozent erzielt werden. Der Abbau verfügbarer Kapazitäten I_i^e führt zu einer Linksverschiebung bzw. Verkürzung der Angebotskurve, sodass für die Deckung der gleichen Nachfrage die Last kostenintensiverer Anlagen verwendet werden muss.

Aus dem Vergleich der Szenarien-Reihen R und S lässt sich ableiten, dass der Gesetzgeber vor einem Trade-off steht. Sein Ziel ist unter anderem im Osterpaket formuliert: 80 Prozent des Bruttostromverbrauchs soll durch regenerative Energien produziert werden. Für die Erreichung der Zielsetzung stehen zwei Pfade zur Verfügung: Entweder wird die installierte Last für Atom- und Kohlekraftwerke abgebaut, um Platz für fluktuierende erneuerbare Energien zu schaffen (Szenarien-Reihe R) oder die verfügbaren Kapazitäten werden zukünftig weiterhin genutzt (Szenarien-Reihe S). Die Option des Ausbaus nuklearer und fossiler Kraftwerke wird hierbei ausgeklammert, denn wie aus den Resultaten der Szenarien-Reihe S hervorgeht, dreht sich die Tendenz des optimalen Strommix bei Zunahme der konventionellen Kraftwerkskapazitäten zugunsten der fossilen und Kernenergie. Dies ist für die Förderung des Ausbaus regenerativer Energien kontraproduktiv.

Schlägt Deutschland den ersten Pfad (Szenarien-Reihe R), so wird die 80-Prozent-Benchmark nicht ganz erreicht. Nichtsdestoweniger ist der Anteil regenerativer Energien a_{2030}^{EE} in jedem Szenario der Reihe R höher als bei dem Pendant der Szenarien-Reihe S. Dafür besteht aber auch das Risiko, dass der Gesamtstrombedarf nicht jederzeit gedeckt werden kann, wie das Szenario 0-RAEG in Abbildung 7.13a zeigt. Wird hingegen der zweite Pfad (Szenarien-Reihe S) eingeschlagen, dann verfehlt Deutschland das 80-Prozent-Ziel in höherem Maße als bei der Reihe R. Der Anteil grüner Energien bewegt sich im Intervall von etwa 60 bis 70 Prozent. Von Vorteil ist dafür, dass in jedem betrachteten Szenario die Versorgungssicherheit garantiert ist (vgl. Abbildung 7.13). Zudem sind die Kosten der Stromproduktion durch die vermehrte Nutzung von etablierten Energieträgern niedriger, wie schematisch in Abbildung 7.14 illustriert ist. Das 80-Prozent-Ziel ist also eine politische Agenda, die dem ökonomischen Gleichgewicht (noch) nicht entspricht.

6 Diskussion

6.1 Vergleich mit den Ergebnissen anderer Autoren

6.1.1 Wind- und Solarkraft werden Treiber der Energiewende sein

Eines der Hauptresultate des in der Arbeit erläuterten Optimierungsmodells ist, dass Wind- und Solarenergien Hauptträger der Energiewende sein werden. In den Basisszenarien der Fälle R und S machen Photovoltaikanlagen und Onshore-Windparks jeweils 30 Prozent der Bruttostromerzeugung aus (vgl. Abbildungen 7.8 und 7.10). Die aggregierte Menge erzeugten Stroms aus allen Windparks erreicht sogar einen Anteil von 42,55 Prozent des Strommix. Dass die beiden Technologien die kosteneffizientesten erneuerbaren Energien sind, wurde in Abschnitt 3.1 anhand des

Merit-Order-Modells erklärt. In Abbildung 7.14 wurde in Anlehnung an das Merit-Order-Modell die Treppenfunktion gezeichnet, die sich unter Berücksichtigung der in Formel 4.2 aufgezählten Kostenstellen ergeben würde. Zwar sind die etablierten Energieträger im linearen Optimierungsmodell deutlich kostengünstiger als im Merit-Order-Modell (vgl. Abbildung 7.14 und 7.3b), jedoch sind die fluktuierenden erneuerbaren Energien im Vergleich zur Wasserkraft ebenfalls wesentlich kosteneffizienter. Auch die Denkfabrik Agora Energiewende (2012) konkludiert, dass die beiden Technologien anderen Alternativen zu präferieren sind. Sie sind kostengünstiger, marktreifer und haben höhere Ausbaupotenziale (vgl. Agora Energiewende, 2012, S. 5 f.).

6.1.2 Die Rolle der Grundlast und das Refinanzierungsproblem

Auch wenn die Abbildung 7.14 die Kosten der einzelnen Energieträger gut vergleicht, entspricht sie nicht der Realität. Die Abbildung 7.3b des Merit-Order-Modells stellt sie besser dar, denn auch wenn Solar- und Windkraft höhere langfristige Grenzkosten besitzen, so bleiben sie dargebotsabhängig und produzieren ungeachtet der Kosten bei entsprechendem Wetter Strom. Wie in Abschnitt 6.1.1 festgestellt, verdrängen sie also etablierte Kraftwerke aus dem Mix und senken den Großhandelsstrompreis. Im Merit-Order-Modell stehen Investoren und Kraftwerksbetreiber vor dem Problem der Rentabilität. Da der Preis sich an die kurzfristigen variablen Kosten anpasst, können Investitionskosten nicht mehr gedeckt werden und Grundlastkraftwerke werden unwirtschaftlich. Das in der Arbeit vorgestellte Modell kommt zu einem ähnlichen Ergebnis, hier wird Steinkohle oftmals aus dem Strommix verdrängt, welches jedoch traditionell zur Mittellast gehört. Grund dafür ist die exogene Annahme des Nutzungsgrades in Volllaststunden τ^e (siehe Abbildung 7.1). Das Modell geht ursprünglich von der Annahme aus, dass der Nutzungsgrad über die Zeit für jede Technologie relativ stabil bleibt. Die Volllaststunden lassen sich nur bedingt erhöhen, da durch turnusmäßige Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten Kraftwerke vorübergehend vom Stromnetz genommen werden müssen. Dabei haben Grundlastkraftwerke von Natur aus höhere Nutzungsgrade als Spitzenlastkraftwerke. Für das Modell wurden die Volllaststunden τ_{2020}^e unter Annahme der Konstanzhaltung für das Jahr 2030 verwendet. Vergleicht man die tatsächlichen Volllaststunden über den Zeitverlauf der letzten Jahre (vgl. Tabellen 7.1 und 7.4), so wird man feststellen, dass zum Jahr 2020 der Nutzungsgrad der Kohlekraftwerke deutlich abgenommen hat. Sie laufen also weniger Stunden im Jahr als zuvor und werden kostenintensiver, da die Kosten der Stromerzeugung steigen, wenn der Nenner (h) sinkt ($\frac{USD}{MWh} = \frac{USD}{MW} \cdot \frac{1}{h}$). Egerer et al. (2018, S. 152 f.) kommen zu einem ähnlichen Resultat und prognostizieren, dass es im zukünftigen Strommix keine Unterscheidung mehr zwischen Spitzen- und Grundlast geben wird. Stattdessen werden Grundlastkraftwerke aus dem zukünftigen Strommix verschwinden, denn laut dem Peak-Load-Pricing-Modell werden sie erst bei hohen Nutzungsstunden wirtschaftlich (vgl. Abbildung 7.5). Agora Energiewende (2012) argumentieren, dass das Verschwinden der Grundlastkraftwerke eine logische Konsequenz der zukünftigen Dominanz von fluktuierenden erneuerbaren Energien ist. Sie haben bei der Einspeisung in das Stromnetz Priorität und andere Stromerzeugungstechnologien

müssen sich dem anpassen.

6.1.3 Das Risiko des langsamen Ausbaus erneuerbarer Energien

Das Problem der Amortisierung betrifft nicht nur konventionelle Kraftwerke, sondern auch Investoren von Wind- und Solarkraft. In Abschnitt 3.3 wurde diskutiert, dass Anlagen fluktuierender regenerativer Energien eine ähnliche Kostenstruktur wie Grundlastkraftwerke haben, die aus relativ hohen fixen und sehr niedrigen variablen Kosten nahe Null besteht. Das bedeutet, dass auch Investoren in grüne Energien vor dem Risiko stehen, dass die Projekte über ihre Lebensdauer nicht refinanziert werden können. Nach dem Merit-Order-Effekt bestimmt sich der Großhandelspreis nach den kurzfristigen Grenzkosten. Je höher der Anteil erneuerbarer Energien im Stromnetz ist, desto mehr sinkt der Preis ab und desto schwieriger lassen sich die fixen Kosten decken. Haucap und Meinhof (2022, S. 56) sprechen von einem „Kannibalisierungseffekt“ und argumentieren zudem, dass zusätzlich fallende Technologiekosten ein weiteres Investitionshemmnis darstellt. Wie die aktuelle Strommarktstruktur die Marktintegration für fluktuierende erneuerbare Energien erschwert, wird in dem linearen Optimierungsmodell durch Fall 0 in Abschnitt 5.3 verdeutlicht. Der Anteil erneuerbarer Energien ist unter Ausschluss der EE-Restriktion (4.13) deutlich niedriger als in den Fällen R und S. In dem Modell wird das im Vergleich zu dem Merit-Order-Modell durch die langfristigen Grenzkosten, welche die Konstruktionskosten einbeziehen, erklärt. Bezieht man diese ein, werden die Grundlastkraftwerke deutlich attraktiver als die klimafreundlicheren Alternativen. Ohne das politische Eingreifen des Staates in das Marktgeschehen würde der Ausbau erneuerbarer Energien nicht so schnell erfolgen, wie gewünscht. Hinzukommt, dass in der Gesellschaft nicht alle Parteien die Energiewende und ihre Konsequenzen akzeptieren. Heering und Gustafson (2021, vgl. S. 50) schreiben den beinahe Stillstand im Ausbau von Windparks in den letzten Jahren den auslaufenden Subventionen und dem kommunalen Widerstand zu.

6.1.4 Die Rolle von Kernkraft im zukünftigen Strommix

Der gesetzlich beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie lässt wenig Raum für Diskussionen, ob sie im zukünftigen Strommix vertreten sein wird. Doch seit der russischen Invasion in die Ukraine wurde der Energieträger wieder in die öffentliche Debatte gerückt. Einige Vertreter aus Politik und Wirtschaft fordern, die verbleibenden drei Atomkraftwerke in Deutschland zumindest vorübergehend über den 31. Dezember 2022 hinaus am Stromnetz zu lassen, um einer befürchteten Energiekrise entgegenzuwirken. Die im Optimierungsmodell ermittelten Stromerzeugungskosten evaluieren nukleare Energie als relativ kostengünstigen Energieträger (vgl. Tabelle 7.8), zumindest im Vergleich mit den regenerativen Energien. Die fossilen Energieträger Erdgas und Braunkohle sind dagegen kosteneffektiver als nukleare Energie. Erst bei der Substitution von Gas im Szenario AEG helfen Atomkraftwerke bei der Erhaltung der Versorgungssicherheit. Jedoch verursacht das Verschwinden der Nuklearenergie in den meisten Szenarien keine Lücke in der Last, die nicht durch andere Energien geschlossen werden können. Auch Hauenstein et al. (2022) errechneten,

dass selbst bei der Vollendung des Atomausstiegs und einem starken (aber nicht vollständigen) Rückgang der Erdgasverstromung genügend Kapazitäten zur Deckung der Gesamtnachfrage zur Verfügung stünden. Es bleibt zudem unbestreitbar, dass Kernkraftwerke unflexibel sind und, da Grundlastkraftwerke im zukünftigen Strommarkt nicht bestehen werden (Abschnitt 6.1.2), hat die nukleare Energie selbst bei einem kurzzeitigen Weiterbetrieb keine langfristige Zukunft. Sie sind schließlich nicht geeignet, das den neuen fluktuierenden erneuerbaren Energien zugeschnittene Energiesystem adäquat zu unterstützen (vgl. Kunz, Reitz, von Hirschhausen & Wealer, 2018, S. 138). Darüber hinaus sind mit dem Abbau der Kraftwerke technische, institutionelle und finanzielle Herausforderungen verbunden, wie die Suche nach einem Endlager für radioaktive Abfälle (vgl. Kunz et al., 2018, S. 139). Das Problem der Endlagersuche besteht bereits heute, aber mit dem Weiterbetrieb skalieren sich die Herausforderungen aufgrund der wachsenden Abfälle nach oben.

6.1.5 Die Rolle von Erdgas im zukünftigen Strommix

Die Ergebnisse des Modells affirmieren den Status von Erdgas als wichtige Brückentechnologie. Zwar ist der Ausfall von Gas bei einer Stagnation der vorhandenen Nennleistung deutscher Kraftwerke wenig problematisch und kann fast vollständig durch Kohle ersetzt werden; sollten jedoch die vorhandenen Kapazitäten abgebaut werden, dann ist Erdgas imperativ für die Garantie der Versorgungssicherheit. Ein Ausfall von Gas in der Stromproduktion würde eine Erzeugungslücke zur Folge haben. Strunz und Gawel (2016) erwarten mittelfristig einen höheren Verbrauch von Erdgas im Energiemix. Schließlich sind die flexiblen Gasturbinen ideal für den Netzausgleich bei fluktuierenden erneuerbaren Energien und dem Ausscheiden von Kohle- und Atomstrom. Mac Kinnon et al. (2018) sehen jedoch Gefahren in der erhöhten Nutzung von Erdgas im Energiemix. Zum einen sei fraglich, ob sie wirklich umweltfreundlicher als andere fossile Energien sein. Mit dem Lebenszyklus von Erdgas sind substanzielle Methanemissionen verbunden, die – abhängig von der Leckrate – die Erderwärmung stärker akzelerieren als bei der Verwendung von Kohle als Energieträger (vgl. Wigley, 2011, S. 606). Diese Emissionen werden oftmals beim Vergleich der Klimabilanzen nicht beachtet. Zum anderen könne Erdgas die Entwicklung neuer Technologien, wie der CO_2 -Speicherung, verlangsamen (vgl. Jacoby, O’Sullivan & Paltsev, 2012, S. 47).

6.2 Kritische Betrachtung des Modells

Das in Abschnitt 4 vorgestellte lineare Optimierungsmodell bietet eine Reihe von Vorteilen. Im Vergleich zu nicht-linearen Optimierungsmodellen, ist es relativ einfach durchzuführen und benötigt kein hohes mathematisches Verständnis. Nichtsdestoweniger lassen sich die drei Komponenten des Energietrilemmas modellieren (vgl. Plasas-Niño, Ortiz-Pimiento & Montes-Páez, 2022, S. 5; Weber et al., 2019, S. 1). Die Erschwinglichkeit (1) wird durch das Minimieren der Kostenfunktion berücksichtigt, während die klimapolitischen Ziele (2) und die Versorgungssicherheit (3) durch die Restriktionen modelliert werden. Durch simple Anpassung der Nebenbedingungen, wie das Verändern der exogenen Variable a_t^{EE} , lässt sich das Modell an verschiedenste politische Zielset-

zungen angleichen. Im Vergleich zu Geem und Kim (2016) wurden in diesem Modell zusätzlich die Speicherkosten für sämtliche erneuerbare Energien berücksichtigt, damit auch die Versorgung während einer Dunkelflaute gesichert ist. Der Vorteil im Vergleich zum Merit-Order- und Peak-Load-Pricing-Modell besteht wohl darin, dass jederzeit nicht nur kurzfristige variable Kosten, sondern langfristige Grenzkosten der Stromerzeugung (und -speicherung) im Modell durch Hinzunahme von Kapitalkosten wie Baukosten einkalkuliert werden. Dies ändert zwar nichts an dem Fakt, dass der derzeitige Strommarkt in der Preissetzung nur die kurzfristigen Grenzkosten berücksichtigt, jedoch kann es für die nationale Energiemixplanung eingesetzt werden.

Aufgrund des simplen Aufbaus gibt es allerdings viele Aspekte, die das Modell nicht berücksichtigt. Vor diesem Hintergrund muss hinterfragt werden, inwiefern das Modell die Realität ausreichend gut abbildet. Zum einen geht das Modell davon aus, dass alle Zusammenhänge linear sind. Das heißt, dass die Koeffizienten a_{ij} konstant sind (vgl. van Beeck, 1999, S. 15). Im Umkehrschluss bedeutet das, dass sinkende Technologiekosten, die etwa bei einem Bottom-up-Modell einmodelliert sind, in diesem Modell nicht dargestellt werden können. Viele Speichertechnologien, wie Power-to-Gas, sind im Vergleich zu etablierten Pumpspeicherkraftwerken jedoch noch relativ jung. Mit dem Fortschritt in der Forschung und Entwicklung (F&E) ist es daher naheliegend anzunehmen, dass die Kosten für die Wasserstoffherzeugung oder die Herstellung von Lithium-Ionen-Batterien mit der Zeit sinken werden. In diesem Modell wurde versucht, das Problem der konstanten Koeffizienten zu umgehen, indem die geschätzten Kosten für Speichertechnologien im Untersuchungsjahr 2030 eingesetzt wurden. Möchte man aber mithilfe dieses Modells den Strommix für andere Jahre t berechnen, so können die berechneten Kosten der Speicherung $Cost_{Storage}$ weit von der Realität entfernt liegen. Die Kostenentwicklung ist also nicht einmodelliert; stattdessen vertraut das Modell auf das Einsetzen externer Daten für das Untersuchungsjahr. Die Konstanzhaltung der Koeffizienten bedeutet auch, dass die Volllaststunden τ^e konstant gehalten werden. Wie in Abschnitt 6.1.2 diskutiert, ist das eine schlüssige Annahme. Nichtsdestotrotz wird dadurch ignoriert, dass τ^{eEE_2} abhängig von den Wetterumständen schwanken kann. Schließlich ist die aggregierte produzierte Strommenge für ein Jahr $\sum_e [Q_t^e \cdot \tau^e]$ von zwei Faktoren abhängig, die in der realen Welt schwanken. Hingegen hält das lineare Optimierungsmodell den Faktor τ^e konstant und optimiert Q_t^e . Der zwingend notwendige lineare Zusammenhang erlaubt es weiterhin nicht, die Baukosten C_{Const} akkurat darzustellen, denn wie in den Formeln (4.3) und (4.4) diskutiert, hängen sie von I_t^e und nicht von der Entscheidungsvariable Q_t^e ab. Folglich können die fixen Kosten nicht vollständig abgebildet werden.

Hinzu kommt, dass die Kostenfunktion in Formel (4.2) längst nicht alle Kostenstellen darstellt. Es fehlen zum Beispiel aufgrund insuffizienter Daten die Stilllegungskosten sowie externe Kosten, die politisch nicht internalisiert wurden. So ist es zu hinterfragen, ob nukleare Energie bei Berücksichtigung der externen Kosten noch Teil des Energiemix wäre. Auch wenn die Treibhausgasemissionen durch den CO_2 -Preis in der Zielfunktion abgebildet sind, fehlen die Ewigkeitskosten des Kohlebergbaus. Wäre Braunkohle nach Hinzunahme dieser Kosten in die Zielfunktion immer noch

kosteneffektiv? Ob sich der Anteil der erneuerbaren Energien im optimalen Mix durch Hinzunahme externer Kosten konventioneller Energien erhöhen würde, lässt sich mithilfe dieses Modells nur vermuten.

Des Weiteren wurden aufgrund fehlender Daten nicht alle Energieträger berücksichtigt. Es wäre wünschenswert gewesen, auch Biomasse im Modell zu berücksichtigen, weil die Technologie BDEW (2021c) im Jahr 2019 einen fast genauso hohen Anteil am Strommix hatte wie Photovoltaik (vgl. Abbildung 7.6). Dieser Fehler sei aber der Ausführung und nicht der Modellierung zuzurechnen.

Zuletzt ist anzumerken, dass das Modell trotz des ökonomischen Charakters kein klassisches Top-down-Modell ist, da es die Elektrizitätswirtschaft isoliert von der gesamten Volkswirtschaft betrachtet. Selbst andere Sektoren der Energiewirtschaft werden ausgeklammert, wodurch z. B. die Sektorenkopplung, die ein hohes Potenzial zur Integrierung von fluktuierenden erneuerbaren Energien bietet (vgl. Ringkjøb et al., 2018, S. 453), unberücksichtigt bleibt. Ramsebner, Haas, Ajanovic und Wietschel (2021) argumentieren, dass es den dargebotsabhängigen Energien die nötige Flexibilität erlaubt, unabhängig von Tages- und Jahreszeiten eingesetzt zu werden.

6.3 Ableitung von politischen Handlungsempfehlungen

Im internationalen Vergleich gehören die deutschen Strompreise laut GPP (2022) zu den höchsten der Welt. Eine künftige Energiekrise würde also Haushalte besonders belasten, die Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts Deutschlands gefährden und die Akzeptanz für die Energiewende senken (vgl. Haucap & Meinhof, 2022, S. 54). Der Ukraine-Krieg sorgte bereits für einen Anstieg der Energiepreise in Europa; unter anderem hat sich der Preis für Erdgas im Spotmarkt drastisch erhöht (vgl. Witsch, 2022b). Da Erdgas die deutsche Stromnachfrage zu etwa 15 Prozent deckt (vgl. Abbildung 7.6), erhöhte sich auch der Strombörsenpreis (vgl. Haucap & Meinhof, 2022, S. 53), denn es sind – wie in Abschnitt 3.1 erläutert – die Spitzenlastkraftwerke am Ende der Merit-Order, die den Großhandelspreis setzen. Aus diesem Grund sollte jedes politische Handeln zur Lösung der folgend diskutierten Problemstellungen die Auswirkungen auf die Energiepreise berücksichtigen.

6.3.1 Die Rolle der Grundlast, das Refinanzierungsproblem und der langsame Ausbau erneuerbarer Energien

Wie in Abschnitt 6.1.3 diskutiert sind die fluktuierenden erneuerbaren Energien mit Investitionsrisiken verbunden, die ein großes Hindernis für den ambitionierten Ausbauplan der Bundesregierung darstellen können. Die Lehre aus dem Fall 0 (Abschnitt 5.3) ist, dass der Markt sich nicht selbst regelt – oder zumindest zu einem Gleichgewicht findet, dass nach klimapolitischen Maßstäben ungenügend ist. Daher sollten Anreize gefunden werden, die private Investitionen inzentivieren. Haucap und Meinhof (2022, vgl. S. 56) können sich eine Preisanhebung für CO_2 im europäischen Emissionshandel (EU ETS) vorstellen. Der Vorteil dabei liegt darin, dass dies bereits ein beste-

hendes politisches Instrument und somit leicht umsetzbar wäre. Gleichwohl löst es das Problem der bestehenden Investitionsrisiken von erneuerbaren Energien nicht bzw. nur indirekt. Die Erhöhung des Preises für eine Tonne CO_2 demotiviert lediglich die perpetuierte Nutzung von fossilen Energien für die Stromgewinnung; der kardinale Nutzen der regenerativen Energien erhöht sich dadurch nicht. Nichtsdestoweniger ist eine Erhöhung des CO_2 -Preises mittel- und langfristig ein valides Mittel. Haucap und Meinhof (2022) beachteten jedoch nicht, wie sinnvoll eine Anhebung des Energiepreises in der kurzen Frist ist. Bereits jetzt stieg der Strompreis an der Börse auf knapp 600 Euro, was einem Preisanstieg von mehr als 580 Prozent im Vergleich zum Vorjahr entspricht (vgl. Witsch & Fröndhoff, 2022). Eine weitere Preiserhöhung stellt eine zusätzliche Belastung dar.

Eine andere Möglichkeit bestünde darin, ein neues Marktmodell einzuführen; dies fordern etwa Haucap und Meinhof (2022) und der Thinktank Agora Energiewende (2012). Für die Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien werden vor allem zwei Ansätze diskutiert: die Einpreisevergütung (Feed-in tariff) und Renewable portfolio standards (RPS) (vgl. Lipp, 2007). Bei Feed-in tariffs wird der Strompreis politisch festgelegt, die produzierte Menge an Strom bleibt jedoch marktgesteuert. Renewable portfolio standards bilden einen Gegensatz, da hier der Preis marktgesteuert ist, während die Stromunternehmen sich an eine politisch vorgegebene Quote an erneuerbaren Energien orientieren müssen. In Deutschland ist die feste Einpreisevergütung im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vorliegend, jedoch wird seit der Reform im Jahr 2017 der Preis für Wind- und Solarstrom kompetitiv festgelegt (vgl. Egerer et al., 2018, S. 144). In dem System von einseitig gleitenden Differenzverträgen (Contracts of Difference, CfD) wird durch Auktionen ein fixer Strompreis festgelegt. Liegt der tatsächliche Preis unter dem Fixpreis, wird eine Prämie in Höhe der Differenz an das Stromunternehmen gezahlt; liegt der Preis oberhalb des festen Preises, darf der Anlagebetreiber die Mehreinnahmen behalten. Dieses bereits eingeführte System sollte in der Theorie das Refinanzierungsproblem lösen, denn die Einkünfte sind für Kraftwerksbetreiber besser planbar und das Investitionsrisiko wird gesenkt. Haucap und Meinhof (2022, vgl. S. 56 f.) schlagen nun eine Erweiterung des vorhandenen Systems durch zweiseitig gleitende Differenzverträge vor. Im Gegensatz zu einseitig gleitenden Differenzverträgen, muss der Anlagebetreiber bei einer Preisabweichung nach unten die Mehreinnahmen abgeben. Der Preis ist also zusätzlich von oben gedeckelt. Diese Lösung stellt zwar einen stärkeren Eingriff in den Markt dar, jedoch werden hierbei auch die Stromverbraucher gegen überhöhte Preise geschützt. Vor dem Hintergrund der steigenden Energiepreise ist dies eine sinnvolle Lösung, um die Akzeptanz in der Bevölkerung für die Energiewende zu erhalten.

Ein Ansatz, um Windparks in Kommunen attraktiver zu machen, wäre die Idee der Gewinnbeteiligung von Anwohnern. In Mecklenburg-Vorpommern werden bereits Unternehmen gesetzlich dazu verpflichtet, eine Abgabe in der Höhe von mindestens 20 Prozent des Ertrags an die Gemeinde zu leisten (vgl. Bundesverfassungsgericht, 2022). Es wäre jedoch von Vorteil, wenn ein solches Gesetz bundesweit Anwendung finden würde; ansonsten ständen die Bundesländer im Wettbewerb.

Statt der Einführung eines neuen Marktmodells, um Investitionsrisiken zu minimieren, bestünde

die Möglichkeit, den europäischen Binnenmarkt für Strom weiter voranzutreiben. Ketterer (2014, vgl. S. 278) vermutet, dass eine potenzierte Zusammenschaltung der europäischen Strommärkte den volatilen Strompreis stabilisieren könnte. Diese Überlegung erscheint sinnvoll, da somit komparative Vorteile ausgenutzt werden würden. Schließlich unterscheidet sich die Struktur des Strommix von den Ländern (vgl. Pollitt, 2019, S. 68): In Frankreich nimmt nukleare Energie einen signifikanten Anteil des Kraftwerkmix an, in Deutschland wird vergleichsweise viel Kohle zur Stromerzeugung verwendet und in Norwegen dominiert die Wasserkraft mit einem Anteil von mehr als 90 Prozent (vgl. Fraunhofer ISE, 2022). Es ist daher naheliegend, dass Norwegen im europäischen Vergleich aus geografischen Gründen Energie kostengünstiger speichern kann als etwa Deutschland. Im Fall einer Dunkelflaute könnte also aus Norwegen Strom importiert werden und während einer übermäßigen Stromproduktion durch fluktuierende erneuerbare Energien, könnte Strom dort eingespeichert werden. Der Export würde den in Abschnitt 3.1 diskutierten kurzfristigen Merit-Order-Effekt in Abbildung 7.4c abmildern. Das Simulationsmodell von Child et al. (2018) bestätigt diese Überlegung. Sie konnten feststellen, dass im Falle eines zusammengeschlossenen Strombinnenmarkts eine höhere Flexibilität erreicht werden kann, die folglich Stromerzeugungs- und speicherkosten reduziert. Zudem ist die aggregierte Stromerzeugungsmenge im „Area“ Szenario kleiner als wenn man jede Region isoliert voneinander betrachtet; die Nennleistung der Speichertechnologien ist auch geringer (vgl. Child et al., 2018, S. 56). Daraus lässt sich ableiten, dass ein gut vernetzter europäischer Strombinnenmarkt dabei hilft, Strom effizienter zu allokalieren. Das ist zudem klima- und umweltfreundlich, da Ressourcen gespart werden können. Dies entspricht dem Gedanken der Energiewende.

6.3.2 Die Rolle von Erdgas, Kohle und Kernkraft

In Abschnitt 6.1.5 wurde festgestellt, dass die Rolle von Erdgas als Brückentechnologie im zukünftigen Energiemix so bedeutend ist, dass der Energieträger sich kurzfristig nur schwer ersetzen lässt. Dies bedeutet aber nicht, dass es keine politischen Bemühungen geben sollte, die Abhängigkeit von Erdgas als Primärenergieträger (und damit verbunden auch die Abhängigkeit von Russland) zu verringern – unabhängig, ob es zu einer Gaskrise kommen sollte oder nicht. Dies kann nur durch ein Voranschreiten der Energiewende gelingen. In der kurzen Frist kann lediglich geprüft werden, wo Erdgas im Stromsektor gespart werden kann, zumal Gas in Industrie und Haushalten dringend benötigt wird.

Über den seit den frühen 2010er-Jahren beschlossenen Ausstieg aus der nuklearen Energie lässt sich diskutieren. Die Untersuchung mittels des Optimierungsmodells hat gezeigt, dass sie von geringerer Relevanz ist als Braunkohle und Erdgas. Nichtsdestotrotz würde sie bei der Substitution von letztgenanntem Energieträger eine tragendere Rolle spielen als etwa Steinkohle. Im Modell wurde jedoch nicht berücksichtigt, dass sich der Energiesektor bereits auf einen Atomausstieg eingestellt hat. Es wäre daher naheliegend neben Braunkohle- auch Steinkohle- statt Atomkraftwerke als „Back-up“ für Erdgas bereitzuhalten. Letztendlich ist es ein Trade-off, in welchem nicht

nur interne Kosten, sondern auch Externalitäten beider Technologien abgewägt werden müssen. Kernenergie ist nicht nur klimafreundlicher als Steinkohle, sondern auch als Sonnenenergie und Wasserkraft (vgl. Tabelle 7.1). Laut World Nuclear Association (2021) lassen sich die höheren Emissionen der erneuerbaren Energien auf die Konstruktionsprozesse der Anlagen zurückführen. Ob die marginal bessere Klimabilanz jedoch das latente Risiko einer Umweltkatastrophe bei nuklearen Unfällen während des Betriebs eines Kraftwerks oder während der Endlagerung radioaktiver Abfälle rechtfertigt, ist zu bezweifeln. Nach dem Stopp der Steinkohleförderung im Jahr 2018 (siehe Abschnitt 2.1) importierte Deutschland im letzten Jahr mehr als 56 Prozent seiner Steinkohle aus der Russischen Föderation (vgl. Statistisches Bundesamt, 2022). Nach dem beschlossenen Kohleembargo bezieht Deutschland allerdings aus anderen Ländern Steinkohle; eine Verhinderung von Steinkohlekraftwerken, Erdgas im Notfall zu ersetzen, muss also nicht befürchtet werden. Fest steht, dass beide Energieträger in Zukunftsszenarien keine bedeutende Rolle im Strommix spielen, weshalb die bereits beschlossenen Ausstiege im Jahr 2022 und 2038 folgerichtig sind.

Erdgas kann also im Notfall kurzfristig, sollte aber nicht in der mittleren und langen Frist durch andere konventionelle Energieträger substituiert werden, zumal die Kohle- und Atomkraftwerke nicht für die Spitzenlast ausgelegt sind. Die geeignetere Lösung für einen langen Zeithorizont ist neben dem Ausbau von erneuerbaren Energien und Speichertechnologien die Nutzung der Vorteile des EU-Strombinnenmarkts. Während der Transformation sollten fossile Energien eine unterstützende, keinesfalls aber eine tragende Funktion haben. Die Übergangstechnologie Erdgas, die dafür ursprünglich vorgesehen wurde, ist in ihrer Funktion aufgrund des Ukraine-Krieges beeinträchtigt. Deshalb sollte geprüft werden, ob es Möglichkeiten gibt, Braunkohlekraftwerke kostengünstig flexibel einzusetzen. Ding et al. (2021) argumentieren, dass sich in China vor allem kleine Kohlekraftwerke durchaus in der Spitzenlast einsetzen lassen.

Es sei hierbei nachdrücklich zu erwähnen, dass der Abbau der Nennleistung von fossilen und Kernkraftwerken erst dann sukzessiv umzusetzen ist, wenn die abzubauenen Kapazität zuvor durch einen entsprechenden Ausbau von erneuerbaren Energien ersetzt worden ist. Es sollte umgehend vermieden werden, dass Kraftwerke vorzeitig demontiert werden und im Nachhinein festgestellt wird, dass der Ausbau regenerativer Energien aus in Abschnitt 6.1.3 erwähnten Gründen nicht planmäßig erfolgt.

7 Zusammenfassung, Fazit und Ausblick

Der russische Angriffskrieg hat den europäischen Staaten ihre Energieabhängigkeit von Russland vor Augen geführt. Insbesondere Deutschlands Quellen für Erdgas waren in der Vergangenheit nicht diversifiziert genug. Der Primärenergieträger ist ein fundamentaler Bestandteil des deutschen Energiesystems und auch im Stromsektor dient er als Brückentechnologie für eine erfolgreiche Energiewende. Kurzfristig lässt sich das Problem mit den steigenden Gaspreisen wohl nicht ändern, was die Frage aufwirft, ob Gas noch eine geeignete Übergangstechnologie ist.

Aufgrund der flexiblen Einsatzfähigkeit der Gasturbinen und der vergleichsweise guten Klimabilanz ist Erdgas – unter Vernachlässigung der Krise in Osteuropa – die beste Wahl zur Unterstützung der Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien. Das in der Arbeit vorgestellte lineare Optimierungsmodell hat gezeigt, dass es sich jedoch im Stromsektor weitestgehend durch Kohle- und ggf. Atomstrom substituieren lässt. Dies bedeutet allerdings nicht, dass ein Ausstieg aus der Kernkraft in Deutschland allein durch die mit dem Ukraine-Krieg verbundenen Entwicklungen im Energiesystem verschoben werden sollte. Nur ein vollständiges Ausscheiden von Erdgas aus der Stromerzeugung würde eine weitere Nutzung von nuklearer Energie nach dem Jahr 2022 rechtfertigen. Verlangsamt man den Abbau der Nennleistung von Kohlekraftwerken, könnte man aber selbst in diesem Szenario vollständig auf Atomstrom verzichten. Es ist also nicht unabdingbar für die Erhaltung der Versorgungssicherheit in Deutschland.

Die Energiepolitik sollte also die neuen Entwicklungen als Chance für eine Beschleunigung der Energiewende sehen, wie sie im Koalitionsvertrag geplant ist. Es muss daran gearbeitet werden, dass es eine „Zeitenwende“ (Scholz, 2022b) für die Energiewende gibt, die sich in den letzten Jahren entschleunigt hat. Priorität muss ein politisch geförderter Ausbau erneuerbarer Energien sein, denn ohne politische Anreizsetzungen bleibt das deutsche Energiesystem träge und könnte Gefahr laufen, sich erneut den etablierten Energien zuzuwenden. Die Forderungen nach einer Verlängerung der Laufzeiten für Atomkraftwerke oder sogar den Bau neuer Kraftwerke sind für die Energiewende keineswegs zielführend. Es wird unvermeidlich sein, dass während eines Gasengpasses vermehrt auf Kohle zurückgegriffen werden muss. In diesem Fall würde jedoch eine fossile Brückentechnologie gegen eine andere substituiert werden. Trotzdem sind beide Energieträger lediglich eine mittelfristige Lösung für die Unterstützung von regenerativen Energien.

In dem in der Arbeit vorgestellten Modell wurde eine Reihe von Aspekten nicht beachtet oder nur flüchtig diskutiert, die in der Zukunft einen signifikanten Einfluss auf die Energiewende haben könnten und somit Gegenstand weiterer Untersuchungen sein sollten. So könnte zum einen der EU-Strombinnenmarkt eine Schlüsselrolle zur Entlastung der Speichertechnologien dienen. Auch die Laststeuerung (demand side management) wird derzeit in vielen Papern im Zusammenhang mit der Integrierung von fluktuierenden regenerativen Energien diskutiert. Zwar sind die Speichertechnologien im Optimierungsproblem einmodelliert, jedoch wurden längst nicht alle berücksichtigt und vor dem Hintergrund des Ukraine-Krieges werden sie eventuell an Bedeutung gewinnen, da sie Erdgas als Brückentechnologie obsolet machen. In Verbindung mit den Möglichkeiten zur Speicherung von Energie steht die Sektorenkopplung, z. B. die Verbindung vom Stromnetz mit dem Transportsektor. So werden derzeit die Möglichkeiten zur Nutzung der Batterien von Elektroautos als „portable Stromspeicher“ diskutiert. Während des Ladezyklus sind sie zur Stabilisierung der Stromnetze einsetzbar. Energiemodelle, die diese Aspekte aufgreifen könnten, wären ideal für die Untersuchung des zukünftigen Energie- und Strommix.

Weiteren Untersuchungsbedarf bietet eine Differenzierung zwischen dem herkömmlichen Erdgas und verflüssigtem Erdgas (LNG). Mit letztgenannter Variante stehen zukünftig spezifische Inves-

tionskosten in Verbindung, wie der Bau der nötigen Infrastruktur und das Chartern von schwimmenden LNG-Terminals (FSRUs). Es wäre diesbezüglich interessant, in einem ähnlichen Optimierungsmodell die zwei Varianten als unterschiedliche Energieträger zu differenzieren, zumal sie sich in der Kostenstruktur unterscheiden. Untersuchungsgegenstand wäre die Frage, inwiefern Flüssigerdgas (russisches) Erdgas aus der Pipeline substituieren könnte, oder ob aus Gründen der Kosteneffizienz die Kohle dem LNG vorzuziehen wäre.

Literatur

- Agora Energiewende. (2012, November). *12 Thesen zur Energiewende. Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt (Langfassung)*. Berlin. Zugriff am 2022-07-14 auf https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2012/12-Thesen/Agora_12_Thesen_Langfassung_2.Auflage_web.pdf
- Anderson, D. (1972). Models for Determining Least-Cost Investments in Electricity Supply. *The Bell Journal of Economics and Management Science*, 3 (1), 267. Zugriff am 2022-07-15 auf <https://www.jstor.org/stable/3003078?origin=crossref> doi: 10.2307/3003078
- BBC. (2022, Juli). *Gazprom stops Latvia's gas in latest Russian cut to EU - BBC News*. Zugriff am 2022-08-06 auf <https://www.bbc.com/news/world-europe-62359890>
- BDEW. (2021a, Dezember). *Anteil Erneuerbarer Energieträger an der Bruttostromerzeugung in Deutschland in den Jahren 2020 und 2021* [Graph]*. In Statista. Zugriff am 2022-06-30 auf <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/171368/umfrage/struktur-der-bruttostromerzeugung-durch-erneuerbare-energien-in-deutschland/>
- BDEW. (2021b, Dezember). *Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträger in den Jahren 2000 bis 2021 (in Terawattstunden) [Graph]*. In Statista. Zugriff am 2022-06-30 auf <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/156695/umfrage/brutto-stromerzeugung-in-deutschland-nach-energie-traegern-seit-2007/>
- BDEW. (2021c, Mai). *Die Energieversorgung 2020 - Jahresbericht –*. Zugriff am 2022-05-25 auf https://www.bdew.de/documents/6851/Jahresbericht_2020_final_Aktualisierte_Fassung_10Mai2021.pdf
- BDEW. (2021d, Mai). *Installierte Leistung und Erzeugung 2020*. Zugriff am 2022-08-07 auf <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/installierte-leistung-und-erzeugung/>
- BDEW. (2021e, Dezember). *Stromerzeugung und-verbrauch in Deutschland*. Zugriff am 2022-07-26 auf <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/erneuerbare-energien-deckten-im-jahr-2021-rund-42-prozent-des-stromverbrauchs/>
- BDEW. (2022, Juni). *Jahresvolllaststunden 2020/21. Gesamte Elektrizitätswirtschaft; Kraftwerke im Markt*. Zugriff am 2022-08-07 auf https://www.bdew.de/media/documents/Jahresvolllaststunden_2020_2021_o_online_jaehrlich_Ba_09062022.pdf
- Boßmann, T. & Staffell, I. (2015, Oktober). The shape of future electricity demand: Exploring load curves in 2050s Germany and Britain. *Energy*, 90, 1317–1333. Zugriff am 2022-07-30 auf <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544215008385> doi: 10.1016/j.energy.2015.06.082
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz. (2021, August). *Fragen und Antworten zum Kohleausstieg in Deutschland*. Zugriff am 2022-07-24 auf <https://www.bmu.de/themen/klimaschutz-anpassung/klimaschutz/nationale-klimapolitik/fragen-und-antworten-zum-kohleausstieg-in>

-deutschland

- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (o.J.). *Eine Zielarchitektur für die Energiewende: Von politischen Zielen bis zu Einzelmaßnahmen*. Zugriff am 2022-07-25 auf <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/zielarchitektur.html>
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (2022, April). *Überblickspapier Osterpaket*. Zugriff am 2022-07-24 auf https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406_ueberblickspapier_osterpaket.html
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie & Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. (2010, September). *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. Zugriff am 2022-07-25 auf <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.html>
- Bundesverfassungsgericht. (2022, Mai). *Pflicht zur Beteiligung von Anwohnern und standortnahen Gemeinden an Windparks im Grundsatz zulässig* (Pressemitteilung Nr. 37/2022). Zugriff am 2022-07-31 auf <https://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2022/bvg22-037.html>
- Child, M., Bogdanov, D. & Breyer, C. (2018, November). The role of storage technologies for the transition to a 100% renewable energy system in Europe. *Energy Procedia*, 155, 44–60. Zugriff am 2022-06-29 auf <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610218310221> doi: 10.1016/j.egypro.2018.11.067
- Cludius, J., Hermann, H., Matthes, F. C. & Graichen, V. (2014, Juli). The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008–2016: Estimation and distributional implications. *Energy Economics*, 44, 302–313. Zugriff am 2022-07-22 auf <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0140988314001042> doi: 10.1016/j.eneco.2014.04.020
- Detlef Drosihn, Petra Icha, Gunter Kuhs, Fabian Sandau, Jeannette Pabst, Benno Hain, ... Steffen Schlömer (2014, Oktober). *Daten und Fakten zu Braun- und Steinkohlen (2017). Status quo und Perspektiven*. Umweltbundesamt. Zugriff am 2022-07-30 auf <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/daten-fakten-zu-braun-steinkohlen-2017>
- Deutscher Bundestag. (2022). *Deutscher Bundestag - Osterpaket zum Ausbau erneuerbarer Energien beschlossen*. Zugriff am 2022-07-25 auf <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2022/kw27-de-energie-902620>
- Dickel, R. (2018, Mai). *The role of natural gas, renewables and energy efficiency in decarbonisation in Germany: the need to complement renewables by decarbonized gas to meet the Paris targets* (Bericht). Oxford Institute for Energy Studies. Zugriff am 2022-07-27 auf <https://www.oxfordenergy.org/publications/role-natural-gas-renewables-energy-efficiency-decarbonisation-germany-need-complement-renewables-decarbonized-gas-meet-paris-targets/> (ISBN: 9781784671082) doi: 10.26889/9781784671082

- Ding, Y., Li, M., Abdulla, A., Shan, R., Gao, S. & Jia, G. (2021, may). The persistence of flexible coal in a deeply decarbonizing energy system. *Environmental Research Letters*, 16 (6), 064043. Zugriff auf <https://doi.org/10.1088/1748-9326/abfd5a> doi: 10.1088/1748-9326/abfd5a
- Egerer, J., Oei, P.-Y. & Lorenz, C. (2018). Renewable Energy Sources as the Cornerstone of the German Energiewende. In C. von Hirschhausen, C. Gerbaulet, C. Kemfert, C. Lorenz & P.-Y. Oei (Hrsg.), *Energiewende "Made in Germany"* (S. 141–172). Cham: Springer International Publishing. Zugriff am 2022-07-15 auf http://link.springer.com/10.1007/978-3-319-95126-3_6 doi: 10.1007/978-3-319-95126-3_6
- Europäische Kommission. (2022, März). *MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN EUROPÄISCHEN RAT, DEN RAT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN. REPowerEU: gemeinsames europäisches Vorgehen für erschwinglichere, sichere und nachhaltige Energie* (Mitteilung Nr. 108 final). Straßburg: Europäische Kommission. Zugriff am 2022-08-06 auf <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX%3A52022DC0108> (Usr_lan: en)
- Eurostat. (2022a, März). *Imports of natural gas by partner country*. Zugriff am 2022-08-06 auf https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ti_gas/default/table?lang=EN
- Eurostat. (2022b, April). *Imports of oil and petroleum products by partner country*. Zugriff am 2022-08-06 auf https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ti_oil/default/table?lang=DE
- Eurostat. (2022c, April). *Imports of solid fossil fuels by partner country*. Zugriff am 2022-08-06 auf https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ti_sff/default/table?lang=EN
- Frasch, T. (2022, August). Mit Söder im AKW Isar 2: Merz will Atomkraftwerke noch „zwei bis fünf Jahre“ laufen lassen. *Frankfurter Allgemeine Zeitung*. Zugriff am 2022-08-06 auf <https://www.faz.net/aktuell/politik/inland/atomkraftwerke-merz-fuer-schnelle-entscheidung-ueber-laufzeiten-18221108.html>
- Fraunhofer ISE. (2022, Februar). *Anteil der Energieträger an der Nettostromerzeugung in Norwegen im Jahr 2021 [Graph]*. In Statista. Zugriff am 2022-07-31 auf <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1292636/umfrage/struktur-der-stromerzeugung-in-norwegen/>
- Fürsch, M., Malischek, R. & Lindenberger, D. (2012). *Der merit-order-effekt der erneuerbaren energien - analyse der kurzen und langen frist* (EWI Working Paper Nr. 12/14). Köln. Zugriff auf <http://hdl.handle.net/10419/74394>
- Geem, Z. & Kim, J.-H. (2016, Mai). Optimal Energy Mix with Renewable Portfolio Standards in Korea. *Sustainability*, 8 (5), 423. Zugriff am 2022-05-20 auf <http://www.mdpi.com/2071-1050/8/5/423> doi: 10.3390/su8050423

- Generalsekretariat des Rates. (2022, Juli). *EU-Sanktionen gegen Russland: ein Überblick*. Zugriff am 2022-08-06 auf <https://www.consilium.europa.eu/de/policies/sanctions/restrictive-measures-against-russia-over-ukraine/sanctions-against-russia-explained/>
- Gochermann, J. (2016). *Expedition Energiewende*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden. Zugriff am 2022-07-24 auf <http://link.springer.com/10.1007/978-3-658-09852-0> doi: 10.1007/978-3-658-09852-0
- GPP. (2022, Februar). *Strompreise privater Haushalte in ausgewählten Ländern weltweit im Jahr 2021 (in US-Dollar pro Kilowattstunde) [Graph]*. In *Statista*. Zugriff am 2022-07-31 auf <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/13020/umfrage/strompreise-in-ausgewaehlten-laendern/>
- Grubb, M., Edmonds, J., Ten Brink, P. & Morrison, M. (1993). The costs of limiting fossil-fuel co2 emissions: a survey and analysis. *Annual Review of Energy and the environment*, 18 (1), 397–478.
- Gustafson, T. (2020). *The bridge: natural gas in a redivided Europe*. Cambridge, Massachusetts: Harvard University Press.
- Göllinger, T. (2021). *Energiewende in Deutschland: Plurale ökonomische Perspektiven*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden. Zugriff am 2022-07-27 auf <https://link.springer.com/10.1007/978-3-658-34347-7> doi: 10.1007/978-3-658-34347-7
- Haas, J., Cebulla, F., Nowak, W., Rahmann, C. & Palma-Behnke, R. (2018, Dezember). A multi-service approach for planning the optimal mix of energy storage technologies in a fully-renewable power supply. *Energy Conversion and Management*, 178, 355–368. Zugriff am 2022-07-28 auf <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890418310987> doi: 10.1016/j.enconman.2018.09.087
- Halder, G. (2021). *Nord Stream 2 - Das Beharren auf widerlegten Argumenten*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden. Zugriff am 2022-07-27 auf <https://link.springer.com/10.1007/978-3-658-35410-7> doi: 10.1007/978-3-658-35410-7
- Hanselka, H. (2014, Mai). *Ein gutes Argument, die Energiewende zu beschleunigen*. Zugriff am 2022-07-27 auf <https://www.helmholtz.de/newsroom/artikel/ein-gutes-argument-die-energiewende-zu-beschleunigen/>
- Haucap, J. & Meinhof, J. (2022, Mai). Die Strompreise der Zukunft. *Wirtschaftsdienst*, 102 (S1), 53–60. Zugriff am 2022-07-23 auf <https://link.springer.com/10.1007/s10273-022-3175-7> doi: 10.1007/s10273-022-3175-7
- Hauenstein, C., Hainsch, K., Herpich, P., von Hirschhausen, C. R., Holz, F., Kemfert, C., ... Rieve, C. (2022). Stromversorgung auch ohne russische energielieferungen und trotz atomausstiegs sicher: Kohleausstieg 2030 bleibt machbar. (84). Zugriff auf <http://hdl.handle.net/10419/253648>
- Heering, J. & Gustafson, T. (2021, Juni). Germany's Energiewende at a Crossroads:.. *German Politics and Society*, 39 (2), 47–69. Zugriff am 2022-07-31 auf <http://berghahnjournals>

- [.com/view/journals/gps/39/2/gps390203.xml](http://www.sciencedirect.com/view/journals/gps/39/2/gps390203.xml) doi: 10.3167/gps.2021.390203
- Hildmann, M., Ulbig, A. & Andersson, G. (2015, Mai). Empirical Analysis of the Merit-Order Effect and the Missing Money Problem in Power Markets With High RES Shares. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30 (3), 1560–1570. Zugriff am 2022-07-22 auf <http://ieeexplore.ieee.org/document/7080941/> doi: 10.1109/TPWRS.2015.2412376
- Hochstättler, W. (2017). *Lineare Optimierung*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. Zugriff am 2022-07-09 auf <http://link.springer.com/10.1007/978-3-662-54425-9> doi: 10.1007/978-3-662-54425-9
- IEA. (2021, Oktober). *World Energy Outlook 2021* (Bericht). Paris: IEA. Zugriff am 2022-07-01 auf <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>
- International Energy Agency, Nuclear Energy Agency & Organisation for Economic and Co-Operation and Development. (2015, September). *Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition*. Zugriff am 2022-05-25 auf <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c9bae6ac-0f4c-4a4b-8b46-f7d4cca4d53b/ElecCost2015.pdf>
- Jacoby, H. D., O’Sullivan, F. M. & Paltsev, S. (2012). The Influence of Shale Gas on U.S. Energy and Environmental Policy. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 1 (1), 37–52. Zugriff am 2022-07-31 auf <http://www.jstor.org/stable/26189414> (Publisher: International Association for Energy Economics)
- Kendall Mongird, Vilayanur Viswanathan, Jan Alam, Charlie Vartanian & Vincent Sprenkle. (2020, Dezember). *2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment* (Technical Report Nr. DOE/PA-0204). Pacific Northwest National Laboratory. Zugriff auf <https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/Final%20-%20ESGC%20Cost%20Performance%20Report%2012-11-2020.pdf>
- Ketterer, J. C. (2014, Juli). The impact of wind power generation on the electricity price in Germany. *Energy Economics*, 44, 270–280. Zugriff am 2022-07-22 auf <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0140988314000875> doi: 10.1016/j.eneco.2014.04.003
- Kleinknecht, K. (2015). *Risiko Energiewende*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. Zugriff am 2022-07-27 auf <http://link.springer.com/10.1007/978-3-662-46888-3> doi: 10.1007/978-3-662-46888-3
- Koop, A. & Moock, H. (2018). *Lineare Optimierung – eine anwendungsorientierte Einführung in Operations Research*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. Zugriff am 2022-07-09 auf <http://link.springer.com/10.1007/978-3-662-56141-6> doi: 10.1007/978-3-662-56141-6
- Kunz, F., Reitz, F., von Hirschhausen, C. & Wealer, B. (2018). Nuclear Power: Effects of Plant Closures on Electricity Markets and Remaining Challenges. In C. von Hirschhausen, C. Gerbaulet, C. Kemfert, C. Lorenz & P.-Y. Oei (Hrsg.), *Energiewende "Made in Germany"* (S. 117–140). Cham: Springer International Publishing. Zugriff am 2022-07-31 auf http://link.springer.com/10.1007/978-3-319-95126-3_5 doi: 10.1007/

- Küpper, M. & Fecke, B. (2018, Dezember). *Glückauf Kumpel! Abschied von der Steinkohle in Deutschland*. Zugriff am 2022-07-24 auf <https://www.deutschlandfunk.de/bergbau-glueckauf-kumpel-abschied-von-der-steinkohle-in-100.html>
- Lipp, J. (2007, November). Lessons for effective renewable electricity policy from Denmark, Germany and the United Kingdom. *Energy Policy*, 35 (11), 5481–5495. Zugriff am 2022-07-31 auf <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421507002091> doi: 10.1016/j.enpol.2007.05.015
- Mac Kinnon, M. A., Brouwer, J. & Samuelsen, S. (2018, Januar). The role of natural gas and its infrastructure in mitigating greenhouse gas emissions, improving regional air quality, and renewable resource integration. *Progress in Energy and Combustion Science*, 64, 62–92. Zugriff am 2022-07-27 auf <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360128517300680> doi: 10.1016/j.peccs.2017.10.002
- Möst, D. & Scharf, H. (2021). Optimierungsmodelle und Forschungsfragen in der Elektrizitätswirtschaft. In R. Fritzsche, S. Winter & J. Lohmer (Hrsg.), *Logistik in Wissenschaft und Praxis* (S. 479–500). Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden. Zugriff am 2022-07-15 auf https://link.springer.com/10.1007/978-3-658-33480-2_20 doi: 10.1007/978-3-658-33480-2_20
- Plazas-Niño, F., Ortiz-Pimiento, N. & Montes-Páez, E. (2022, Juli). National energy system optimization modelling for decarbonization pathways analysis: A systematic literature review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 162, 112406. Zugriff am 2022-08-03 auf <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032122003148> doi: 10.1016/j.rser.2022.112406
- Pollitt, M. G. (2019, August). The European Single Market in Electricity: An Economic Assessment. *Review of Industrial Organization*, 55 (1), 63–87. Zugriff auf <https://doi.org/10.1007/s11151-019-09682-w> doi: 10.1007/s11151-019-09682-w
- Ramsebner, J., Haas, R., Ajanovic, A. & Wietschel, M. (2021, Juli). The sector coupling concept: A critical review. *WIREs Energy and Environment*, 10 (4). Zugriff am 2022-08-03 auf <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/wene.396> doi: 10.1002/wene.396
- Ringkjøb, H.-K., Haugan, P. M. & Solbrekke, I. M. (2018, November). A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 96, 440–459. Zugriff am 2022-07-15 auf <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032118305690> doi: 10.1016/j.rser.2018.08.002
- Scholz, O. (2022a, August). *Interview Bundeskanzler mit Globe and Mail | Bundesregierung*. Zugriff am 2022-08-06 auf <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/interview-the-globe-and-mail-2068202>
- Scholz, O. (2022b, Februar). *Regierungserklärung von Bundeskanzler Olaf Scholz am 27.*

- Februar 2022. Berlin. Zugriff am 2022-08-06 auf <https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/regierungserklaerung-von-bundeskanzler-olaf-scholz-am-27-februar-2022-2008356>
- Spataru, C., Kok, Y. C., Barrett, M. & Sweetnam, T. (2015, Dezember). Techno-economic Assessment for Optimal Energy Storage Mix. *Energy Procedia*, 83, 515–524. Zugriff am 2022-07-28 auf <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1876610215028362> doi: 10.1016/j.egypro.2015.12.171
- SPD, Bündnis 90/Die Grünen & FDP. (2021, November). *Mehr Fortschritt wagen – Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP.* Zugriff am 2022-07-27 auf <https://www.spd.de/koalitionsvertrag2021/>
- Staffell, I. (o. J.). *2050 DESSTINEE*. Zugriff am 2022-07-30 auf <https://sites.google.com/site/2050desstinee/introduction>
- Statistisches Bundesamt. (2022, März). *Einfuhr von Steinkohle für die Jahre 2017 bis 2021*. Zugriff am 2022-07-31 auf <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Verwendung/Tabellen/einfuhr-steinkohle-zeitreihe.html>
- Strunz, S. & Gawel, E. (2016). *Importabhängigkeit und energiewende: Ein neues risikofeld der versorgungssicherheit?* (UFZ Discussion Paper Nr. 5/2016). Leipzig. Zugriff auf <http://hdl.handle.net/10419/130617>
- Subramanian, A., Gundersen, T. & Adams, T. (2018, November). Modeling and Simulation of Energy Systems: A Review. *Processes*, 6 (12), 238. Zugriff am 2022-07-15 auf <http://www.mdpi.com/2227-9717/6/12/238> doi: 10.3390/pr6120238
- Tagesschau. (2022a, Juli). *Energiekrise: "Mit Gas nicht länger Strom produzieren"*. Zugriff am 2022-08-06 auf <https://www.tagesschau.de/inland/lindner-stromproduktion-gas-101.html>
- Tagesschau. (2022b, Juli). *Russland drosselt Gasfluss durch Nord Stream 1 auf 20 Prozent* [Tagesschau]. Zugriff am 2022-08-06 auf <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/gas-nord-stream-eins-gazprom-101.html>
- van Beeck, N. (1999). *Classification of energy models* (Bd. 777). Operations research. (Pagination: 25)
- von Hirschhausen, C. (2014, April). The German "Energiewende"—An Introduction. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 3 (2). Zugriff am 2022-07-24 auf <http://www.iaee.org/en/publications/eeeparticle.aspx?id=64> doi: 10.5547/2160-5890.3.2.chir
- von Hirschhausen, C. (2018). German Energy and Climate Policies: A Historical Overview. In C. von Hirschhausen, C. Gerbaulet, C. Kemfert, C. Lorenz & P.-Y. Oei (Hrsg.), *Energiewende "Made in Germany"* (S. 17–44). Cham: Springer International Publishing. Zugriff am 2022-07-24 auf http://link.springer.com/10.1007/978-3-319-95126-3_2 doi: 10.1007/978-3-319-95126-3_2
- Weber, J., Heinrichs, H. U., Gillessen, B., Schumann, D., Hörsch, J., Brown, T. & Witthaut, D.

- (2019, März). Counter-intuitive behaviour of energy system models under CO2 caps and prices. *Energy*, 170, 22–30. Zugriff am 2022-08-03 auf <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544218324186> doi: 10.1016/j.energy.2018.12.052
- Wesley Cole, Frazier, A. W. & Augustine, C. (2021, Juni). *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update* (Technical Report Nr. NREL/TP-6A20-79236). National Renewable Energy Laboratory. Zugriff auf <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79236.pdf>
- Westphal, K. (2012). *Die energiewende global denken* (SWP-Aktuell Nr. 37/2012). Berlin. Zugriff auf <http://hdl.handle.net/10419/255057>
- Wigley, T. M. L. (2011, Oktober). Coal to gas: the influence of methane leakage. *Climatic Change*, 108 (3), 601. Zugriff am 2022-07-31 auf <https://link.springer.com/10.1007/s10584-011-0217-3> doi: 10.1007/s10584-011-0217-3
- Wiser, R., Millstein, D., Mai, T., Macknick, J., Carpenter, A., Cohen, S., ... Heath, G. (2016, Oktober). The environmental and public health benefits of achieving high penetrations of solar energy in the United States. *Energy*, 113, 472–486. Zugriff am 2022-07-30 auf <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544216309938> doi: 10.1016/j.energy.2016.07.068
- Wissen, R. & Nicolosi, M. (2007). *Anmerkungen zur aktuellen diskussion zum merit-order effekt der erneuerbaren energien* (Nr. 07,3). Köln: Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI). Zugriff auf <http://hdl.handle.net/10419/26743>
- Witsch, K. (2022a, Juli). Energiewende: Bundestag beschließt Booster für erneuerbare Energie – und kippt Ökostrom-Ziel für 2035. *Handelsblatt*. Zugriff am 2022-07-25 auf <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/energiewende-bundestag-beschliesst-booster-fuer-erneuerbare-energie-und-kippt-oekostrom-ziel-fuer-2035/28487532.html>
- Witsch, K. (2022b, März). „Ungeahnte Folgen für die Haushalte“: RWE-Chef warnt vor Energieembargo gegen Russland. *Handelsblatt*. Zugriff am 2022-07-22 auf https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energiekonzern-ungeahnte-folgen-fuer-die-haushalte-rwe-chef-warnt-vor-energieembargo-gegen-russland/28162808.html?utm_source=red&utm_medium=nl&utm_campaign=hb-energiebriefing&utm_content=19032022
- Witsch, K. & Fröndhoff, B. (2022, Juli). Strompreisentwicklung: Anstieg über 580 Prozent zum Vorjahr – Strompreise klettern auf Rekordniveau. *Handelsblatt*. Zugriff am 2022-07-31 auf <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/strompreisentwicklung-anstieg-ueber-580-prozent-zum-vorjahr-strompreise-klettern-auf-rekordniveau/28535574.html>
- Woll, O. & Weber, C. (2007, September). Merit-Order-Effekte Von Erneuerbaren Energien – Zu Schön Um Wahr Zu Sein? *SSRN Electronic Journal, EWL Working Paper* (No. 01/07). Zugriff am 2022-07-23 auf <http://www.ssrn.com/abstract=1656926> doi: 10.2139/

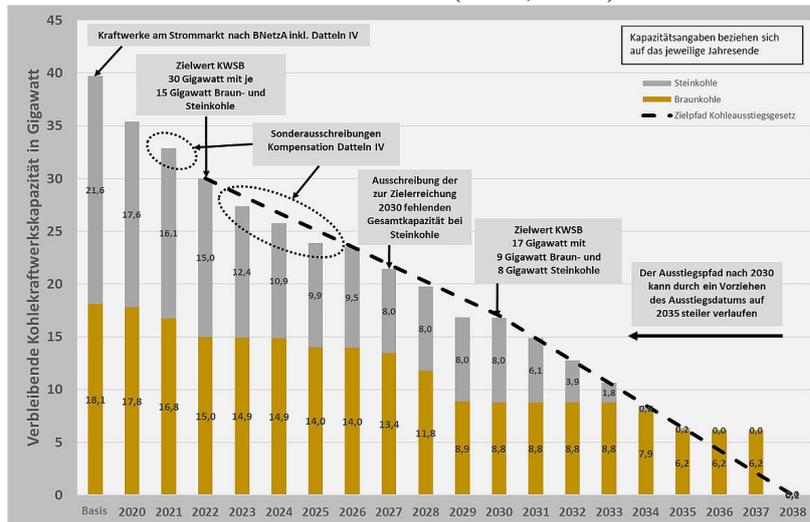
ssrn.1656926

- World Nuclear Association. (2021, Mai). *Carbon Dioxide Emissions From Electricity - World Nuclear Association*. Zugriff am 2022-07-31 auf <https://www.world-nuclear.org/information-library/energy-and-the-environment/carbon-dioxide-emissions-from-electricity.aspx>
- Würzburg, K., Labandeira, X. & Linares, P. (2013, Dezember). Renewable generation and electricity prices: Taking stock and new evidence for Germany and Austria. *Energy Economics*, 40, S159–S171. Zugriff am 2022-07-22 auf <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0140988313002065> doi: 10.1016/j.eneco.2013.09.011

Anhang

	Reduction of nuclear energy	Share of renewable energy		Reduction GHG-emissions	Reduction of energy demand			
		Gross final energy	Electricity production		Primary energy	Domestic heat	Final energy transport	Electricity demand
2015	-47%							
2017	-56%							
2019	-60%							
2020		18%	35%	-40%	-20%	-20%	-10%	-10%
2021	-80%		40-45%					
2022	-100%							
2025								
2030		30%	50%	-55%				
2035			55-60%					
2040		45%	65%	-70%				
2050		60%	80%	-80% to 95%	-50%	-80%	-40%	-25%
Base	2010	-	-	1990	2008	2008	2005	2008

(a) Ziele der Energiewende nach Kabinett Merkel II von Hirschhausen (2018, S. 40)



(b) Infografik zum Kohleausstieg

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (2021)

Abbildung 7.1: Ziele der Energiewende

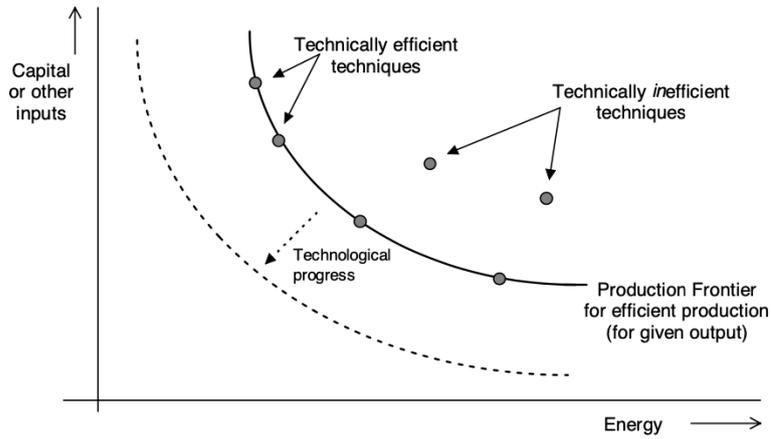
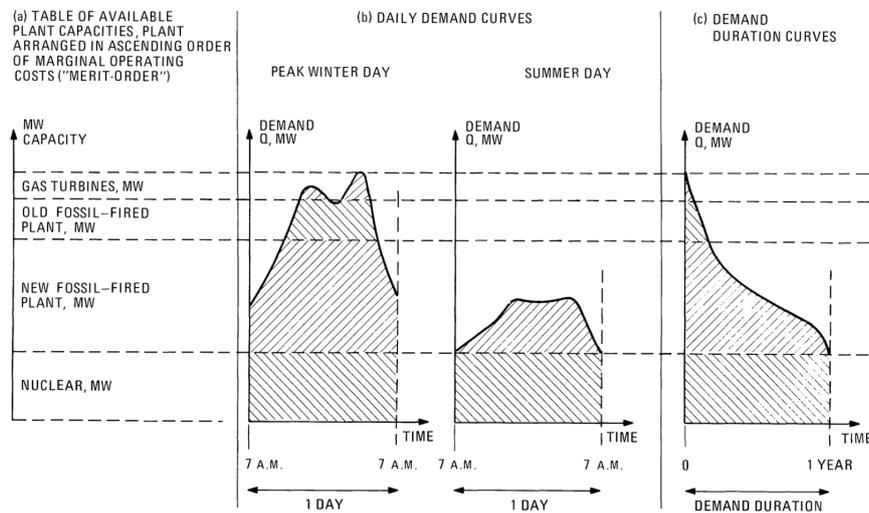
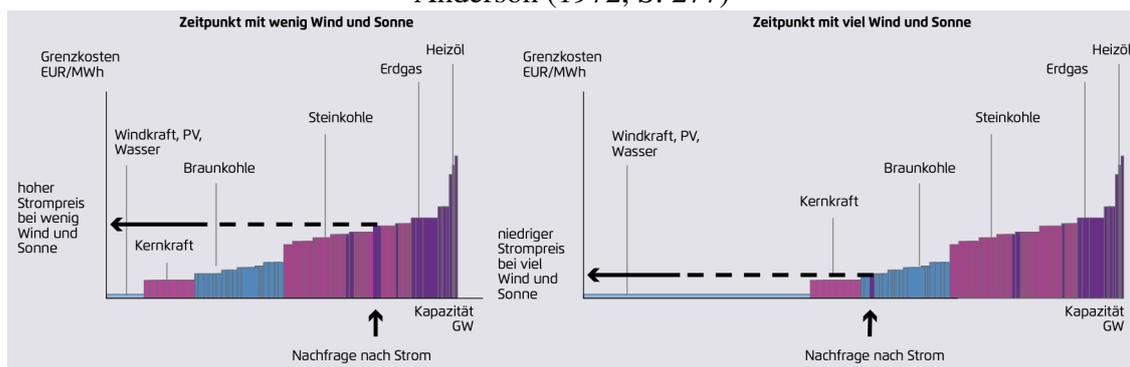


Abbildung 7.2: Technologie in Top-down-Modellen
van Beek (1999, S. 11); basierend auf Grubb, Edmonds, Ten Brink und Morrison (1993)

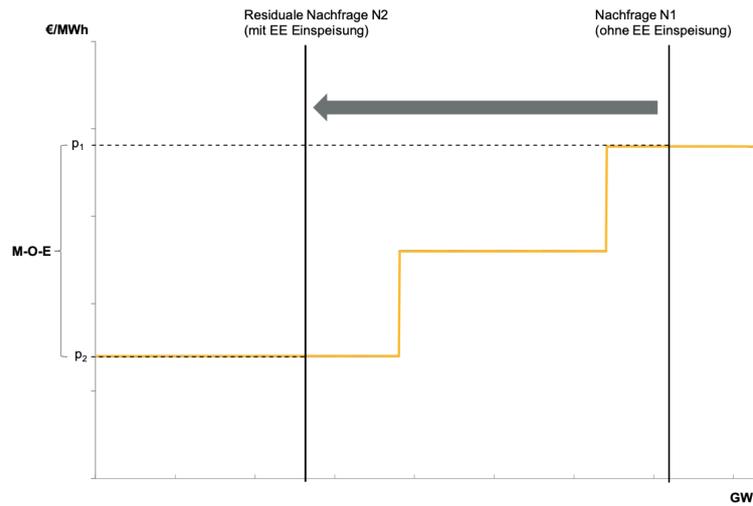


(a) Lastdauerlinie (load duration curve) bei Thermalsystemen
Anderson (1972, S. 277)

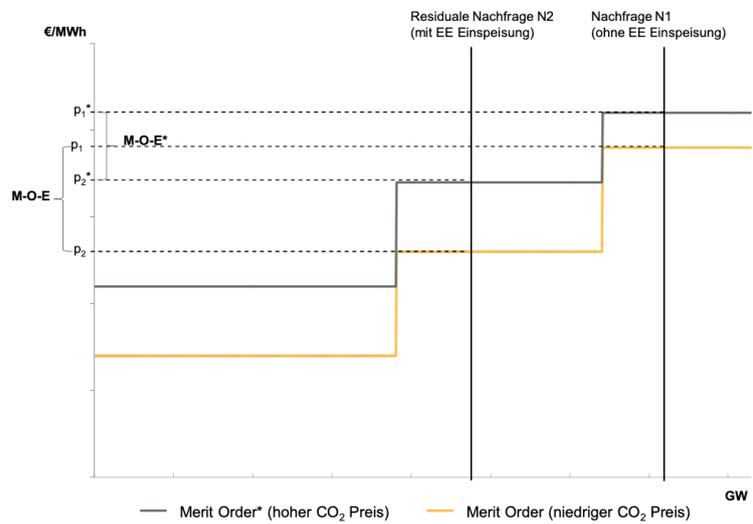


(b) Logik der Strompreisbildung anhand der Merit-Order-Kurve
Agora Energiewende (2012, S. 21)

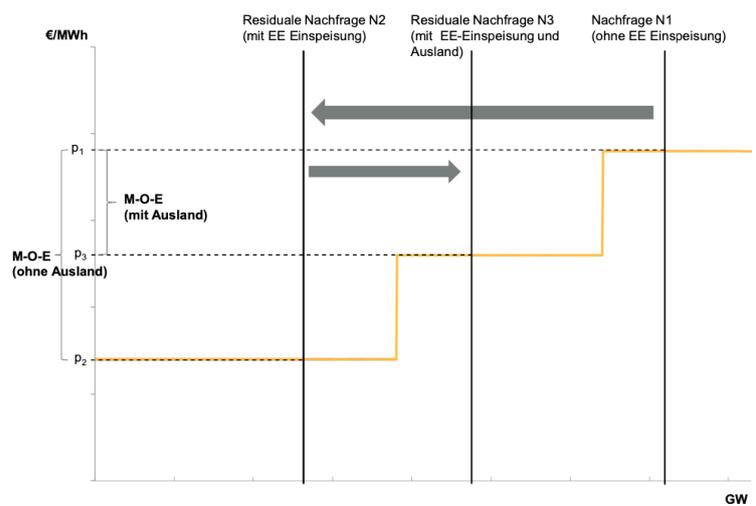
Abbildung 7.3: Stromerzeugung und -verbrauch bei Merit-Order-Modellen



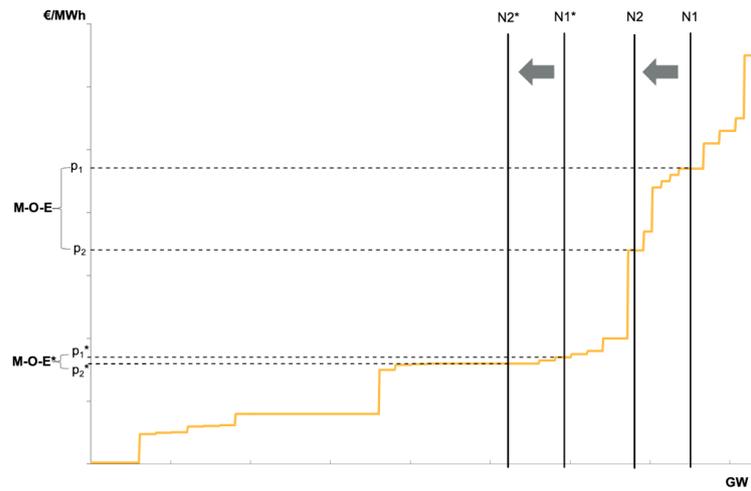
(a) Merit-Order-Effekt: Preisreduktion durch EE-Einspeisung



(b) Einfluss unterschiedlicher CO_2 -Preise auf die Höhe des Merit-Order-Effekts



(c) Einfluss von Strom austauschmöglichkeiten mit dem Ausland auf den Merit-Order-Effekt



(d) Einfluss der Korrelation von EE-Einspeisung und Last auf den Merit-Order-Effekt

Abbildung 7.4: Der kurzfristige Merit-Order-Effekt
Fürsch et al. (2012)

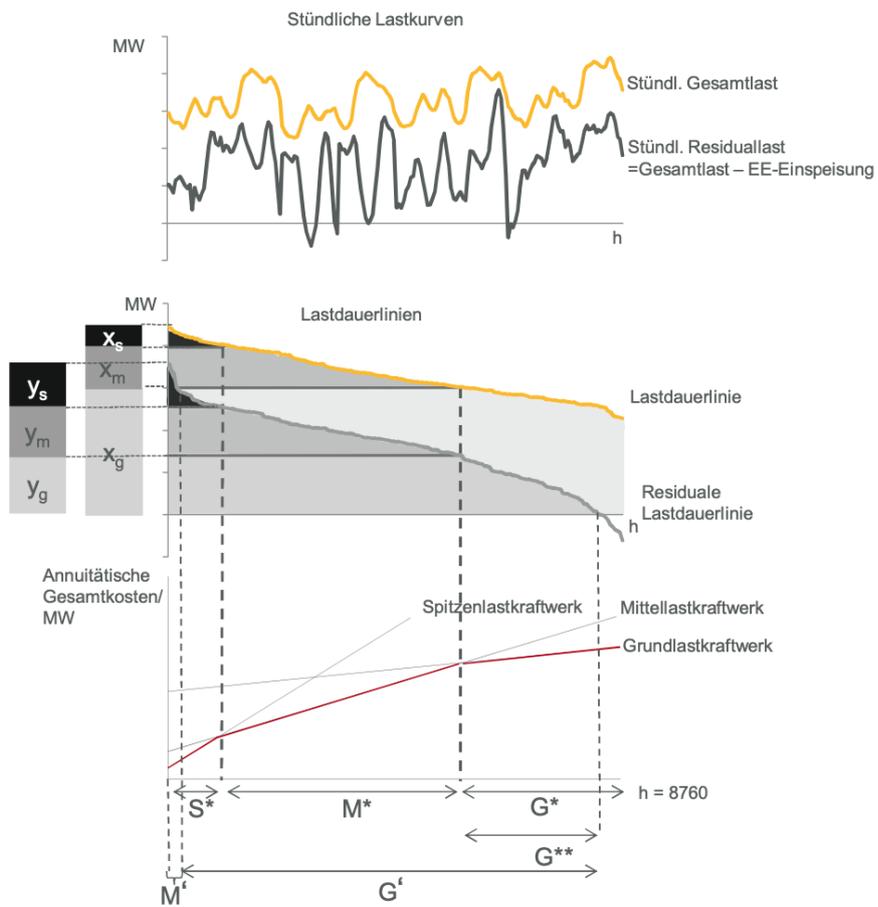


Abbildung 7.5: Das Peak-Load-Pricing-Modell
Fürsch et al. (2012, S. 9)

e	h τ^e	I_t^e (MW)			C_{Const}^e	USD/MW		USD/MWh		tCO_2/MWh R^e
		I_{2020}^e	I_{2030}^e (R)	I_{2030}^e (S)		$\overline{C}_{Storage}^e$	$C_{O\&M}^e$	C_{Fuel}^e		
<i>A</i>	7.510	8.089,20	8.089,20	8.089,20	4.102.000,00	0,00	8,80	9,33	0,012	
<i>SK</i>	1.830	24.042,90	8000,00	24042,90	1.643.000,00	0,00	9,14	26,38	0,820	
<i>BK</i>	4.620	20.672,40	8.800,00	20.672,40	2.054.000,00	0,00	11,07	14,88	0,820	
<i>EG</i>	3.300	30.109,80	30.109,80	30.109,80	974.000,00	0,00	7,71	74,00	0,490	
<i>WindOn</i>	1.920	54.377,40	115.000,00	115.000,00	1.841.000,00	1.737.266,67	34,67	0,00	0,011	
<i>WindOff</i>	3.520	7.639,80	23.907,69	23.907,69	5.933.000,00	1.737.266,67	49,33	0,00	0,012	
<i>PV</i>	980	53.928,00	215.000,00	215.000,00	1.555.666,67	1.737.266,67	25,37	0,00	0,043	
<i>H₂O</i>	3.280	5.617,50	17.579,19	17.579,19	8.000.000,00	0,00	29,25	0,00	0,024	

Tabelle 7.1: Input-Daten pro Energieträger

basierend auf den Daten von

World Nuclear Association (2021) – Emissionsrate R^e ;

BDEW (2022) - Jahresvolllaststunden τ^e ;

BDEW (2021d), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (2021) und Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022) – installierte Nennleistung I_t^e

International Energy Agency, Nuclear Energy Agency und Organisation for Economic and Co-Operation and Development (2015) - sämtliche Kosten $C_{Const}^e, C_{O\&M}^e, C_{Fuel}^e$

Anmerkung: Für $I_{2030}^{WindOff}$ und $I_{2030}^{H_2O}$ gibt es keine Zielsetzungen. Sie wurden entsprechend geschätzt, damit die EE-Restriktion (4.13) (gerade so) erfüllt wird.

$$Cost_{Total} = \begin{cases} \sum_e C_{Const}^e x_t^e + Q_t^e \left[C_{Const}^e + C_{O\&M}^e \cdot \tau^e + C_{Fuel}^e \cdot \tau^e + C_{CO_2} \cdot \tau^e \cdot R^e + 0 \right] & \text{für } e = e_{KE} \\ \sum_e C_{Const}^e x_t^e + Q_t^e \left[C_{Const}^e + C_{O\&M}^e \cdot \tau^e + 0 + C_{CO_2} \cdot \tau^e \cdot R^e + \overline{C}_{Storage}^e \cdot a_{stored} \right] & \text{für } e = e_{EE_2} \\ \sum_e C_{Const}^e x_t^e + Q_t^e \left[C_{Const}^e + C_{O\&M}^e \cdot \tau^e + 0 + C_{CO_2} \cdot \tau^e \cdot R^e + 0 \right] & \text{für } e = H_2O \end{cases} \quad (7.1)$$

$$\begin{aligned}
Cost_{Total} &= \sum_e C_{Const}^e x_t^e + Q_t^e \left[C_{Const}^e + C_{O\&M}^e \cdot \tau^e + D_{e_{KE}} \cdot C_{Fuel}^e \cdot \tau^e + C_{CO_2} \cdot \tau^e \cdot R^e + D_{e_{EE_2}} \cdot \overline{C_{Storage}^e} \cdot a_{stored} \right], \\
D_{e_{KE}} &= \begin{cases} 1 & \text{für } e = e_{KE}, \\ 0 & \text{für } e \neq e_{KE}; \end{cases} \quad D_{e_{EE_2}} = \begin{cases} 1 & \text{für } e = e_{EE_2}, \\ 0 & \text{für } e \neq e_{EE_2}. \end{cases} \\
e_{KE} &\in \{A, SK, BK, EG\}; \quad e_{EE_2} \in \{WindOn, WindOff, PV\}.
\end{aligned} \tag{7.2}$$

Das vollständige Optimierungsproblem lautet:

$$\min_{Q_A, \dots, Q_{H_2O}} Cost_{Total} = \sum_e C_{Const}^e x_t^e + Q_t^e \left[C_{Const}^e + C_{O\&M}^e \cdot \tau^e + C_{Fuel}^e \cdot \tau^e + C_{CO_2} \cdot \tau^e \cdot R^e + \overline{C_{Storage}^e} \cdot a_{stored} \right] \tag{7.3}$$

s.t.

$$\begin{aligned}
\sum_e Q_t^e \cdot \tau^e &\geq \psi \cdot \omega \cdot D_t, \\
Q_t^e \cdot \tau^e &\leq I_t^e \cdot \tau^e \Leftrightarrow Q_t^e \leq I_t^e, \\
Q_t^e &\geq 0, \\
\sum_{e_{EE}} Q_t^{e_{EE}} \tau^{e_{EE}} &\geq a_t^{EE} \cdot \sum_e Q_t^e \tau^e;
\end{aligned} \tag{7.4}$$

$$e \in \{A, SK, BK, EG, WindOn, WindOff, PV, H_2O\},$$

$$e_{EE} \in \{WindOn, WindOff, PV, H_2O\}$$

Variable	D_{2030}	ω	ψ	a_{stored}	C_{CO_2}
Wert	750.000.000 MWh	0,8686	1,1	0,18	65 USD

Tabelle 7.2: konstante Input-Daten
basierend auf den Daten von
Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022) – D_{2030} ;
BDEW (2021a, 2021b) – ω ;
Geem und Kim (2016) – ψ ;
Child et al. (2018) – a_{stored} ;
IEA (2021) – C_{CO_2}

Anmerkung: C_{CO_2} gilt für das Jahr 2030 ($C_{CO_2} = C_{CO_2;t=2030}$).

s	τ^s (h)	$C_{Storage}^s$ (USD/MWh)	$\overline{C_{Storage}^e}$ (USD/MW)
BESS	4	191.000,00	1.737.266,67
PSH	10	262.000,00	
HESS	120	15.231,67	

Tabelle 7.3: Input-Daten zu den Speichertechnologien s im Jahr 2030
basierend auf den Daten von
Kendall Mongird, Vilayanur Viswanathan, Jan Alam, Charlie Vartanian und Vincent Sprengle
(2020) – HESS und PSH;
Wesley Cole, Frazier und Augustine (2021) – BESS

Quelle		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
BDEW 2017	<i>BK</i>	6.580	6.870	6.960	7.040	6.830	8.840	6.610
	<i>SK</i>	3.850	3.750	4.050	4.520	4.050	3.920	3.600
Umweltbundesamt 2017	<i>BK</i>	6.695	6.885	6.946	6.995	6.782	6.765	6.594
	<i>SK</i>	4.342	3.793	4.039	4.688	4.127	3.976	3.623

Tabelle 7.4: Volllaststunden deutscher Braun- und Steinkohlekraftwerke τ^{BK}, τ^{SK}
basierend auf den Daten von Detlef Drosihn et al. (2014, S. 21)

R-Code für das Szenario R-B

```
1 # Daten sind nachstehend in folgender Reihenfolge eingetragen:
2   ↪ A, SK, BK, EG, WindOn, WindOff, PV, H2O
3
4 # Nötiges Paket zum Lösen linearer Optimierungsprobleme laden
5 install.packages("lpSolve")
6 library(lpSolve)
7
8 # So sieht das LOP aus:
9 # lp(direction="min", zf.koef, nb.koefmat, nb.richtung, nb.rS)
10
11 # Koeffizienten der Entscheidungsvariablen definieren (Das sind
12   ↪ die Stückkosten C ($/MW))
13 zf.koef = c(4244014.1,
14            1805540.6,
15            2420135.0,
16            1348748.0,
17            2221647.2,
18            6422095.2,
19            1895997.6,
20            8101056.8)
21
22 # Koeffizientenmatrix der Nebenbedingungen definieren
23 nb.koefmat = matrix(c(7510,1830,4620,3300,1920,3520,980,3280,
24                      0,0,0,0,1920,3520,980,3280,
25                      1,0,0,0,0,0,0,0,0,
26                      0,1,0,0,0,0,0,0,0,
27                      0,0,1,0,0,0,0,0,0,
28                      0,0,0,1,0,0,0,0,0,
29                      0,0,0,0,1,0,0,0,0,
30                      0,0,0,0,0,1,0,0,0,
31                      0,0,0,0,0,0,1,0,0,
32                      0,0,0,0,0,0,0,1,0), nrow=10, byrow=TRUE)
33
34 # (Un)gleichheitszeichen der Nebenbedingungen setzen
35 nb.richtung <- c(">=",
36                 ">=",
37                 "=",
38                 "<=",
```

```

37     "<=",
38     "<=",
39     "<=",
40     "<=",
41     "<=",
42     "<=")
43
44     # Rechte Seite der Nebenbedingungen definieren
45     nb.rS <- c(716599647.89,
46               573279718.31,
47               0,
48               8000.0,
49               8800.0,
50               30109.8,
51               115000.0,
52               23907.69,
53               215000.0,
54               17579.19)
55
56     # Finde die optimale Lösung
57     optimum = lp(direction="min", zf.koef, nb.koefmat, nb.richtung,
58                 ↪ nb.rS)
59
60     # Lösung der Entscheidungsvariablen Q
61     optimum$solution
62
63     # Minimierte Kosten belaufen sich auf:
64     optimum$objval

```

Die in Zeile 10 verwendeten Stückkosten berechnen sich folgendermaßen:

$$C = C_{Const}^e + C_{O\&M}^e \cdot \tau^e + C_{Fuel}^e \cdot \tau^e + C_{CO_2}^e \cdot \tau^e \cdot R^e + \overline{C_{Storage}^e} \cdot a_{stored} \quad (7.5)$$

```

_____ Ausschnitt aus dem R-Output für das Szenario R-B _____
> # So sieht das LQP aus:
> # lp(direction="min", zf.koef, nb.koefmat, nb.richtung, nb.rS)
>
> # Koeffizienten der Entscheidungsvariablen definieren (Das sind
↪ die Stückkosten C ($/MW))

```

```

> zf.koef = c(4244014.1,+                1805540.6,+
  ↪ 2420135.0,+                1348748.0,+                2221647.2,+
  ↪ 6422095.2,+                1895997.6,+                8101056.8)
>
> # Koeffizientenmatrix der Nebenbedingungen definieren
> nb.koefmat = matrix(c(7510,1830,4620,3300,1920,3520,980,3280,+
  ↪ 0,0,0,0,1920,3520,980,3280,+
  ↪ 1,0,0,0,0,0,0,0,+                0,1,0,0,0,0,0,0,+
  ↪ 0,0,1,0,0,0,0,0,+                0,0,0,1,0,0,0,0,+
  ↪ 0,0,0,0,1,0,0,0,+                0,0,0,0,0,1,0,0,+
  ↪ 0,0,0,0,0,0,1,0,+                0,0,0,0,0,0,0,1),
  ↪ nrow=10, byrow=TRUE)
>
> # (Un)gleichheitszeichen der Nebenbedingungen setzen
> nb.richtung <- c(">=",+                ">=",+
  ↪ "=",+                "<=",+                "<=",+
  ↪ "<=",+                "<=",+                "<=",+
  ↪ "<=",+                "<=")
>
> # Rechte Seite der Nebenbedingungen definieren
> nb.rS <- c(716599647.89,+                573279718.31,+
  ↪ 0,+                8000.0,+                8800.0,+
  ↪ 30109.8,+                115000.0,+                23907.69,+
  ↪ 215000.0,+                17579.19)
>
> # Finde die optimale Lösung
> optimum = lp(direction="min", zf.koef, nb.koefmat, nb.richtung,
  ↪ nb.rS)
>
> # Lösung der Entscheidungsvariablen Q
> optimum$solution[1]    0.000  1804.147  8800.000  30109.800
  ↪ 115000.000  23907.690  215000.000  17568.491
>
> # Minimierte Kosten belaufen sich auf:
> optimum$objval[1] 1.024155e+12

```

Fall Szenarien-Reihe Szenario vollständige Bezeichnung	2020 2020	R			
		B R-B	A R-A	EG R-EG	AEG R-AEG
Kernenergie (A)	64.000.000,00	-	3.301.589,58	-	60.749.892,00
Steinkohle (SK)	43.000.000,00	3.301.589,58	0,00	14.640.000,00	14.640.000,00
Braunkohle (BK)	92.000.000,00	40.656.000,00	40.656.000,00	40.656.000,00	40.656.000,00
Erdgas (EG)	95.000.000,00	99.362.340,00	99.362.340,00	-	-
Windkraft - Onshore (<i>WindOn</i>)	104.512.000,00	220.800.000,00	220.800.000,00	220.800.000,00	220.800.000,00
Windkraft - Offshore (<i>WindOff</i>)	27.264.000,00	84.155.076,43	84.155.076,43	84.155.076,43	84.155.076,43
Photovoltaik (PV)	48.848.000,00	210.700.000,00	210.700.000,00	210.700.000,00	210.700.000,00
Wasserkraft (H_2O)	18.744.000,00	57.624.641,88	57.624.641,88	57.659.728,17	57.659.728,17

Tabelle 7.5: Ergebnistabelle für den Fall R (Abschnitt 5.1): Bruttostromerzeugung ($Q_{2030}^e \cdot \tau^e$) in MWh
eigene Darstellung

Fall Szenarien-Reihe Szenario vollständige Bezeichnung	2020	S			
		B S-B	A S-A	EG S-EG	AEG S-AEG
Kernenergie (A)	64.000.000,00	-	0,00	-	47.813.441,58
Steinkohle (SK)	43.000.000,00	0,00	0,00	43.998.507,00	0,00
Braunkohle (BK)	92.000.000,00	43.957.589,58	43.957.589,58	95.506.488,00	95.506.488,00
Erdgas (EG)	95.000.000,00	99.362.340,00	99.362.340,00	-	-
Windkraft - Onshore (<i>WindOn</i>)	104.512.000,00	220.800.000,00	220.800.000,00	220.800.000,00	220.800.000,00
Windkraft - Offshore (<i>WindOff</i>)	27.264.000,00	84.155.076,43	84.155.076,43	84.155.076,43	84.155.076,43
Photovoltaik (PV)	48.848.000,00	210.700.000,00	210.700.000,00	210.700.000,00	210.700.000,00
Wasserkraft (H_2O)	18.744.000,00	57.624.641,88	57.624.641,88	57.659.728,17	57.624.641,88

Tabelle 7.6: Ergebnistabelle für den Fall S (Abschnitt 5.2): Bruttostromerzeugung ($Q_{2030}^e \cdot \tau^e$) in MWh
eigene Darstellung

Fall	2020	0					
Szenarien-Reihe		R	S	R	S	R	S
Szenario		B	B	A	A	AEG	AEG
vollständige Bezeichnung	2020	0-RB	0-SB	0-RA	0-SA	0-RAEG	0-SAEG
Kernenergie (A)	64.000,00	-	-	60.749,89	60.749,89	60.749,89	60.749,89
Steinkohle (SK)	43.000,00	14.640,00	43.998,51	14.640,00	43.998,51	14.640,00	43.998,51
Braunkohle (BK)	92.000,00	40.656,00	95.506,49	40.656,00	95.506,49	40.656,00	95.506,49
Erdgas (EG)	95.000,00	99.362,34	99.362,34	99.362,34	99.362,34	-	-
Windkraft - Onshore (<i>WindOn</i>)	104.512,00	220.800,00	220.800,00	220.800,00	220.800,00	220.800,00	220.800,00
Windkraft - Offshore (<i>WindOff</i>)	27.264,00	84.155,08	84.155,08	84.155,08	84.155,08	84.155,08	84.155,08
Photovoltaik (PV)	48.848,00	210.700,00	172.777,24	196.236,34	112.027,34	210.700,00	210.700,00
Wasserkraft (H_2O)	18.744,00	46.286,23	0,00	0,00	0,00	57.659,73	689,68

Tabelle 7.7: Ergebnistabelle für den Fall 0 (Abschnitt 5.3): Bruttostromerzeugung ($Q_{2030}^e \cdot \tau^e$) in GWh
eigene Darstellung

Anmerkung: Aus Platzgründen wurde die Einheit im Vergleich zu den Tabellen 7.5 und 7.6 von MWh zu GWh geändert.

Energieträger	A	SK	BK	EG	WindOn	WindOff	PV	H_2O
USD/MWh	565,12	986,63	523,84	408,71	1.157,11	1.824,46	1.934,69	2.469,83

Tabelle 7.8: langfristige Grenzkosten der Stromerzeugung je Energieträger
eigene Darstellung

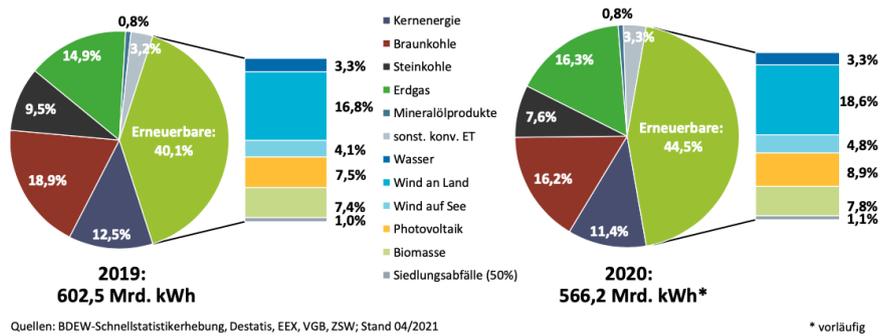
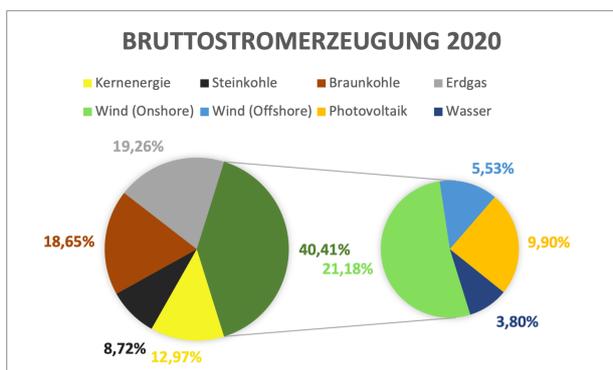
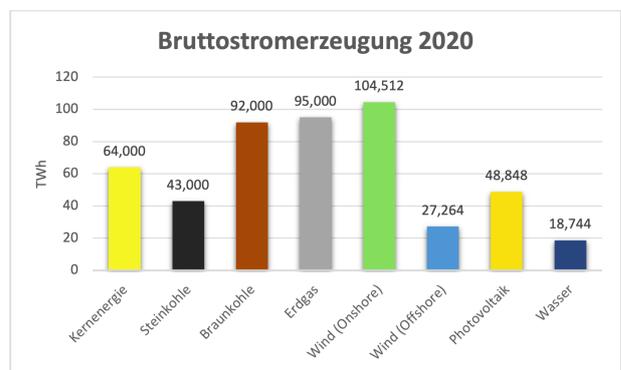


Abbildung 7.6: Bruttostromerzeugung der Jahre 2019 und 2020 (BDEW, 2021c)

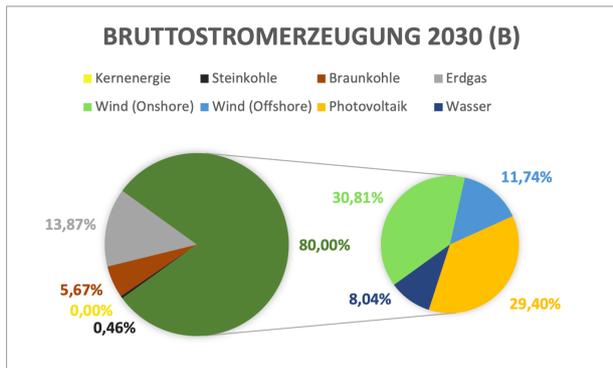


(a) Strommix

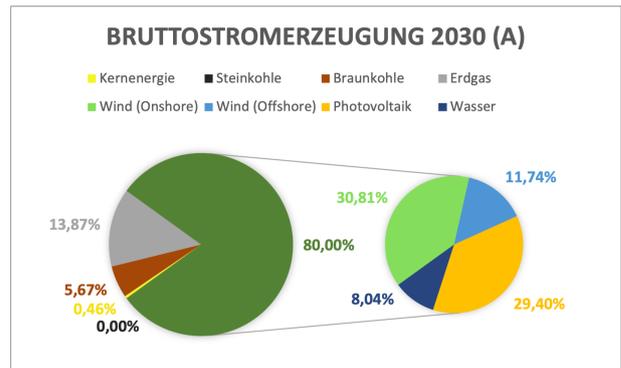


(b) Bruttostromerzeugung je Energieträger

Abbildung 7.7: Bruttostromerzeugung 2020 bei ausschließlicher Berücksichtigung der im Modell vorkommenden Energieträger e
eigene Darstellung basierend auf BDEW (2021a, 2021b)



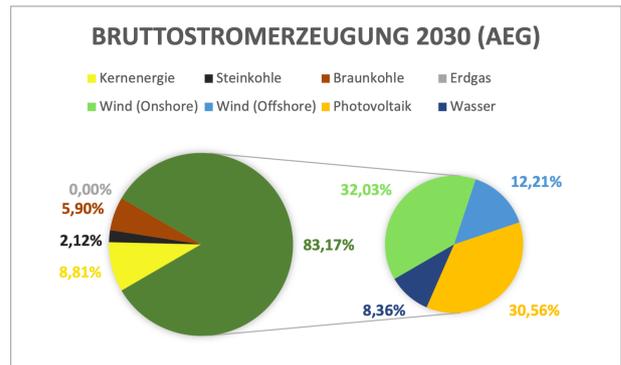
(a) Szenario R-B



(b) Szenario R-A

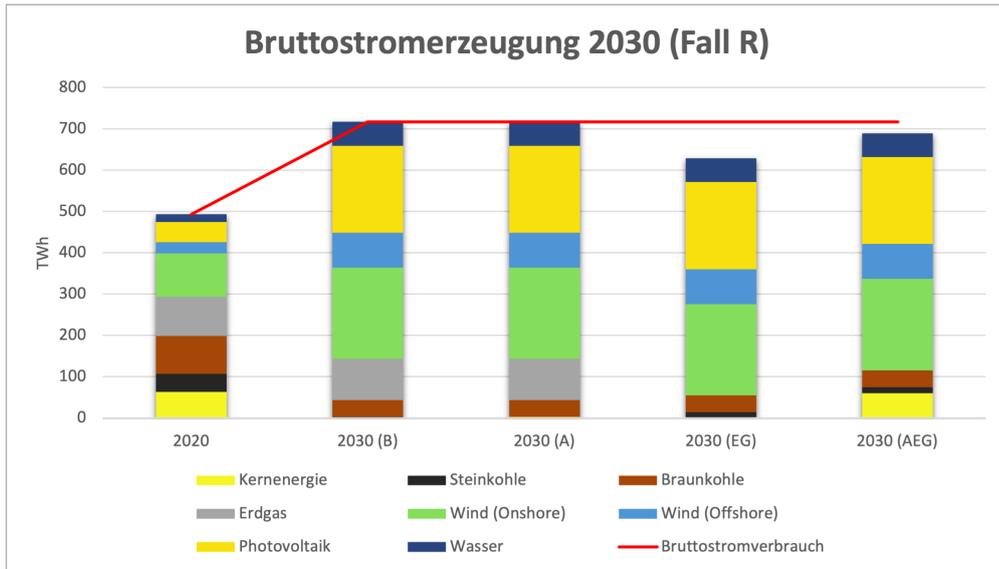


(c) Szenario R-EG

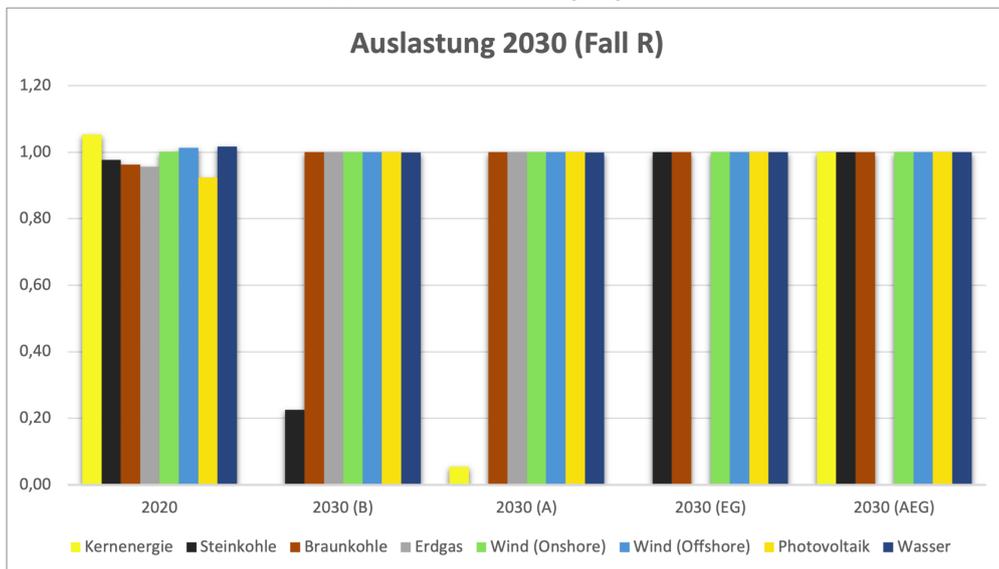


(d) Szenario R-AEG

Abbildung 7.8: Optimaler Strommix 2030 (Fall R)
eigene Darstellung



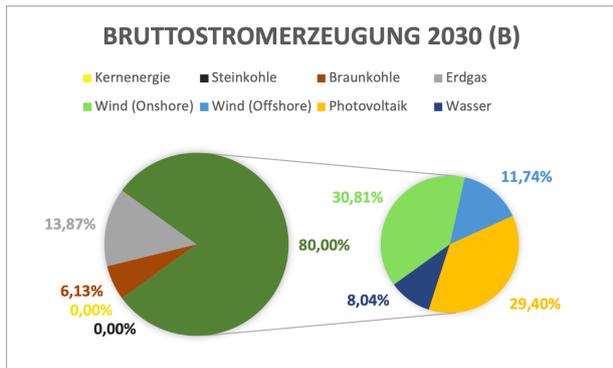
(a) Bruttostromerzeugung 2030



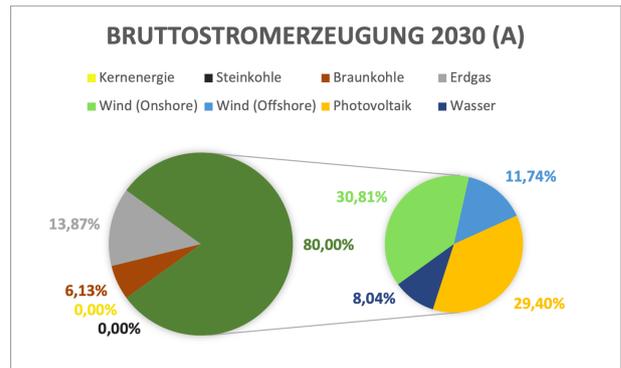
(b) Auslastung der Energieträger im Strommix 2030

Anmerkung: Die Auslastung $\frac{Q_{2020}^e}{I_{2020}^e} > 1$ lässt sich durch unterjährigem Ausbau und Inbetriebnahme der Last erklären.

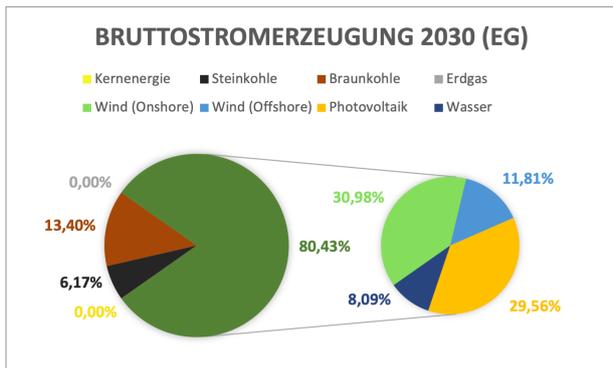
Abbildung 7.9: Erzeugungskapazität pro Energieträger im Jahr 2030 (Fall R) eigene Darstellung



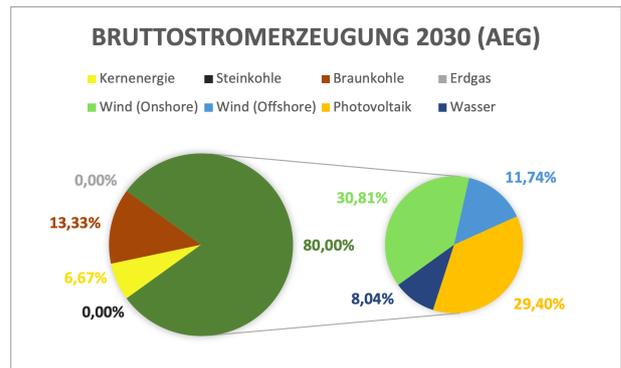
(a) Szenario S-B



(b) Szenario S-A

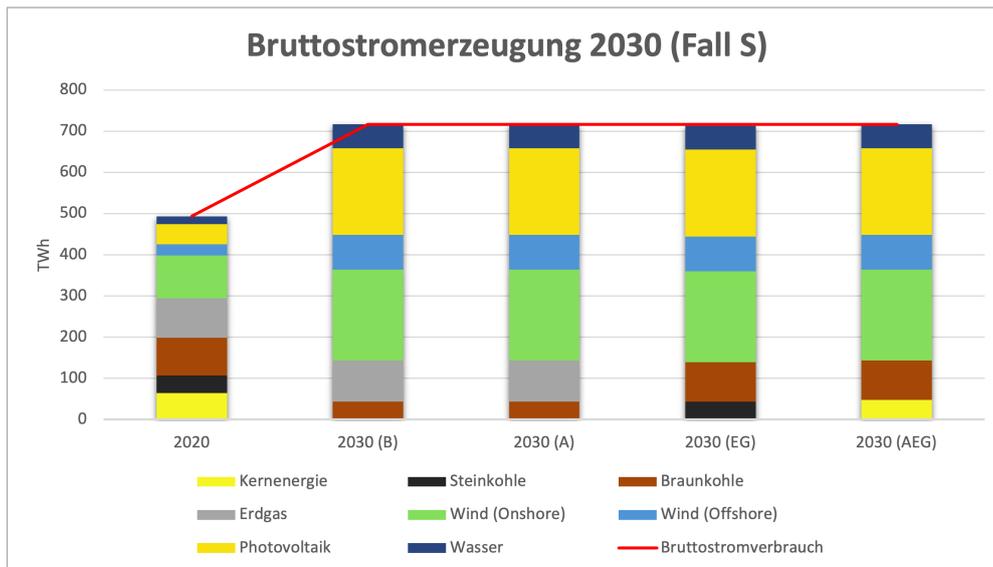


(c) Szenario S-EG

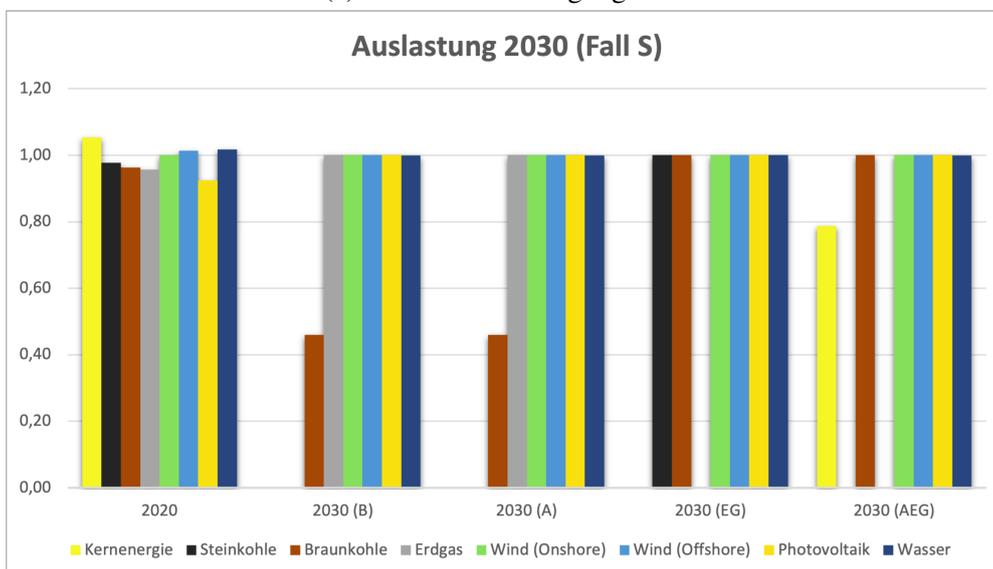


(d) Szenario S-AEG

Abbildung 7.10: Optimaler Strommix 2030 (Fall S)
eigene Darstellung

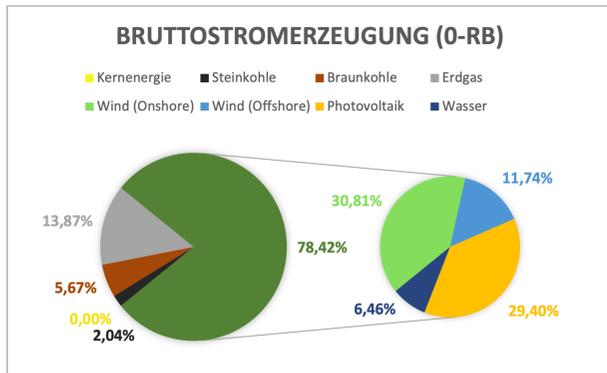


(a) Bruttostromerzeugung 2030

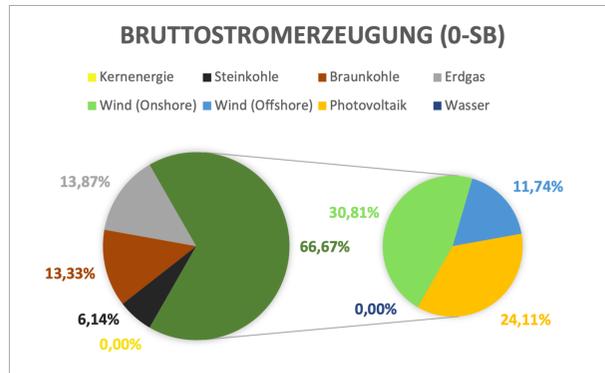


(b) Auslastung der Energieträger im Strommix 2030

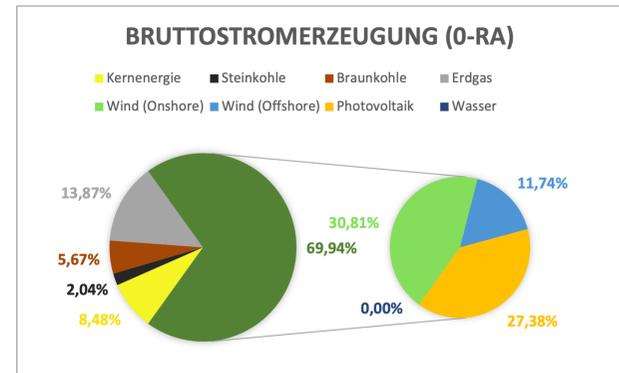
Abbildung 7.11: Erzeugungskapazität pro Energieträger im Jahr 2030 (Fall S)
eigene Darstellung



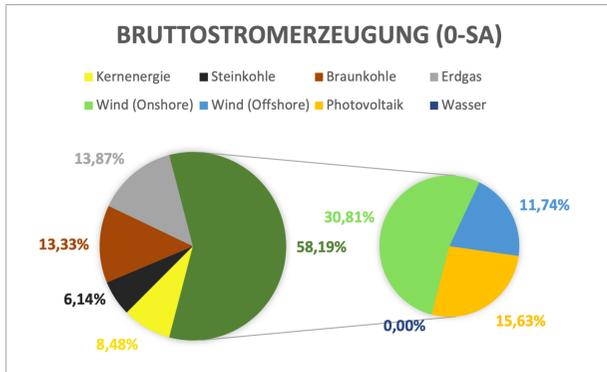
(a) Szenario 0-RB



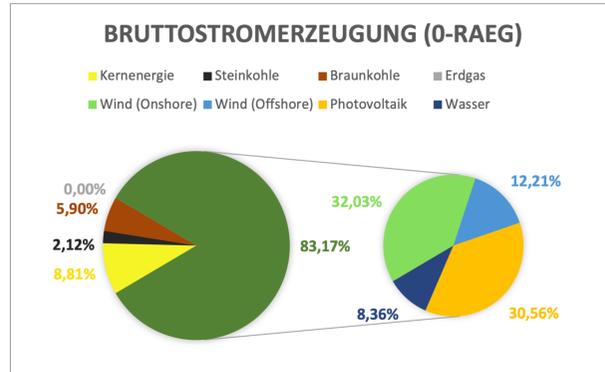
(b) Szenario 0-SB



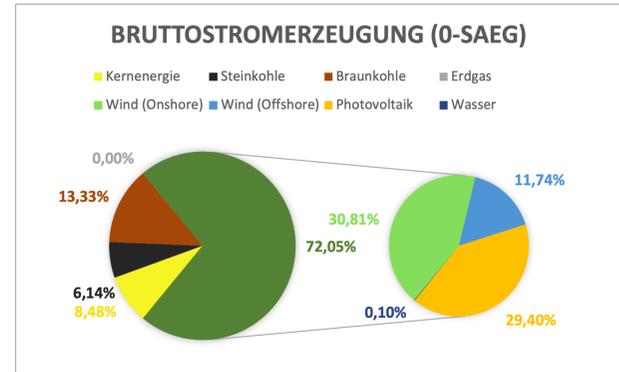
(c) Szenario 0-RA



(d) Szenario 0-SA

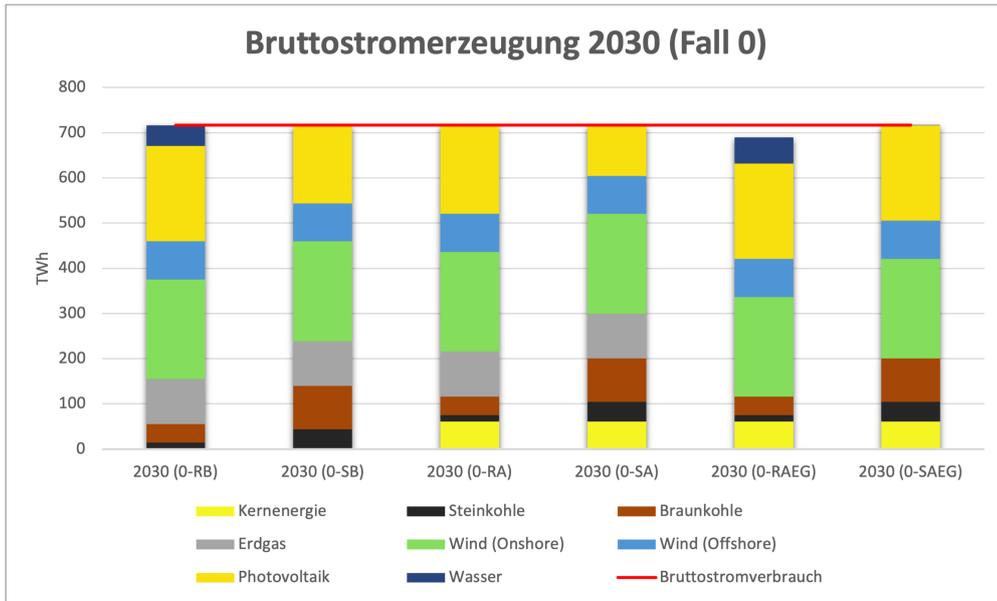


(e) Szenario 0-RAEG

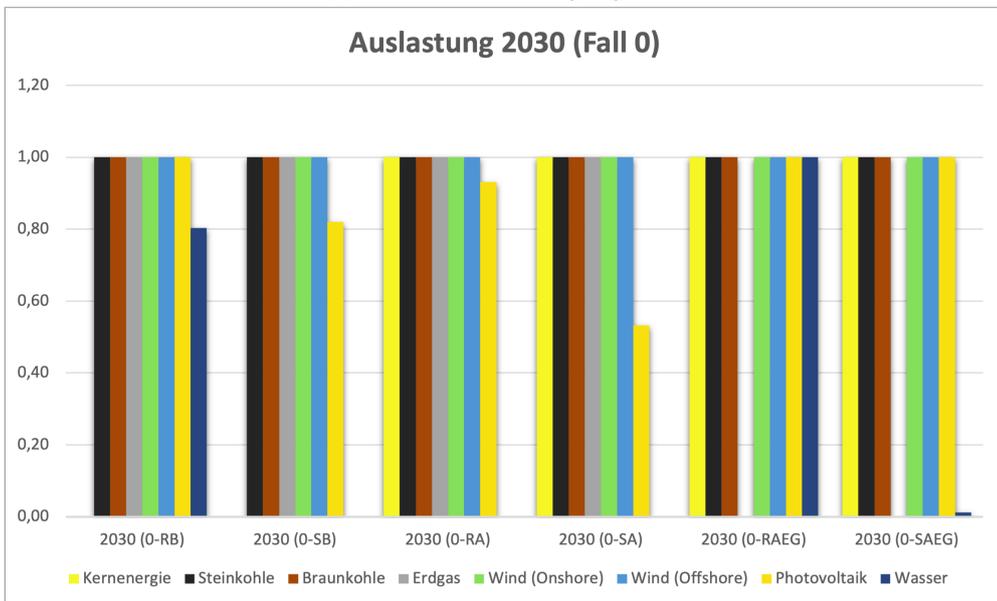


(f) Szenario 0-SAEG

Abbildung 7.12: Optimaler Strommix 2030 (Fall 0)
eigene Darstellung



(a) Bruttostromerzeugung 2030



(b) Auslastung der Energieträger im Strommix 2030

Abbildung 7.13: Erzeugungskapazität pro Energieträger im Jahr 2030 (Fall 0)
eigene Darstellung

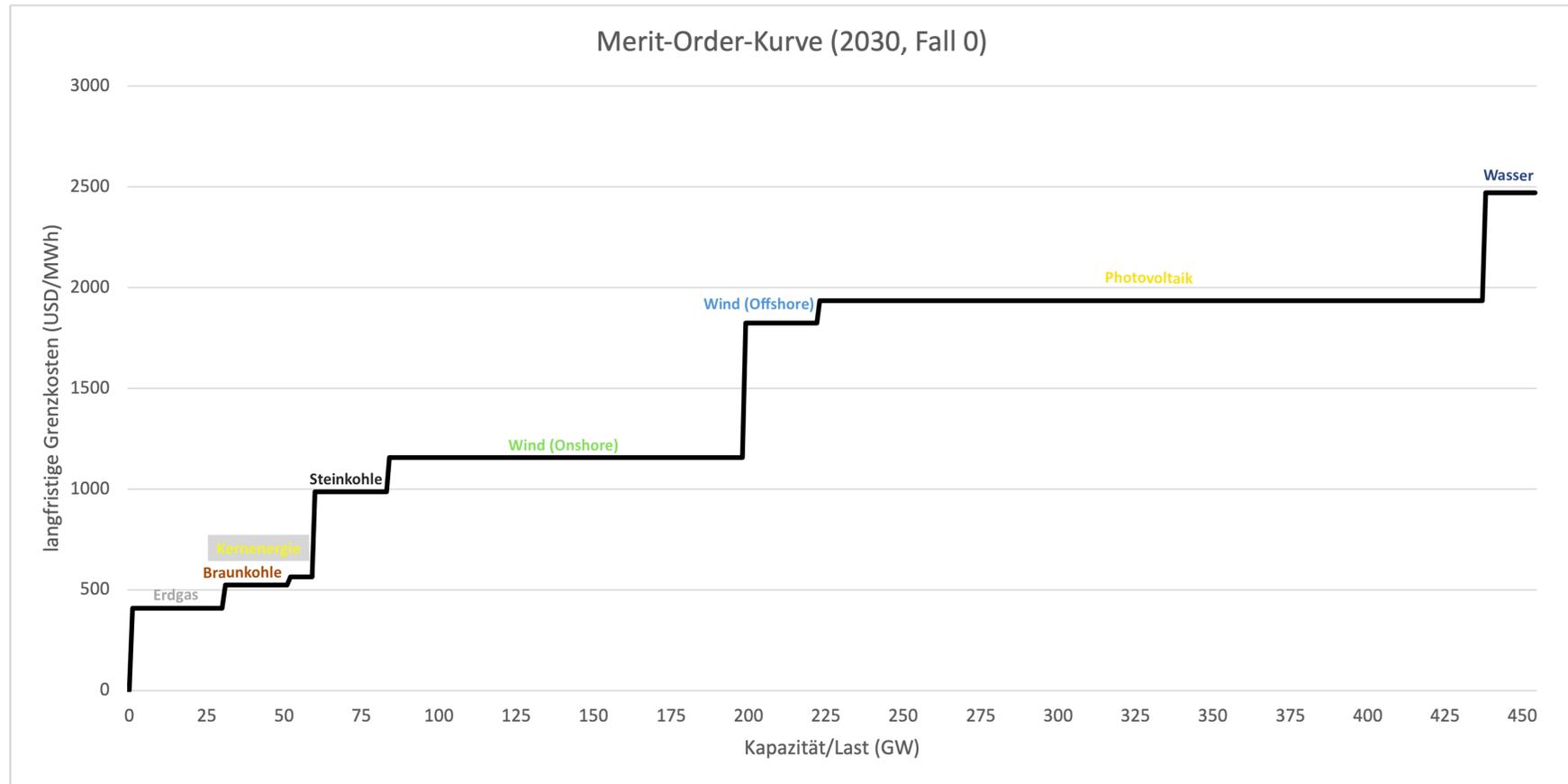


Abbildung 7.14: Angebotsfunktion: Merit-Order-Kurve unter Berücksichtigung der langfristigen Grenzkosten eigene Darstellung

Eidesstattliche Erklärung

Hiermit erkläre ich, Colin Mark Lehmann, dass ich die vorliegende Arbeit noch nicht für andere Prüfungen eingereicht habe. Ich habe die Arbeit selbständig verfasst. Sämtliche Quellen einschließlich Internetquellen, die ich unverändert oder abgewandelt wiedergegeben habe, insbesondere Quellen für Texte, Grafiken, Tabellen und Bilder, habe ich als solche kenntlich gemacht. Ich bin mir darüber bewusst, dass bei Verstößen gegen diese Grundsätze ein Verfahren wegen Täuschungsversuchs bzw. Täuschung eingeleitet wird.

I, Colin Mark Lehmann, hereby declare that I have not previously submitted the present work for other examinations. I wrote this work independently. All sources, including sources from the Internet, that I have reproduced in either an unaltered or modified form (particularly sources for texts, graphs, tables and images), have been acknowledged by me as such. I understand that violations of these principles will result in proceedings regarding deception or attempted deception.



Colin Mark Lehmann
Berlin, 29.08.2022