

Metastudie Braunkohle

Studie für RWE Power AG

30.11.2020



Studie

Impressum

© 2020
RWE Power AG
Stüttgenweg 2
50935 Köln
Tel.: 0221 4800

IW Consult GmbH
Konrad-Adenauer-Ufer 21
50668 Köln
Tel.: +49 221 49 81-758
www.iwconsult.de
Bildnachweise
Titelseite: shutterstock / Kodda

Inhalt

1	Die wichtigsten Kernaussagen zur Braunkohle	5
2	Auftrag und Fragestellung	6
3	Die wesentlichen Ergebnisse in Kürze	7
4	Stromnachfrage in Deutschland	12
5	Stromerzeugung in Deutschland	14
5.1	Ansatz der Studien	14
5.2	CO ₂ -Preise	15
5.3	Brennstoffpreise	17
5.4	Ausbau erneuerbarer Energien	17
5.5	Erzeugungsmix im Strombereich	19
6	Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken im Rheinischen Revier	22
7	Vereinbarkeit der Braunkohle mit den gesetzlichen Klimaschutzzielen	24
8	Produktion von Veredlungsprodukten der Braunkohle	27
9	Ableitung der Abbaumengen	29
10	Gesamtwirtschaftliche Effekte der Braunkohlewirtschaft	31
10.1	Gesamtwirtschaftliche Effekte in Deutschland: Beschäftigung, Produktion, Bruttowertschöpfung.....	31
10.2	Regionalwirtschaftliche Effekte der Braunkohlewirtschaft in Nordrhein-Westfalen.....	33
10.3	Effekte für einzelne nachgelagerte Wirtschaftszweige	34
10.4	Effekte für die Strompreise in Deutschland.....	35
11	Versorgungssicherheit bei Energierohstoffen	35
	Literatur	37

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 5-1: Stromerzeugung 2030	21
--	----

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Wesentliche Merkmale der Szenarien	10
Tabelle 4-1: Nettostromnachfrage in Deutschland.....	12
Tabelle 5-1: CO ₂ -Preise.....	16
Tabelle 5-2: Erneuerbare Energien: Kapazitäten und Stromerzeugung.....	19
Tabelle 6-1: Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken im Rheinischen Revier	23
Tabelle 7-1: CO ₂ -Emissionen und Klimaschutzziel.....	25
Tabelle 9-1: Prognostizierte notwendige Kohleabbauemengen.....	30
Tabelle 10-1: Gesamtwirtschaftliche Effekte der Braunkohlewirtschaft	32
Tabelle 10-2: Regionalwirtschaftliche Effekte der Braunkohlewirtschaft in NRW	33

1 Die wichtigsten Kernaussagen zur Braunkohle

Im Rahmen der Metastudie Braunkohle wurden verschiedene Studien ausgewertet und verglichen. Nachfolgend werden wesentliche Aussagen der Studien dargestellt. Eine ausführliche inhaltliche Zusammenfassung erfolgt im Kapitel 3. Weitere Details sind in den Kapiteln 4 bis 11 enthalten.

- **Entwicklung der Kapazitäten:** Gesetzliche Vorgaben wie die Beendigung der Kernenergienutzung bis Ende 2022, der Kohleausstieg bis Ende 2038 und das 65 Prozent-Ausbauziel für erneuerbare Energien bis 2030 setzen einen engen Rahmen für die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten und den zukünftigen Stromerzeugungsmix.
- **Stromerzeugungsmix im Jahr 2030:** Bis 2030 nimmt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien weiter zu. Ungeachtet dessen, weist die Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken in fast allen Modellvarianten eine hohe Konstanz auf. Strom aus Braunkohlekraftwerken wird auch 2030 noch rund 11 Prozent des Nettostromverbrauchs in Deutschland decken, so das Ergebnis der jeweiligen Referenzszenarien.
- **Erreichen der Klimaschutzziele:** Die Modellergebnisse zeigen, dass die im Rahmen des Kohleausstiegs verbleibende Kohleverstromung mit dem Treibhausgas-minderungs-Ziel der Bundesregierung gemäß Klimaschutzgesetz 2030 für den Energiesektor grundsätzlich vereinbar ist.

In Szenarien, in denen das 65%-Ausbauziel für die erneuerbaren Energien bei einer zusätzlich unterstellten steigenden Stromnachfrage nicht erreicht wird, wird auch das Klimaschutzziel 2030 verfehlt.

- **Bedeutung der Veredlung:** Die Veredlungsbetriebe versorgen u.a. benachbarte Industrieparks und Stadtwerke mit Prozess- und Fernwärme sowie Strom. Unter anderem werden rund 41 Prozent des Energieverbrauchs der Zement-, Asphalt- und Kalkherstellung in Nordrhein-Westfalen durch Veredlungsprodukte aus dem Rheinischen Revier gedeckt. Auch werden in den Veredlungsbetrieben im Rheinischen Revier rund 50 Prozent des in Nordrhein-Westfalen anfallenden Klärschlammes entsorgt.
- **Kohlebedarfe:** Für den Zeitraum 2020 bis 2038 liegt der auf Basis der verschiedenen analysierten Modellszenarien ermittelte Kohlebedarf aus dem Rheinischen Revier zwischen rund 670 (DIW 2020b) und rund 910 Millionen Tonnen (Frontier 2020a, Szenario +5%). Hierauf entfallen auf die Kraftwerke und Veredlungsbetriebe an der Nord-Süd-Bahn rund 630 bis 780 Millionen Tonnen Braunkohle.
- **Versorgungssicherheit bei Energierohstoffen:** Rund 70 Prozent des Primärenergiebedarfs in Deutschland werden durch Importe gedeckt. Erdgas, Erdöl und Steinkohle werden beinahe ausschließlich importiert. Bei Erdgas besteht zudem ein geringer Grad an Diversifizierung der ausländischen Lieferquellen. Mehr als 50 % des nach Deutschland eingeführten Erdgases stammt aus Russland. Nur Braunkohle und die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stammen jedoch praktisch ausschließlich aus dem Inland. Importrisiken entfallen daher. Da aber heimische erneuerbare Energien auf absehbare Zeit die Strom- und Energieversorgung nicht allein werden sicherstellen können, sind komplementäre Energieträger nötig. Je stärker dabei Braunkohle durch Erdgas ersetzt wird, desto höher fällt das Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen in Deutschland aus.

2 Auftrag und Fragestellung

Die Bundesregierung hat mit dem Gesetz zum Ausstieg aus der Kohleverstromung einen Zeitrahmen für die verbleibenden Laufzeiten der Kraftwerke gesetzt. Mit den Betreibern der Braunkohlekraftwerke wurde ein Zeitplan für die Abschaltung der einzelnen Kraftwerksblöcke vereinbart.¹

In welchem Umfang die Kraftwerke über die vereinbarten Laufzeiten hinweg bis maximal zum Jahr 2038 zur Stromerzeugung beitragen werden, ist in den Vereinbarungen nicht detailliert geregelt. Es existieren aber verschiedene Studien, die auf Basis unterschiedlicher Annahmen die zukünftig zu erwartende Erzeugung dieser Kraftwerke im Strommarkt modellieren.

Zu den Annahmen und Variablen in den Modellen zählen unter anderem die Entwicklung der Stromnachfrage, die Investitionen in den Kraftwerkspark und die resultierenden Erzeugungskapazitäten, die Entwicklung der Netzinfrastruktur sowie die Preise für Strom, Brennstoffe oder Emissionszertifikate für Kohlenstoffdioxid (CO₂). Das Zusammenspiel all dieser Faktoren beeinflusst die modellierte Stromerzeugung sowohl in den Braunkohlekraftwerken als auch allen anderen Stromerzeugungstechnologien.

Der vorliegende Beitrag soll das Vorgehen und die Ergebnisse einiger aktueller einschlägiger Studien vergleichend gegenüberstellen und den Gesamtrahmen abstecken, den die Ergebnisse dieser Studien abbilden. Dazu wurden als systematischer Ansatz die zentralen Themen der einzelnen Studien identifiziert und die Teilergebnisse der einzelnen Studie diesen Themen zugeordnet. Dies ermöglicht den direkten Vergleich der Teilergebnisse der einzelnen Studien in den Themenfeldern. Die Abfolge dieser Themenfelder orientiert sich an den logischen Schritten der Strommarktmodellierung in den Modellen.

Um einen guten Überblick über die Studienlage zu erhalten, müssen möglichst gleiche Referenzzeitpunkte und -räume für die verschiedenen Studien gewählt werden. Nicht alle Studien enthalten Daten zu jedem Jahr oder überspannen den gleichen Zeitraum. Einen einheitlichen Vergleichszeitpunkt für alle Studien und die Klimaschutzziele der Bundesregierung stellt das Jahr 2030 dar. Daher werden die zentralen Studienergebnisse aller in den Vergleich einbezogenen Studien für diesen Zeitpunkt dargestellt.

In den Studien finden sich nicht immer alle Angaben direkt in Tabellenform oder im Text. In einigen Fällen war es deshalb notwendig, auf Basis der verfügbaren Angaben oder Abbildungen in eigenen Berechnungen Ableitungen für einzelne Werte zu treffen. Diese Angaben wurden dennoch nicht weiter gerundet, um die Nachvollziehbarkeit zu gewährleisten.

¹ In der Steinkohle werden die stillzulegenden Kapazitäten bis 2026 ausgeschrieben, ab 2026 erfolgt die Stilllegung der verbleibenden Anlagen in Orientierung an dem Datum der Inbetriebnahme.

3 Die wesentlichen Ergebnisse in Kürze

Dem Vergleich liegen fünf Studien zu Grunde, in denen in einer Strommarktmodellierung neben einer Referenzentwicklung jeweils mehrere Szenarien oder Sensitivitätsanalysen betrachtet werden. Folgende Studien wurden im Rahmen dieser Metastudie Braunkohle betrachtet:

- ▶ Frontier Economics, 2019, Energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Braunkohlegewinnung und -nutzung im Rheinischen Revier. 12/2019.
- ▶ Frontier Economics, 2020a, Energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Braunkohlegewinnung und -nutzung im Rheinischen Revier – Ergänzende Analyse des Stilllegungspfades gemäß Bund/Länder-Einigung. 31.03.2020.
- ▶ Enervis, 2020a, Strommarktentwicklung und Braunkohlebedarf unter der Prämisse des Braunkohleausstiegspfades. März 2020.
- ▶ EWI, 2020, Auswirkungen des Kohleausstiegsgesetzes auf die Braunkohleverstromung im Rheinischen Revier. Juli 2020.
- ▶ DIW, 2020, Politikberatung kompakt 148: Klimaschutz statt Kohleschmutz: Woran es beim Kohleausstieg hakt und was zu tun ist.

Im Ganzen lassen sich 13 Modellvarianten unterscheiden. Diese Modellvarianten unterscheiden sich neben der je eigenen Modellierung in wichtigen modellexogen gesetzten Annahmen, wie der Stromnachfrage, den Brennstoff- und CO₂-Preisen und der Entwicklung der erneuerbaren Energien. Aus den 13 Modellvarianten ergeben sich fünf Typen von Stromerzeugungsszenarien.

Darüber hinaus wurden weitere Studien herangezogen, welche ergänzend zur Strommarktmodellierung weitere Aspekte der Bedeutung der Braunkohle für die sichere Energieversorgung betrachten.

- ▶ Enervis, 2020b, Entwicklung der deutschen Kapazitätsbilanz 2020 – 2035. März 2020.
- ▶ Frontier Economics, 2020b, Bedeutung der Veredlung für die Energieversorgung der Industrie in Deutschland und NRW. Juli 2020.
- ▶ IW und IW Consult, 2020, Versorgungssicherheit mit Energierohstoffen. Juni 2020.

Referenzfälle

Die analysierten Studien prognostizieren die Stromerzeugung unter Berücksichtigung aktueller gesetzlichen und politischen Rahmenbedingungen und Ziele. Zu den analysierten Referenzfällen zählen EWI (2020, Szenario A), Frontier (2019, 2020a, Referenzfall) und Enervis (2020a, Referenzfall). Die Stromnachfrage in Deutschland ist in diesen Fällen bis zum Jahr 2030 nahezu konstant und liegt dann bei rund 550 TWh. Für den Kohleausstieg wird eine Kapazitätsentwicklung entsprechend der Vereinbarungen in der Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung, der Bund-Länder-Vereinbarung und des Kohleausstiegsgesetzes angenommen. Der Ausbau erneuerbarer Energieträger wird jeweils so modelliert, dass das Ziel der Bundesregierung erreicht wird, 65 Prozent des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2030 durch erneuerbare Energien zu decken. In zwei Studien wird die Entwicklung der CO₂-Preise extern vorgegeben. Ein Modell ermittelt die CO₂-Preise endogen. Allen Studien ist eine moderate Entwicklung der CO₂-Preise gemeinsam. Auf mögliche Besonderheiten der Studien wird in den jeweiligen Kapiteln hingewiesen.

- ▶ **Stromerzeugungsmix im Jahr 2030:** Strom aus Kohlekraftwerken wird in diesen Szenarien in einem Umfang von rund 90 bis 105 TWh zur Stromerzeugung beitragen. Dies entspricht einem Anteil von rund 16 bis 19 Prozent des Nettostromverbrauchs. Der Anteil der Erzeugung der

Braunkohle zur Deckung des Nettostromverbrauchs liegt in diesen Szenarien mit rund 60 TWh bei etwa 11 Prozent. Der Beitrag erneuerbarer Energien liegt in diesen Szenarien bei 365 – 382 TWh.

- ▶ **CO₂-Emissionen:** Durch das Klimaschutzgesetz werden die Treibhausgasemissionen der Energiewirtschaft auf maximal 175 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2030 beschränkt. Die Erstellung der analysierten Studien erfolgte teilweise vor der Verabschiedung des Klimaschutzgesetzes. Zu diesem Zeitpunkt galt laut dem Klimaschutzprogramm eine Bandbreite von 175 bis 183 Millionen Tonnen CO₂-Äq. als Zielvorgabe. Die Bewertungen innerhalb dieser Metastudie erfolgen jedoch unter Berücksichtigung der strengeren Vorgabe. Auch diese strenge Vorgabe wird im Referenzfall EWI (2020), in dem ein Rückgang von 254 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2019 auf 161 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2030 ausgewiesen wird, eindeutig eingehalten. Sie liegt auch in der Schwankungsbreite der Modellprognosen aus Frontier (2019, 2020). Die Szenarien sind somit mit dem Ziel von 175 Millionen Tonnen CO₂-Äq. für die Energiewirtschaft im Jahr 2030 grundsätzlich vereinbar. Überschreitungen können insbesondere dann auftreten, wenn der Strombedarf steigt und der Ausbau der erneuerbaren Energien nicht entsprechend der Zielvorgaben angepasst wird.

Fälle mit hoher Stromnachfrage

Dazu zählen EWI (2020, Szenarien B und C), DIW (2020, Szenarien „Regierung“ und „Kommission“) und Enervis (2020a, Nachfrage hoch). Der wesentliche Unterschied zu den Referenzfällen ist hier die höhere Nettostromnachfrage im Jahr 2030. Sie liegt in den verschiedenen Szenarien im Bereich zwischen 610 und rund 700 TWh und wird mit einer stärkeren Sektorkopplung begründet. Vor allem Elektromobilität und Wärmepumpen, aber auch die Wasserelektrolyse treiben den Stromverbrauch nach oben. Der Ausbau erneuerbarer Energien reicht im Szenario B von EWI (2020) und in den Szenarien von DIW (2020) nicht aus, um das 65 Prozent-Ziel der Bundesregierung zu erreichen.

- ▶ **Stromerzeugungsmix im Jahr 2030:** Im Szenario B von EWI (2020) folgt der Ausbau der erneuerbaren Energien nicht der höheren Stromnachfrage; ihr Anteil am Bruttostromverbrauch beträgt nur rund 53 Prozent. Entsprechend höher sind die Anteile der fossilen Energieträger. Die Stromlücke gegenüber dem Szenario A in EWI (2020) wird vor allem durch Gas (+ 77 TWh) und zu einem kleinen Teil durch Kohle (Braunkohle: +2 TWh, Steinkohle: +6 TWh) geschlossen. Im Szenario C von EWI (2020) folgte die Entwicklung der erneuerbaren Energien dem 65-Prozent-Ziel am Bruttostromverbrauch trotz steigender Nachfrage, die Erzeugung der Erneuerbaren steigt damit um rund 90 TWh an. Die Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken steigt moderat auf 103 TWh bei Gas sowie 92 TWh bei Kohle. In Enervis (2020a) wird die höhere Stromnachfrage durch eine höhere Erzeugung mit erneuerbaren Energien und größeren Stromimporten gedeckt. In den Szenarien „Regierung“ und „Kommission“ des DIW bleibt der Ausbau der erneuerbaren Energien auf dem niedrigeren Ausbaupfad. Der Anteil an der Stromerzeugung erreicht mit 299 TWh nur rund 49 Prozent an der Bruttostromnachfrage. Kohle (rund 120 TWh) und Gas (rund 180 TWh) behalten relativ große Anteile.
- ▶ **CO₂-Emissionen:** Im Szenario B von EWI (2020), in dem der Ausbau der erneuerbaren Energien nicht mit der steigenden Stromnachfrage im Einklang steht und in den Szenarien von DIW (2020) wird das Treibhausgasminderungsziel des Klimaschutzgesetzes für den Energiesektor verfehlt. Das Szenario C von EWI zeigt, dass die rund 26 Prozent höhere Stromnachfrage auch eine um rund 25 Prozent höhere Kapazität der erneuerbaren Energieträger im Jahr 2030 erforderlich macht, um das Treibhausgasminderungsziel des Klimaschutzgesetzes für den Energiesektor zu erreichen. Die Kohleverstromung ist davon praktisch unberührt. Das Treibhausgas-Minderungsziel wird mit für den Energiesektor ausgewiesenen Emissionen von insgesamt 175 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2030 erreicht. In Enervis (2020a) wird keine ausdrückliche Berechnung der CO₂-Emissionen vorgenommen.

Fälle mit hohem CO₂-Preis:

Dazu zählen Frontier (2019, hoher CO₂-Preis) und Enervis (2020a, hoher CO₂-Preis). Hier besteht der wesentliche Unterschied zu den Referenzfällen in einem (exogen angenommenen) höheren CO₂-Preis resultierend aus einem steileren Preispfad, der mit zunehmenden Klimaschutzanstrengungen begründet wird. Die anderen Annahmen zur Stromnachfrage und zum EE-Ausbau sind wie in den zugehörigen Referenzfällen.

- ▶ **Stromerzeugungsmix im Jahr 2030:** Bei Frontier (2019) ist die Stromerzeugung der erneuerbaren Energien durch den Ausbaupfad und die Erreichung des 65 Prozent-Ziels gesetzt. Der höhere CO₂-Preis wirkt sich nur auf den relativen Beitrag der verschiedenen fossilen Energieträger aus. Es kommt zu einer Verschiebung von rund 6 TWh von der Braunkohle hin zum Gas. Der Kohleanteil an der Stromerzeugung sinkt um rund einen Prozentpunkt.
In Enervis (2020a) führt der höhere CO₂-Preis zu einer Verringerung der Stein- und Braunkohleverstromung um rund 2 Prozentpunkte bezogen auf die gesamte Stromerzeugung. Die Strommengen werden stattdessen mit Gas und erneuerbaren Energien sowie durch Importe gedeckt.
- ▶ **CO₂-Emissionen:** Die höheren CO₂-Preise in Frontier (2019) führen nur zu kleinen Verringerungen der CO₂-Emissionen. In Enervis (2020a) wird keine ausdrückliche Berechnung der CO₂-Emissionen vorgenommen.

Fälle mit Variation der Quote der Erneuerbaren Energien

Dazu zählen Frontier (2019, höhere EE-Quote), Enervis (2020a, niedrige EE-Quote). In diesen Szenarien wird die Einspeisung aus erneuerbaren Energien durch Unterschiede in der Kapazitätsentwicklung der erneuerbaren Energien variiert.

- ▶ **Stromerzeugungsmix im Jahr 2030:** In Frontier (2019) erreicht die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien rund 70 Prozent des Bruttostromverbrauchs. Im Vergleich zum Referenzfall erhöht sich der Stromexport und vermindert sich die Erzeugung aus Gas. Die Kohleverstromung ist im Vergleich zur Referenz praktisch unverändert. In Enervis (2020a) erreichen die erneuerbaren Energien nur einen Anteil von 55 Prozent am Bruttostromverbrauch. Die entstehende Differenz wird durch einen Anstieg der Gasverstromung und der Importe geschlossen.
- ▶ **CO₂-Emissionen:** Der stärkere Ausbau der erneuerbaren Energien in Frontier (2019) hat eine größere Wirkung auf die CO₂-Emissionen als der höhere CO₂-Preis in der gleichen Studie.

Fälle mit früherem Kohleausstieg

Dazu zählt DIW (2020, Szenario „Paris“). In diesem Szenario wird ein Kohleausstiegspfad bis zum Jahr 2030 und ein gegebenes CO₂-Budget zu Grunde gelegt. Das CO₂-Budget wird auf Basis von Pro-Kopf-Emissionen aus dem Klimaschutzabkommen von Paris vom DIW nach eigener Methodik abgeleitet. Dieses Pro-Kopf-Budget lässt sich dem Klimaschutzabkommen direkt nicht entnehmen.

- ▶ **Stromerzeugungsmix im Jahr 2030:** Im Szenario „Paris“ nimmt DIW (2020) einen Kohleausstieg bis zum Jahr 2030 an. Den Ausbau der erneuerbaren Energien sieht DIW in diesem Szenario erheblich beschleunigt vor. Der Ausbau übersteigt das Ziel „65 % Anteil am Bruttostromverbrauch“ deutlich. DIW gibt einen Anteil von 75% an der Stromerzeugung an. Mit Gas als einzigem verbliebenen fossilen Energieträger müssen demnach rund 145 TWh Strom erzeugt werden.
- ▶ **CO₂-Emissionen:** Das Klimaschutzziel des Klimaschutzgesetzes wird annahmegemäß sicher erreicht. Die CO₂-Emissionen des Stromsektors bleiben damit sehr deutlich unter den Vorgaben des Klimaschutzgesetzes. Die Vorgaben zur Treibhausgasminde rung für die Energiewirtschaft insgesamt für das Jahr 2030 werden somit annahmegemäß sicher erreicht.

Weitere Ergebnisse

Die Braunkohleförderung wird nicht nur zur Stromerzeugung genutzt. Bundesweit werden rund 11 Prozent der Rohbraunkohleförderung – im Rheinischen Revier sogar rund 14 Prozent – zur Produktion von Veredelungsprodukten verwendet, die überwiegend als Brennstoffe in energieintensiven Industrien – vor allem in der Zement-, Asphalt- und Kalkherstellung – genutzt werden. Ein durch eine schnellere Beendigung der Braunkohleförderung forciertes Brennstoffwechsel ist mit erheblichen Risiken für die Wirtschaftlichkeit dieser Industrien verbunden.

Tabelle 3-1: Wesentliche Merkmale der Szenarien

Zentrale Ergebnisse und Annahmen für das Jahr 2030

Studie und Szenario	Nettostromnachfrage (in TWh)	CO ₂ -Preis (in Euro/tCO ₂)	Ausbauziel zum Anteil erneuerbarer Energien* in %
Frontier (2019), „Referenz“	544	28	“65“
Frontier (2019), „hoher CO ₂ -Preis“	544	38	“65“
Frontier (2019), „höhere EE-Quote“	544	28	“70“
Frontier (2020a), Referenzfall	544	28	“65“
EWI (2020), Szenario A	555	34	“65“
EWI (2020), Szenario B	699	36	“53“
EWI (2020), Szenario C	699	35	“65“
Enervis (2020a), Referenzfall	547	28	“65“
Enervis (2020a), hoher CO ₂ -Preis	547	35	“65“
Enervis (2020a), hohe Nachfrage**	602	28	“65“
Enervis (2020a), niedrige EE-Quote	547	28	“55“
DIW (2020), Szenario „Regierung“	610	53	“49“
DIW (2020), Szenario „Paris“	610	53	“75“

* Das Ausbauziel der Bundesregierung für den Anteil der erneuerbaren Energien im Jahr 2030 beträgt 65 Prozent am Bruttostromverbrauch. In den analysierten Szenarien sind auch davon abweichende Ausbaupfade betrachtet worden, welche sich abweichend zur Zielvorgabe teilweise auf die Stromerzeugung beziehen. Die angegebenen Prozentzahlen, die demnach unterschiedliche Bezugsgrößen haben, verdeutlichen, ob mehr oder weniger ambitionierte Ausbauszenarien unterstellt wurden.

** Angabe zur Nachfrage abgeleitet aus Angaben in Enervis (2020a), S. 13ff.; EE-Ausbau gemäß 65%-Ziel im Referenzfall
Quelle: DIW (2020), Enervis (2020a), EWI (2020), Frontier (2019, 2020a), eigene Berechnungen IW Consult

Der gesamtwirtschaftliche Einfluss der Braunkohlewirtschaft geht über die direkten Beschäftigungseffekte hinaus. Die Nachfrage der Unternehmen nach Vorleistungen und die Konsumausgaben der Beschäftigten erzeugen weitere indirekte und induzierte Effekte bei anderen Unternehmen. Neben den rund 10.000 direkt in der Braunkohlewirtschaft Beschäftigten im Rheinischen Revier entstehen so weitere Arbeitsplätze – rund 9.500 in Nordrhein-Westfalen und noch einmal rund 9.000 in den anderen deutschen Bundesländern.

Deutschland ist heute für seine Energieversorgung in hohem Maß auf den Import fossiler Energieträger angewiesen. Je nach Konzentration der Importe auf Produktionsländer und die wirtschaftliche und politische Stabilität dieser Länder ergeben sich unterschiedliche Risiken für die Versorgungssicherheit. Braunkohle ist der einzige heimische fossile Energieträger mit ausreichender Verfügbarkeit. Die Verstromung von Braunkohle leistet einen Beitrag zur Versorgungssicherheit in Deutschland.

4 Stromnachfrage in Deutschland

Eine wesentliche Kenngröße für die Ermittlung der Stromerzeugung in verschiedenen Kraftwerkstechnologien ist die Prognose der zukünftigen Stromnachfrage. Diese übt – neben dem Stromaustausch mit dem Ausland – maßgeblichen Einfluss auf die Höhe der Stromerzeugung in Deutschland aus.

Die Besonderheit des Elektrizitätsmarktes – der zu jedem Zeitpunkt notwendige simultane Ausgleich von Stromerzeugung und Stromverbrauch – macht es notwendig, dass es zu jedem Zeitpunkt möglich ist, die Stromnachfrage in Deutschland durch Erzeugung in Deutschland und gegebenenfalls Stromimporte aus dem benachbarten Ausland zu decken.

Die verschiedenen Studien treffen hinsichtlich der Stromnachfrage in Deutschland zu verschiedenen Zeitpunkten unterschiedliche Annahmen bzw. variieren diese in den einzelnen Szenarien (Tabelle 4-1). Ein allen Studien gemeinsamer Referenzzeitpunkt ist das Jahr 2030. Hier ergibt sich aus den Studien von Frontier (2019, 2020a), EWI (2020), Enervis (2020a) und DIW (2020) für die Nettostromnachfrage eine Spanne von 544 TWh bis 699 TWh.

Die Entwicklung der Nettostromnachfrage folgt bei **Frontier (2019, 2020a)** einer Annahme über die Entwicklung des Marktumfelds. Die Studien gehen von einer nahezu konstanten Stromnachfrage bis zum Jahr 2030 aus (544TWh). Erst danach wird ein deutlicherer Anstieg der Stromnachfrage durch zunehmende Sektorkopplung erwartet. Für das Jahr 2040 geht Frontier (2019, 2020a) von einer Nettostromnachfrage von 669 TWh aus. Elektromobilität im Verkehrssektor und Wärmepumpen im Gebäudesektor treiben die Stromnachfrage. Die Modellierung folgt den Annahmen von Fraunhofer (2015).

Tabelle 4-1: Nettostromnachfrage in Deutschland

Angaben in TWh

Studie / Szenario	2018 - 2020*	2023	2025	2030	2038/ 2040**
Frontier (2019, 2020a)	538		528	544	669
EWI (2020), Szenario A	551	554	543	555	561
EWI (2020), Szenario B und C	551	630	650	699	751
Enervis (2020a), Referenz, andere Szenarien***	547	547	547	547	547
Enervis (2020a), hohe Nachfrage***	547		574	602	656
DIW (2020)			574	610	

*Frontier (2019): Stromnachfrage 2018; EWI: Stromnachfrage 2019

**EWI (2020): 2038

*** Angaben für Enervis abgeleitet aus Angaben in Enervis (2020a), S. 13ff.

Quelle: EWI (2020), Enervis (2020a), Frontier (2019), DIW (2020), eigene Darstellung

EWI (2020) entwickelt drei Szenarien, die sich in der Nettostromnachfrage unterscheiden. Dem Szenario A liegt eine nahezu konstante Stromnachfrage zu Grunde, die sich am Szenario B des

Netzentwicklungsplans der Bundesnetzagentur (BNetzA, 2019) orientiert. Die Nettostromnachfrage steigt demnach moderat auf 555 TWh im Jahr 2030 sowie 562 TWh im Jahr 2038. EWI (2020) betont, dass gleichzeitig von einer steigenden Spitzenlast auszugehen ist, die durch die Nachfrage von zusätzlichen Verbrauchstechnologien wie Elektrofahrzeugen oder Wärmepumpen entsteht.

Für das Szenario B zieht EWI (2020) die Annahmen für Deutschland aus dem Technologiemic 80-Szenario der dena-Leitstudie (Dena, 2018) heran. Sie sind gekennzeichnet durch eine Treibhausgas-(THG)-Emissions-Reduktion von 55% im Jahr 2030 und 80% im Jahr 2050 jeweils gegenüber dem Jahr 1990. Der Nettostromverbrauch steigt hier schneller: von 551 TWh im Jahr 2019 auf rund 650 TWh im Jahr 2025, ca. 699 TWh im Jahr 2030 sowie 751 TWh im Jahr 2038. Die Spitzenlast liegt jeweils etwas höher (ca. 2 GW) als im Szenario A. Das Szenario C entspricht hinsichtlich der Nettostromnachfrage dem Szenario B.

Enervis (2020a) geht im Referenzszenario von einer konstanten Stromnachfrage in Höhe von rund 547 TWh für den gesamten Betrachtungszeitraum aus. In einer Sensitivitätsanalyse (Nachfrage hoch) wird der Effekt einer steigenden Stromnachfrage auf die Studienergebnisse geprüft. Die Entwicklung der Stromnachfrage orientiert sich hier am Netzentwicklungsplan 2035 (50Hertz et al., 2020). Bis zum Jahr 2040 steigt die Stromnachfrage auf 656 TWh.

Der Nettostromverbrauch im Jahr 2030 wird in **DIW (2020)** auf 574 TWh im Jahr 2025 und auf 610 TWh im Jahr 2030 festgelegt (DIW, 2020, S. 10). Der Anstieg wird beispielsweise mit zunehmender Sektorkopplung begründet. Damit liegt der Nettostromverbrauch deutlich über der Annahme in Frontier (2019) und zwischen den Szenarien A und B in EWI (2020).

5 Stromerzeugung in Deutschland

Die Ermittlung der Stromerzeugung in Deutschland erfolgt in den Studien modellgestützt. In den Modellen wird einerseits die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten und andererseits der Einsatz der Erzeugungskapazitäten zur tatsächlichen Elektrizitätsproduktion simuliert. Es werden also Investitionen in Kraftwerke und der Kraftwerksbetrieb innerhalb des jeweiligen Modells bestimmt.

Die Entscheidung über den Zubau oder die Stilllegung von Erzeugungskapazitäten sind langfristige Entscheidungen, die sich an den Erwartungen oder Aussichten über die zukünftige Rentabilität der Investition orientieren. Der Einsatz der Kraftwerke ist eine kurzfristige Entscheidung, die sich an den aktuellen Strompreisen orientiert. Der Erzeugungskostenanteil an den Strompreisen ergibt sich modellen- und demnach über den Kraftwerkeinsatz und die damit verbundenen Grenzkosten der Stromerzeugung.

Die Modelle benötigen jeweils eine Reihe von exogenen Annahmen über die Rahmenbedingungen des Strommarkts. Neben der Nettostromnachfrage (vgl. Kap. 4) gehören dazu:

- ▶ Brennstoffkosten für fossile Energieträger (Gas, Steinkohle, Braunkohle)
- ▶ Preise für THG-Emissionen, d.h. für THG-Emissionszertifikate im EU-ETS (vgl. Tabelle 5-1)²
- ▶ Politische und gesetzliche Rahmenbedingungen des Strommarkts wie z. B. den Ausstieg aus der Kernenergie oder der Kohleverstromung sowie politisch festgelegte Komponenten der Strompreise
- ▶ Ausbau der erneuerbaren Energien
- ▶ Verfügbarkeit von Stromübertragungskapazitäten für den Stromaustausch mit dem Ausland

Brennstoffkosten und -preise oder Kosten für THG-Emissionen beeinflussen die Investitionen und den Einsatz von fossilen Kraftwerken. Brennstoffkosten und CO₂-Kosten je kWh sind brennstoffspezifisch. Generell gilt, dass die Stromerzeugung in Gaskraftwerken je kWh mit einem geringeren CO₂-Ausstoß einhergeht als in Stein- und Braunkohlekraftwerken. Hohe und steigende CO₂-Preise begünstigen daher die Stromerzeugung in Gaskraftwerken gegenüber Stein- und Braunkohlekraftwerken. Die Brennstoffpreise sind je Energieeinheit aber in der Regel für Stein- und Braunkohle geringer. Relativ hohe und steigende Gaspreise begünstigen daher die Stromerzeugung in Stein- und Braunkohlekraftwerken.

5.1 Ansatz der Studien

Frontier (2019) nutzt für die Modellierung ein europäisches Strommarktmodell als simultanes Investitions- und Kraftwerkeinsatzmodell CID („Combined Investment- and Dispatch“). Darin werden ein Referenzfall und zwei „Sensitivitäten“ berechnet. Im Referenzfall gehen die Autoren von einem Kohleausstiegspfad wie in der KWSB vereinbart aus und unterstellen ansonsten ein „Best-View“-Szenario basierend auf aktuellen Erwartungen für die Preisentwicklungen bei Brennstoffen und CO₂-Zertifikaten und in Bezug auf die aktuelle Umwelt- und Klimapolitik. In der Sensitivitätsanalyse „hoher CO₂-Preis“ wird ein stärker steigender CO₂-Preis angenommen. In der Sensitivitätsanalyse „höhere EE-Quote“ führt ein stärkerer Ausbau erneuerbarer Energien zu einem EE-Anteil von 70 Prozent am Stromverbrauch im Jahr 2030 statt 65 Prozent wie im Referenzfall und wie es dem aktuellen Ziel der Bundesregierung

² In EWI (2020) werden abweichend keine exogenen Vorgaben für die Preise der THG-Emissionen getroffen. Zur Ermittlung der CO₂-Preise werden dort stattdessen die Vermeidungskostenkurven des BMWi (2017) verwendet.

entspricht. In Frontier (2020a) wird eine Aktualisierung der Ergebnisse in Kenntnis des Stilllegungspfad gemäß Bund-Länder-Einigung vorgenommen, welcher später über das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVVG) auch gesetzlich festgeschrieben wurde. Die Ansätze sind ansonsten identisch.

EWI (2020) nutzt ein eigenes Strommarktmodell. Der Ausstiegspfad für die Braun- und Steinkohlekraftwerke in Deutschland orientiert sich am Kohleausstiegsgesetz (Bundestag, 2020). Berücksichtigt werden der detaillierte Ausstiegsplan für die Braunkohlekraftwerke, die Summe der Nennleistung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken, die Ausschreibungen für die Stilllegung von Steinkohlekraftwerke sowie die Annahme, dass das Kraftwerk Datteln 4 von 2020 bis 2035 am Markt bleibt (vgl. Stilllegungspfad, Tab. 2, EWI, 2020, S. 11).

Die Ergebnisse in **Enervis (2020a)** basieren ebenfalls auf einem eigenen Strommarktmodell (enervis Market Power, eMP). In diesem Modell wird ein Referenzszenario mit drei Sensitivitätsanalysen betrachtet. Das Referenzszenario beinhaltet die aktuellen Vorgaben der deutschen und europäischen Energie- und Klimapolitik. Insbesondere folgt der Ausbaupfad der erneuerbaren Energien dem 65 Prozentziel der Bundesregierung. Die CO₂-Preise werden entsprechend dem „Stated Policies“-Szenario des World Energy Outlooks (IEA, 2019) gebildet (Enervis, 2020a, S. 11f.). Der Kohleausstiegspfad wird in allen Szenarien entsprechend des Gesetzentwurfs der Bundesregierung zum Kohleausstieg aus dem Februar 2020 gebildet. Damit entsprechen sie im Bereich der Braunkohle auch den im Vergleich zum Entwurf unveränderten gesetzlichen Vorgaben. Abweichend davon werden in den Sensitivitätsanalysen die Parameter verändert, von denen ein Einfluss auf die Braunkohlenachfrage erwarten werden könnte. Im Einzelnen:

- ▶ CO₂ high: In diesem Szenario werden höhere CO₂-Preise als im Referenzszenario unterstellt.
- ▶ Nachfrage high: die im Referenzszenario nahezu konstante Stromnachfrage steigt wegen Sektorkopplung bis 2030 um 10 Prozent und bis 2040 um 20 Prozent gegenüber dem Jahr 2020.
- ▶ EE low: Der Kapazitätsausbau bei den Erneuerbaren Energien vollzieht sich deutlich langsamer, so dass in den Jahren 2030 und 2040 die entsprechenden Erzeugungskapazitäten deutlich geringer ausfallen. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch erreicht im Jahr 2030 nur 55 Prozent und verfehlt damit das 65 Prozent-Ziel der Bundesregierung.

Die Ausführungen in **DIW (2020)** stützen sich auf die Modellierung im Investitionsmodell dynELMOD (DIW, 2017). Betrachtet werden die drei Szenarien „Kommission“, „Regierung“ und „Paris“. Das Szenario „Kommission“ unterstellt eine Abschaltung der Kohlekraftwerke entsprechend des Vorschlags der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (2019) mit einer linearen Entwicklung des Kraftwerksparks zwischen 2020, 2025 und 2030. Das Szenario „Regierung“ nutzt einen im Vergleich zum Szenario „Kommission“ langsameren Abschaltplan des Kohleausstiegsgesetzes der Bundesregierung von 2020. Das Szenario „Paris“ ist so gestaltet, dass ein schnellerer Kohleausstieg bis 2030 erfolgt. DIW leitet dies aus internationalen und nationalen Klimaschutzziele auf Basis der Vereinbarungen der Klimaschutzkonferenz von Paris ab. Dazu wird vom DIW nach eigener Methodik ein Pro-Kopf-Budget für Emissionen abgeleitet, das dem Klimaschutzabkommen selbst nicht zu entnehmen ist. In diesem Szenario kann das Modell bestimmen, wieviel erneuerbare Energien zugebaut werden. Die Abschaltreihenfolge der Kohlekraftwerke wird nach Alter und Effizienz der Kraftwerke festgelegt, sofern nicht vereinbarte Abschalttermine vorliegen.

5.2 CO₂-Preise

Die CO₂-Preise haben jenseits der installierten Kapazitäten einen wesentlichen Einfluss auf den Erzeugungsmix im Stromsektor. Sie belasten Technologien mit einem höheren CO₂-Ausstoß je erzeugter

MWh Strom stärker. Hohe CO₂-Preise erhöhen also die Stromgestehungskosten in fossilen Kraftwerken gegenüber den Erneuerbaren Energien. Im Vergleich der fossilen Energieträger erhöhen sich die Gestehungskosten in Kohlekraftwerken stärker als in Gaskraftwerken. Braunkohle hat einen Kostennachteil gegenüber Steinkohle.

Die betrachteten Studien arbeiten mit unterschiedlichen CO₂-Preisen (Tabelle 5-1). In **Frontier (2019, 2020a)** wird ein Anstieg der CO₂-Preise über die Preisbildung im europäischen Emissionshandel motiviert. Für die Jahre bis 2022 werden die Preise aktuell gehandelter Futures genutzt. Der längerfristige Preispfad wird auf die Entwicklung im World Energy Outlook (IEA, 2018) gestützt. Der Anstieg der CO₂-Preise auf real ca. 36 Euro je tCO₂ im Jahr 2040 impliziert einen CO₂-Preis von 28 Euro je tCO₂ im Jahr 2030. In einer Sensitivitätsanalyse, die ausdrücklich höhere CO₂-Preise zu Grunde legt, beträgt der CO₂-Preis im Jahr 2030 rund 38 Euro je tCO₂. Dies lässt sich mit Verschärfungen der Ziele im EU-ETS bis 2030, etwa Stilllegungen von Zertifikaten begründen. Der Anstieg verläuft linear bis auf 59€ je tCO₂ im Jahr 2040.

In **EWI (2020)** wird argumentiert, dass die Verminderung der zulässigen Treibhausgasmengen im EU-Emissionshandel für Industrie und Energiewirtschaft zu höheren CO₂-Preisen führen wird. EWI (2020) verwendet daher die in einer durch das BMWi beauftragten Studie „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ ermittelten Vermeidungskostenkurven (BMW, 2017) zur Ermittlung der CO₂-Preise. Sie werden also anstelle einer Annahme über den Preisverlauf in einem weiteren Modell berechnet. Für das Jahr 2030 rechnet EWI (2020) je nach Szenario mit einem CO₂-Preis von 34 bis 36 Euro je tCO₂.

Tabelle 5-1: CO₂-Preise

Angaben in Euro je t CO₂

	2020	2030	2038
Frontier (2019), „Referenz“ und „höhere EE-Quote“	22	28	34
Frontier (2019), „hoher CO₂-Preis“	22	38	55
Frontier (2020a), „Referenz“	22	28	34
EWI (2020), Szenario A	25	34	52
EWI (2020), Szenario B	25	36	55
EWI (2020), Szenario C	25	35	53
Enervis (2020a), „Referenz“ und andere Szenarien	22	28	35
Enervis (2020a), „High Co₂“	22	35	59
DIW (2020), alle Szenarien	25	53	n.a.

Quelle: DIW (2020), Enervis (2020a), EWI (2020), Frontier (2019, 2020a), eigene Berechnungen IW Consult

Enervis (2020a) legt dem CO₂-Preispfad im Referenzszenario das „Stated Policies“-Szenario des World Energy Outlook (IEA, 2019) zugrunde. Ausgehend von 25 Euro je tCO₂ im Jahr 2020 steigt der CO₂-Preis auf 28 Euro je tCO₂ im Jahr 2030 und auf 35 Euro je tCO₂ im Jahr 2040. In der Sensitivitätsanalyse „High CO₂“ verläuft der Preispfad steiler und erreicht im Jahr 2030 rund 35 Euro je tCO₂ und im Jahr 2038 rund 59 Euro je tCO₂. Der steilere Preispfad orientiert sich ebenfalls am Basisszenario der im Auftrag

des BMWi erstellten Studie „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ (BMWi, 2017). Die anderen Szenarien in Enervis (2020a) nutzen den Referenzpreisfad.

DIW (2020) geht hingegen von einem deutlich schnelleren Anstieg der CO₂-Preise aus. Nach DIW-Annahmen entwickeln sie sich von 25 Euro je tCO₂ im Jahr 2020 auf 53 Euro je tCO₂ im Jahr 2030. Damit erreicht der CO₂-Preis in dieser Studie schon 2030 einen Wert, der in EWI (2020) erst im Jahr 2038 erreicht wird. In Frontier (2019) ergibt sich dieses Preisniveau nur in der Sensitivitätsanalyse mit höheren CO₂-Preisen für das Jahr 2038.

5.3 Brennstoffpreise

Frontier (2019) geht von einem „moderaten“ Anstieg der im Jahr 2019 für Steinkohle und Erdgas geringen Brennstoffpreise auf den relevanten Märkten aus. Auf Basis der am Markt gehandelten Futures wird angenommen, dass das niedrige Preisniveau bis Mitte der 2020er Jahre anhält. Mittelfristig wird zwar mit einer Erhöhung gerechnet, aber auch langfristig bleiben die Preise unter den historisch beobachteten Niveaus zurück (im Jahr 2040 Erdgas: ca. 29 €/MWh_{th}; Steinkohle ca. 10 €/MWh_{th}).

Weil für Braunkohle keine Marktpreise bestehen, nimmt **EWI (2020)** entsprechend der Ergebnisse in Agora (2017) eine Kostenentwicklung auf ca. 6,2 Euro/MWh_{th} Vollkosten an. Davon gelten 1,5 Euro/MWh_{th} als variable entscheidungsrelevante Kosten. Die Preise für Gas werden auf Basis der Future-Preise und Angaben des Stated Policy Scenarios im World Energy Outlook 2019 (IEA, 2019) ermittelt. In der Modellierung würden nach EWI (2020) höhere Gaspreise keinen nennenswerten Unterschied machen. Langfristig geringere Gaspreise würden allerdings die Braunkohleverstromung reduzieren. Für die Steinkohle wird ein ähnliches Vorgehen wie beim Gas gewählt. Future-Preise und die Entwicklung im „Stated Policies-Szenario“ des World Energy Outlook 2019 (IEA, 2019) ergeben eine relativ konstante Preisentwicklung bis ins Jahr 2040.

In das von **Enervis (2020a)** verwendete Marktmodell gehen die Brennstoffpreise ebenfalls als Eingangsgröße ein, diese werden aber nicht konkret ausgewiesen.

DIW (2020) verweist auf eine weitere Publikation, in der das zugrunde liegende Modell (DIW, 2017) erläutert wird, macht aber ebenfalls direkt keine Angaben zu den verwendeten Brennstoffpreisen.

5.4 Ausbau erneuerbarer Energien

Die verschiedenen Studien betrachten unterschiedliche Ausbaupfade erneuerbarer Energien, die zu sehr unterschiedlichen Erzeugungskapazitäten erneuerbarer Energieträger in den Jahren 2030 und 2038 führen (Tabelle 5-2).

Das 65%-Ausbauziel für Deutschland für das Jahr 2030 bezieht sich auf den Bruttostromverbrauch. In den Studien wird in den Szenarien teilweise abweichend von der Bezugsgröße des Bruttostromverbrauchs der Anteil der erneuerbaren Energien an der (Netto-)Stromerzeugung angegeben.

In **Frontier (2019)** erfolgt der Ausbau der Kapazitäten erneuerbarer Energien in der Kernregion (Deutschland und Nachbarstaaten) modellendogen. Eine flankierende Annahme ist aber, dass in Deutschland der durch das EEG vorgegebene Zielkorridor eingehalten und das Ziel von 65 Prozent der

erneuerbaren Energien am Stromverbrauch erreicht wird. In der Sensitivitätsanalyse „höhere EE-Quote“ wird unterstellt, dass der EE-Ausbau an einer EE-Quote von 70 Prozent ausgerichtet wird.

In **EWI (2020)** werden ausdrücklich unterschiedliche Ausbaupfade für die erneuerbaren Energien in verschiedenen Szenarien (A – C) betrachtet. Die Volllaststunden der EE-Anlagen wurden in eigenen Berechnungen auf Basis von Annahmen aus dem Klimaschutzprogramm (2019) erstellt. Die Szenarien verwenden eine je unterschiedliche Entwicklung der Nettostromnachfrage:

- ▶ Im Szenario A entspricht der jährliche Netto-Zubau von EE-Anlagen dem Ziel der Bundesregierung aus dem Klimaschutzprogramm für das Jahr 2030. Ab 2030 flachen die Zubauraten etwas ab. Im Jahr 2030 wird annahmegemäß ein Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 65 Prozent, im Jahr 2040 von 80 Prozent erreicht.
- ▶ Im Szenario B wird der gleiche Ausbaupfad wie im Szenario A zu Grunde gelegt. Die Anteile der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch werden wegen dem höheren Stromverbrauch dann nicht erreicht.
- ▶ Im Szenario C werden gegenüber dem Szenario A die Ausbauziele für die erneuerbaren Energien in der Weise erhöht, dass die Ziele für den Anteil der erneuerbaren Energien aus dem Klimaschutzprogramm auch bei der höheren Stromnachfrage (699 TWh statt 555 TWh) erreicht werden. EWI (2020) konstatiert, dass diese Ausbauziele mit den bisherigen Ausbaupfaden nicht erreicht werden können (EWI, 2020, S. 10).

Enervis (2020a) legt dem Referenzszenario das erneuerbare-Energien-Ziel der Bundesregierung von 65 Prozent des Bruttostromverbrauchs zu Grunde. In der Sensitivitätsanalyse „EE low“ wird ein flacherer Ausbaupfad angenommen. Der Ausbaupfad entspricht einem Anteil der erneuerbaren Energien von 55 Prozent an der nationalen Bruttostromnachfrage.

In **DIW (2020)** erfolgt der Zubau erneuerbarer Energien in den zwei Szenarien „Kommission“ und „Regierung“ entsprechend des aktuellen Ausbaupfades der Bundesregierung, im Szenario „Paris“ dagegen endogen im Modell. Für den Ausbau der Offshore-Windenergie werden Zielwerte von 9 GW (2025) und 15 GW (2030) gesetzt. DIW (2020) konstatiert, dass der Zubau erneuerbarer Energien im Szenario „Regierung“ nur 49% am Bruttostromverbrauch erreicht. Dies erklärt sich daraus, dass die in DIW (2020) unterstellte Stromnachfrage größer ist, als jene die dem Ausbaupfad der Regierung zu Grunde liegt. Im Szenario „Paris“ ergibt sich ein wesentlich ambitionierterer Ausbaupfad (jährlicher Zubau: 9,8 GW Photovoltaik und 5,9 GW Wind onshore), der zu einer Quote von 75% Erneuerbaren an der Stromerzeugung 2030 führt. DIW (2020) gibt an, dass der Nachfrage und Erzeugung aus Wind und Photovoltaik historische Profile von 2015 zugrunde liegen.

Die Spannweite zwischen den zukünftig (2030) installierten Kapazitäten der erneuerbaren Energien ist groß. Sie reicht von 160 GW bis 285 GW. Die Ausbauszenarien gehen einerseits mit unterschiedlichen Zielerreichungsgraden in Bezug auf den Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch einher. Andererseits liegen der Kombination von Kapazität und Stromerzeugung unterschiedliche Volllaststunden der EE-Anlagen zu Grunde. Sie reichen im Durchschnitt über alle Anlagen von rund 1.600 Stunden pro Jahr bis zu rund 2.190 Stunden pro Jahr. Dies entspricht einer Auslastung der Anlagen zwischen rund 18 Prozent bis rund 25 Prozent der möglichen Stunden pro Jahr.

Die resultierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien unterscheidet sich konsequenterweise ebenfalls deutlich zwischen den einzelnen Studien (Tabelle 5-2).

Tabelle 5-2: Erneuerbare Energien: Kapazitäten und Stromerzeugung

Installierte Kapazitäten in GW und Stromerzeugung in TWh

	Kapazitäten (GW)		Stromerzeugung (TWh)
	2030	2038	2030
Frontier (2019), „Referenz“^(a)	169	201	354
Frontier (2019), „hoher CO₂-Preis“^(b)	169	216	354
Frontier (2019), „höhere EE-Quote“^(c)	174	204	381
Frontier (2020a)	169	201	365
EWI (2020), Szenario A	201	237	382
EWI (2020), Szenario B	201	237	385
EWI (2020), Szenario C	251	314	476
Enervis (2020a), „Referenz“^(d)	197	222	372
Enervis (2020a), hoher CO₂-Preis^(e)	197	222	375
Enervis (2020a), hohe Nachfrage^(e)	197	222	377
Enervis (2020a), „EE low“^(d)	171	198	311
DIW (2020), Szenario „Regierung“^(f)	160	n.a.	299
DIW (2020), Szenario „Paris“^(f)	285	n.a.	458

a) Geschätzt nach Frontier (2019), Angaben zum Ausbaupfad EE-Kapazitäten auf S.90

b) Geschätzt nach Frontier (2019), Angaben zum Ausbaupfad EE-Kapazitäten auf S. 90 und Abb. 52; für 2038 werden zusätzlich Speicher mit einer Kapazität von rd. 1,8 GW berücksichtigt

c) Geschätzt nach Frontier (2019), Angaben zum Ausbaupfad EE-Kapazitäten auf S. 90 und Abb. 54

d) Interpoliert für 2038 nach Enervis (2020a), S. 13. Abb. 5.

e) Enervis (2020a) geschätzt auf Basis Abb. 8 und 11 sowie Angaben im Text

f) Geschätzt nach DIW (2020), Abb. 4 und Annahmen zum Ausbaupfad von PV und Wind onshore auf S. 12

Quelle: DIW (2020), Enervis (2020a), EWI (2020), Frontier (2019, 2020a), eigene Berechnungen IW Consult

5.5 Erzeugungsmix im Strombereich

Der sich gemäß den Studien im Jahr 2030 jeweils ergebene Erzeugungsmix ist in Abbildung 5-1 zusammengefasst.

Im Referenzszenario von **Frontier (2019, 2020a)** wird eine Stromnachfrage im Jahr 2030 von rund 545 TWh zu einem großen Teil durch erneuerbare Energien (rund 360 TWh) gedeckt. Steinkohle (45 TWh) und Braunkohle (60 TWh) tragen rund 105 TWh zur Deckung der Stromnachfrage bei. Gas kommt auf eine Erzeugung von rund 80 TWh. Im Szenario „hoher CO₂-Preis“ wird ein kleiner Teil der Braunkohleverstromung (rund 5 TWh) durch eine entsprechend höhere Gasverstromung substituiert. Ein stärkerer Ausbau der erneuerbaren Energien führt hingegen im Vergleich zum Referenzfall nicht zu einer Veränderung der Braunkohlenutzung. Stattdessen sinkt die Gasverstromung leicht und die Stromexporte erhöhen sich.

In **EWI (2020)** unterscheidet sich der Erzeugungsmix zwischen den verschiedenen Szenarien vor allem hinsichtlich des Anteils der erneuerbaren Energieträger und des Gases. Zur Deckung der

Nettostromnachfrage von 555 TWh im Jahr 2030 tragen die erneuerbaren Energieträger in Szenario A mit 382 TWh bei. Mittels Kohle und Gas werden rund 88 TWh und 76 TWh Strom erzeugt. Bei gleichbleibendem Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten und einer höheren Stromnachfrage bleibt die Erzeugung mit erneuerbaren Energien in Szenario B nahezu auf dem Niveau von Szenario A. Die zunehmende Nachfrage wird überwiegend durch Gas und zu einem kleinen Teil durch Steinkohle gedeckt. Folgt der Ausbau der erneuerbaren Energien der zunehmenden Nachfrage (Szenario C), steigt die erneuerbare Stromerzeugung ebenfalls um rund ein Viertel auf 476 TWh. Auch die Stromerzeugung in Gaskraftwerken steigt merklich an (103 TWh), jedoch deutlich weniger als in Szenario B. Die Erzeugung auf Basis der Braunkohle ist in allen Szenarien nahezu stabil.

Enervis (2020a) präsentiert neben dem Referenzfall drei weitere Sensitivitätsanalysen. Im Referenzfall sind die Ergebnisse sehr ähnlich wie in Frontier (2019, 2020a). Ein höherer CO₂-Preis resultiert auch bei Enervis (2020a) in einer begrenzten Substitution von Kohle durch Gas und erneuerbare Energien in der Stromerzeugung. Sie fällt etwas größer aus als in Frontier (2019). Eine höhere Stromnachfrage wird durch eine höhere Erzeugung in erneuerbaren Energien und Gas sowie höhere Stromimporte kompensiert. Die Stromerzeugung in Kohlekraftwerken ändert sich kaum, da schon im Referenzfall eine hohe Auslastung der Kapazitäten gegeben ist. Im Fall „niedrige EE-Quote“ wird das Ausbauziel der erneuerbaren Energien verfehlt. Die entstehende Differenz von rund 55 TWh wird ähnlich wie bei der höheren Stromnachfrage durch eine zusätzliche Nutzung der Gaskraftwerke sowie höhere Stromimporte ausgeglichen.

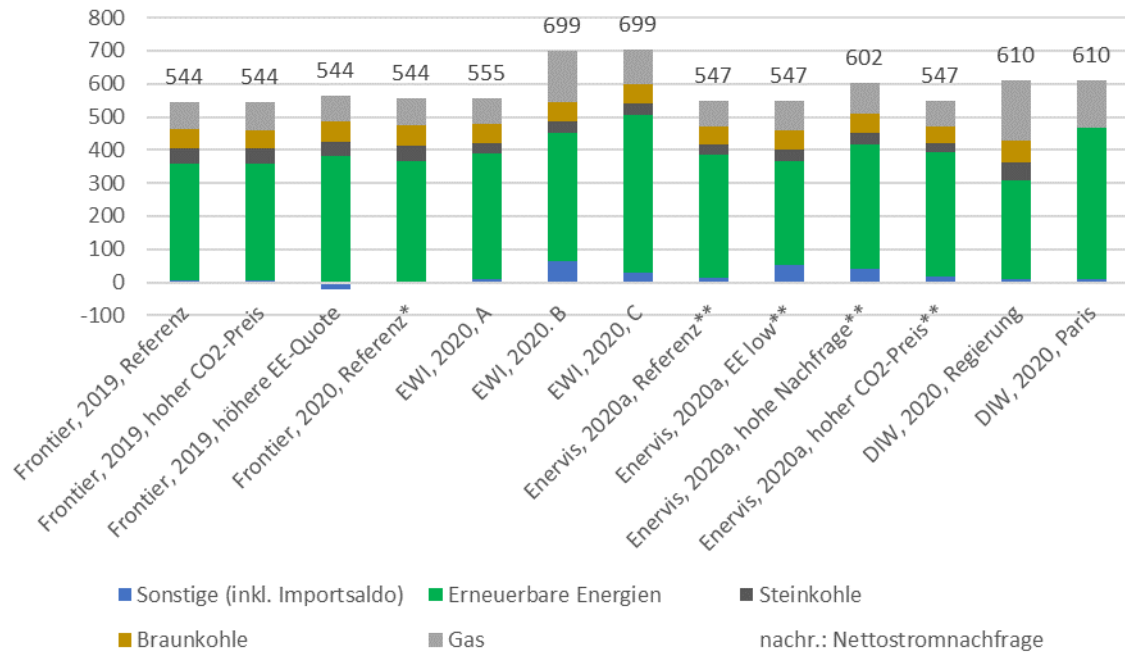
In **DIW (2020)** ist im Szenario „Paris“ die Einhaltung eines angenommenen CO₂-Budgets und der damit einhergehende CO₂-Preis die letztlich bindende Restriktion für die Stromerzeugung. Dazu wird einerseits ein Stilllegungspfad für Kohlekraftwerke festgelegt, so dass deren Stromerzeugung bis 2030 auf null sinkt. Die Stromerzeugung in Gaskraftwerken geht bis 2030 auf rund 145 TWh zurück. Gegenüber dem Szenario „Regierung“ liegt die Stromerzeugung in Gaskraftwerken um rund 40 TWh niedriger, die Stromerzeugung in Kohlekraftwerken um rund 120 TWh. Die erneuerbaren Energien ersetzen demnach diese Stromerzeugung. Ein Ziel dieser Modellierung ist letzten Endes, aufzuzeigen, dass bei einem Kohleausstieg bis 2030 ein deutlich größerer Ausbau der erneuerbaren Energien für die Erreichung ambitionierterer Klimaschutzziele notwendig wäre.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken in fast allen Modellvarianten eine hohe Konstanz aufweist. Die Auslastung der Kohlekraftwerke ist in den Referenzfällen jeweils schon hoch. Sie lässt sich auch bei höherer Nachfrage oder geringerer Erzeugung erneuerbarer Energien bei den gegebenen Kapazitäten kaum steigern. Moderat steigende CO₂-Preise verändern die Kostenrelation zwischen Kohle- und Gaskraftwerken in den Modellen bis zum Jahr 2030 ebenfalls nicht so stark, dass dies zu einer erheblichen Reduktion insbesondere der Braunkohleverstromung führen würde. Braunkohlekraftwerke bleiben damit auch bei Umsetzung der gesetzlichen Klimaschutzziele (siehe auch Abschnitt 7) und Ausbau der erneuerbaren Energien bis in die 2030er Jahre hinein am Netz – ihre Wirtschaftlichkeit ist gegeben.

Ein Rückgang der Braunkohleverstromung ist lediglich dann zu beobachten, wenn er, wie bei **DIW (2020)**, gestützt auf ein deutlich ambitionierteres CO₂-Minderungsziel exogen vorgegeben ist und durch einen massiven Ausbau der erneuerbaren Energien begleitet wird.

Abbildung 5-1: Stromerzeugung 2030

Stromerzeugung nach Kraftwerksart in TWh



* Frontier (2020a) geschätzt auf Basis Abb. 2 sowie Angaben im Text

** Enervis (2020a) geschätzt auf Basis Abb. 8 und 11 sowie Angaben im Text

Quelle: DIW (2020), Enervis (2020a), EWI (2020), Frontier (2019), eigene Berechnungen IW Consult

6 Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken im Rheinischen Revier

Die Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken im Rheinischen Revier ergibt sich in Frontier, EWI und Enervis als Teilergebnis der Modellierung der Stromerzeugung in Deutschland. Wesentliche Parameter sind dabei die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten und die Volllaststunden. Die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten ist im Detail über das Kohleausstiegsgesetz und die Vereinbarungen zwischen der Bundesregierung und dem Betreiber RWE vorgegeben. Die Volllaststunden der Erzeugung in den Braunkohlekraftwerken ergeben sich im Strommarktmodell aus der Stromnachfrage, dem Angebot an Erzeugungskapazitäten und dem resultierenden Strompreis. Für den wirtschaftlichen Betrieb der Braunkohlekraftwerke sind zudem die variablen Erzeugungskosten inklusive der CO₂-Preise relevant.

Die Studienergebnisse zur Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken im Rheinischen Revier sind in Tabelle 6-1 zusammengefasst. Sie unterscheiden sich nicht sehr stark. In den jeweiligen Referenzszenarien (Frontier, 2020, Referenzfall; EWI, 2020, Szenario A; Enervis, 2020a, Referenzfall) sinkt die Stromerzeugung im Rheinischen Revier vom heutigen Stand auf rund 40 – 42 TWh im Jahr 2025, 22 TWh im Jahr 2030 und rund 20 TWh im Jahr 2038. Dies ist nach heutigem Planungsstand das letzte Betriebsjahr der dann noch verbliebenen Braunkohlekraftwerke im Rheinischen Revier. Die ähnlichen Strommengen bei einer gleichen Kapazitätsentwicklung sind auf eine ähnliche Auslastung der Kraftwerke zurückzuführen.

Abweichungen von diesem Trend ergeben sich aus folgenden Gründen:

- ▶ In Frontier (2019, Referenzfall) wird noch ein anderes Ausstiegsszenario mit höheren Braunkohlekapazitäten im Rheinischen Revier betrachtet. Dies führt zu einer höheren Stromerzeugung.
- ▶ Frontier (2019, höherer CO₂-Preis) berücksichtigt als Ausgangspunkt die Stromerzeugung im Referenzfall der gleichen Studie. Bei steigenden CO₂-Preisen ab dem Jahr 2030 geht die Stromerzeugung in den Braunkohlekraftwerken stärker zurück. Die Auslastung der Kraftwerke ist geringer. Im Jahr 2038 liegt die Stromerzeugung um rund 14 Prozent unter der Stromerzeugung im vergleichbaren Referenzfall. Ginge man davon aus, dass die prozentuale Minderung auch für den Referenzfall in Frontier (2020) gelten würde, erhielte man darin eine Strommenge von rund 17 TWh.
- ▶ In Frontier (2019, höhere EE-Quote) ergibt sich trotz anderer Rahmenbedingungen als im Referenzfall der gleichen Studie eine beinahe identische Stromerzeugung in den rheinischen Braunkohlekraftwerken. Zusätzliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen würde die Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken nur geringfügig verringern. Dies kann als Indiz für die hohe Wettbewerbsfähigkeit der Braunkohle gegenüber den anderen fossilen Energieträgern in diesem Marktszenario interpretiert werden.
- ▶ In EWI (2020, Szenario B) führt die höhere Stromnachfrage nicht zu einer nennenswerten Veränderung der Stromerzeugung im Rheinischen Revier. Dies deutet darauf hin, dass in der Modellierung die dortigen Braunkohlekraftwerke schon bei den geringeren Strommengen des Szenario A an der Kapazitätsgrenze operieren. Auch dies kann als Zeichen für die Wettbewerbsfähigkeit der Braunkohle gedeutet werden.
- ▶ In EWI (2020, Szenario C) führt die höhere Stromnachfrage kombiniert mit einem stärkeren Ausbau der Erneuerbaren Energieträger zu einer leichten Verringerung der Stromerzeugung in den Rheinischen Braunkohlekraftwerken.
- ▶ In Enervis (2020a, hoher CO₂-Preis) führt der Anstieg der CO₂-Preise zu einer Verringerung der Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken im Rheinischen Revier. Im Jahr 2038 wären eine Reduktion um rund 55 Prozent gegenüber dem Referenzfall die Folge. Sie fällt damit auch deutlich größer aus als im Fall steigender CO₂-Preise in Frontier (2019). Dieses Ergebnis kann mindestens

zum Teil mit den höheren CO₂-Preisen in Enervis (2020a) erklärt werden (59 Euro je tCO₂ gegenüber 55 Euro je tCO₂, vgl. Tabelle 5-1).

- ▶ Die beiden anderen Szenarien in Enervis (2020a) führen nicht zu wesentlichen Änderungen der Stromproduktion im Rheinischen Revier.
- ▶ In DIW (2020) erfolgt keine regional ausdifferenzierte Betrachtung der Stromerzeugung in den Braunkohlerevieren. Im Szenario „Regierung“ werden noch etwa 65 TWh bundesweit in Braunkohlekraftwerken erzeugt. Im Szenario „Paris“ wird im Jahr 2030 kein Strom in Braunkohlekraftwerken erzeugt, folglich ist auch die Stromerzeugung der Braunkohlekraftwerke im Rheinischen Revier null.

Tabelle 6-1: Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken im Rheinischen Revier

Angaben in TWh

	2018/ 2019/ 2020*	2023	2025	2030	2035	2038
Frontier (2019), Referenzfall	67	47	46	34	30	28
Frontier (2019), Höherer CO₂-Preis	67	47	46	32	27	24
Frontier (2019), Höhere EE-Quote	67	47	46	33	29	28
Frontier (2020), Referenzfall	67	44	41	22	21	20
EWI (2020), Szenario A	51	45	42	22	21	19
EWI (2020), Szenario B	51	45	43	23	21	19
EWI (2020), Szenario C	51	45	42	22	19	17
Enervis (2020a), Referenzszenario	59		40	22	21	20
Enervis (2020a), Hoher CO₂-Preis**	59			19	17	11
Enervis (2020a), Hohe Nachfrage**	59			23	22	21
Enervis (2020a), Niedrige EE-Menge**	59			23	22	21

*2018 für Frontier (2019, 2020); 2019 für EWI (2020); 2020 für Enervis (2020a)

** Daten geschätzt auf Basis der Abbildung 15, S. 24.

Quelle: Enervis (2020a), EWI (2020), Frontier (2019), Frontier (2020)

7 Vereinbarkeit der Braunkohle mit den gesetzlichen Klimaschutzzielen

Ein wesentlicher Unterschied zwischen verschiedenen Studien ist der Umgang mit den Klimaschutzzielen der Bundesregierung bzw. den THG-Minderungszielen des Klimaschutzgesetzes:

- ▶ **Frontier (2019, 2020a)** gehen von den Klimaschutzzielen aus dem Jahr 2019 und dem daraus abgeleiteten Ziel für den CO₂-Ausstoß im Energiesektor von 175 – 183 Mio. Tonnen CO₂ in 2030 in Deutschland aus. Dies entspricht einer Reduktion von 37,5 Prozent gegenüber den 280 Mio. Tonnen CO₂ aus dem Jahr 2020. Das THG-Minderungsziel des nunmehr maßgeblichen Klimaschutzgesetzes für den Energiesektor beträgt 175 Mio. Tonnen CO₂-Äq. in 2030 und liegt damit am unteren Rand dieser Spanne.
- ▶ **EWI (2020)** berücksichtigt bereits das Klimaschutzgesetz mit der Zielvorgabe von 175 Millionen Tonnen CO₂-Äq. im Jahr 2030.
- ▶ **DIW (2020)** legt dem Szenario „Paris“ das Pariser Klimaschutzabkommen von 2015 und ein abgeleitetes 1,75 Grad-Ziel zugrunde. In DIW (2020) wird ausgehend von einem Welt-CO₂-Budget ein Gesamtbudget für den deutschen CO₂-Ausstoß abgeleitet. Daraus folgert das DIW größere Einsparziele hinsichtlich des CO₂-Ausstoßes in Deutschland für das Jahr 2030 und das Jahr 2040. Die bisherigen deutschen Klimaschutzziele seien nicht ausreichend. Im DIW-Szenario „Paris“ erfolgt der Kohleausstieg bis 2030. Die CO₂-Emissionen des deutschen Stromsektors lägen damit kumuliert bis 2030 bei nur 1.819 Millionen Tonnen CO₂, was im Jahr 2030 rund 70 Millionen Tonnen CO₂ entspräche. Ein solches Szenario würde u.a. einen Ausbau der erneuerbaren Energien voraussetzen, welcher deutlich über den bisherigen Ausbauzielen liegen würde.

In **Frontier (2019)** wird der Zielkorridor des bei der Erstellung der Studie gültigen Emissionsziels der Bundesregierung für 2030 von 175 – 183 Millionen Tonnen CO₂ in jedem Szenario erreicht. Die Emissionen liegen jeweils knapp über dem jetzt gesetzlich maßgeblichen Wert von 175 Millionen Tonnen CO₂-Äq. In **Frontier (2020)** wird ein Wert von 173 Mio. Tonnen ausgewiesen.

Die drei Szenarien in **EWI (2020)** unterscheiden sich hinsichtlich der Erreichung des Klimaschutzziels 2030. Im Szenario A (moderate Entwicklung der Stromnachfrage, Zubau erneuerbare Energien wie heute geplant) wird das Klimaschutzziel für die Energiewirtschaft in Höhe von 175 Millionen t CO₂-Äq. erreicht und mit einem Ausstoß von 161 Millionen t CO₂-Äq. sogar um 8 Prozent unterschritten.

Im Szenario B (hohe Stromnachfrage, Zubau erneuerbarer Energien wie heute geplant) kann das Klimaschutzziel nicht eingehalten werden. Die Treibhausgas-Emissionen im Energiesektor belaufen sich auf 203 Millionen Tonnen und liegen damit 16 Prozent über der Zielvorgabe. Im Vergleich zum Szenario A entstehen vor allem bei der Stromerzeugung aus Gas und sonstigen Energieträgern deutlich höhere CO₂-Emissionen (+35 Millionen Tonnen CO₂ gegenüber Szenario A), die der um 77 TWh höheren Stromerzeugung aus Gas zuzurechnen sind. Auch die Stromerzeugung in Kohlekraftwerken ist im Szenario B etwas höher und geht mit einem um 7 Millionen Tonnen höheren CO₂-Ausstoß einher.

Im Szenario C (hohe Stromnachfrage, größerer Zubau erneuerbarer Energien) wird das Klimaschutzziel von 175 Millionen Tonnen CO₂-Äq. im Energiesektor genau eingehalten. Die CO₂-Emissionen aus den Gaskraftwerken liegen um 24 Millionen Tonnen unter den Emissionen im Szenario B, aber um 11 Millionen Tonnen über jenen in Szenario A. Die gegenüber dem Szenario A größere Stromnachfrage wird zum kleineren Teil durch mehr Gasverstromung (+27 TWh) und zum größeren Teil durch mehr Strom aus erneuerbaren Energien (+94 TWh) gedeckt.

In **DIW (2020)** werden nur die THG-Emissionen der Szenarien „Regierung“ und „Paris“ deutlicher offengelegt. Zum Szenario „Kommission“, das zwischen den beiden anderen Szenarien liegt, wird angegeben, dass die THG-Emissionen in Summe für die Jahre 2020 bis 2040 um 134 Millionen Tonnen CO₂ unter dem Szenario „Regierung“ liegen, hauptsächlich wegen des späteren Abschaltens der Braunkohle nach 2030.

Im Szenario „Regierung“ wird das Emissionsziel der Bundesregierung für 2030 mit einem CO₂-Ausstoß von rund 200 Millionen Tonnen CO₂ überschritten. Ein wesentlicher Erklärungsbeitrag zu diesem Ergebnis ist, dass die Stromerzeugung in erneuerbaren Energien mit einem Anteil von 49 Prozent am Bruttostromverbrauch das 65 Prozent-Ziel verfehlt. Ursache dafür wiederum ist, dass der Zubau erneuerbarer Energien dem aktuellen Ausbaupfad entspricht, die Stromnachfrage aber höher angesetzt wird als in diesem Ausbaupfad zu Grunde gelegt. Die entstehende Differenz muss dann über den Einsatz fossiler Energieträger mit höherem CO₂-Ausstoß geschlossen werden.

Das Emissionsziel der Bundesregierung für 2030 wird im Szenario „Paris“ mit THG-Emissionen von rund 70 Millionen Tonnen CO₂ deutlich unterschritten. Dieses Ergebnis ist auch Ziel der Modellierung. Die Emissionsmenge entspricht einem Szenario mit einem Gesamtbudget an CO₂-Emissionen bis 2050. Im Vergleich zum Referenzfall in DIW (2020) – dem Szenario „Regierung“ – ergibt sich eine Verringerung der kumulierten Emissionen bis 2040 von 4.234 Millionen Tonnen CO₂ auf 2.449 Millionen Tonnen CO₂.

In **Enervis (2020a)** werden die CO₂-Emissionen nicht berechnet oder offengelegt.

Tabelle 7-1: CO₂-Emissionen und Klimaschutzziel

CO₂-Emissionen der Energieerzeugung im Jahr 2030 und Verhältnis zum Klimaschutzziel

	Millionen t CO ₂
Klimaschutzziel	175
Frontier (2019), „Referenz“	181
Frontier (2019), „hoher CO₂-Preis“	179
Frontier (2019), „höhere EE-Quote“	177
Frontier (2020), „Referenz“	173
EWI (2020), Szenario A	161
EWI (2020), Szenario B	203
EWI (2020), Szenario C	175
DIW (2020), Szenario „Regierung“	200
DIW (2020), Szenario „Paris“	70

Quelle: DIW (2020), EWI (2020), Frontier (2019), eigene Berechnungen IW Consult

Durch das Klimaschutzgesetz werden die Treibhausgasemissionen der Energiewirtschaft auf maximal 175 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2030 beschränkt. Die Bearbeitung der analysierten Studien erfolgte teilweise vor der Verabschiedung des Klimaschutzgesetzes und orientierte sich an der damals relevanten Bandbreite von 175 bis 183 Millionen Tonnen CO₂-Äq. als Zielvorgabe des Klimaschutzprogramms

2030. In EWI (2020) ist bereits das Klimaschutzgesetz berücksichtigt worden, Frontier (2019, 2020) beziehen sich noch auf das Klimaschutzprogramm 2030.

Die Szenarien der EWI-Studie EWI (2020, Szenarien A und C) und der Frontier-Studie halten die jeweils relevanten Zielvorgaben ein. Die Unterschiede zwischen den Studien sind gering und liegen im Rahmen der Güte einer solchen Prognose. Ein grundsätzlicher Widerspruch zwischen dem Klimaschutzgesetz und dem zu erwartenden Stromerzeugungsmix kann nicht festgestellt werden.

Ein deutlicher Anstieg der Stromnachfrage ändert dieses Ergebnis nicht wesentlich, da er in allen Modellen nicht zu einer nennenswerten Erhöhung der Kohleverstromung führt. Die zusätzlichen Strommengen werden in den Modellen entweder durch erneuerbare Energien, durch Gas oder durch Stromimporte gedeckt.

Die Analysen haben allerdings auch gezeigt, dass die Zielerreichung maßgeblich vom Ausbau der erneuerbaren Energien abhängig sein wird. Nur in den Fällen, in denen der Ausbau der erneuerbaren Energien sich nicht an der steigenden Stromnachfrage orientiert, wird auch das Klimaschutzziel 2030 verfehlt. Dieses Ergebnis zeigt sich sowohl im Szenario B von EWI (2020) als auch im Szenario „Regierung“ von DIW (2020). Der Schlüssel für die Erreichung des aktuellen Klimaschutzziels der Bundesregierung liegt also im Ausbau der erneuerbaren Energien. Wird das Ausbauziel der erneuerbaren Energien nicht erreicht, so wird bei gleichbleibender oder steigender Stromnachfrage auch die Einhaltung der Vorgaben aus dem Klimaschutzgesetz schwierig zu gewährleisten sein. Eine Prüfung der Einhaltung der Ausbauziele für die erneuerbaren Energien ist somit entscheidend.

8 Produktion von Veredlungsprodukten der Braunkohle

Braunkohle wird auch in Veredlungsbetrieben für die Energieversorgung der insbesondere mittelständischen Industrie eingesetzt. In einer **Frontier-Studie (2020b)** ist die Bedeutung der Veredlung ausführlich betrachtet worden. Veredlungsprodukte der Braunkohle im Rheinischen Revier sind – im Wesentlichen – Braunkohlestaub, Wirbelschichtkohle, Briketts und Koks³. Sie werden besonders in der Zement-, Asphalt- und Kalkherstellung verwendet. Auch in der Papier-, Zucker-, Stahl- oder Grundstoffchemieindustrie kommen sie zum Einsatz. Rund 20 Prozent des Energieverbrauchs der Zement-, Asphalt- und Kalkherstellung in Deutschland und rund 41 Prozent des Energieverbrauchs dieser Industrien in Nordrhein-Westfalen wird durch die Veredlungsprodukte gedeckt.

Der gesamtwirtschaftliche Beschäftigungseffekt dieser Branchen belief sich in Deutschland 71.500 Personen, die eine Wertschöpfung von 6,1 Milliarden Euro erwirtschafteten. Die Energiekosten in der Zement-, Asphalt- und Kalkherstellung sind überdurchschnittlich hoch. Sie betragen zwischen 5 Prozent und 25 Prozent des Umsatzes im Vergleich zu rund 2 Prozent im Durchschnitt des Verarbeitenden Gewerbes.

Eine schnelle Umstellung der Brennstoffversorgung ist für diese Unternehmen mit einem hohen Investitions- und Kostenrisiko verbunden. Wirtschaftliche Vorteile der Verwendung der Veredlungsprodukte entstehen für die nachfragenden Unternehmen durch eher geringe und wenig schwankende Brennstoffpreise. Eine Umrüstung der Anlagen in der Industrie ginge neben den Investitionskosten auch mit technischen und regulatorischen Risiken einher. Nicht alle Anlagen können auf alternative Brennstoffe umgerüstet werden. Häufig ist unklar, ob umgerüstete Anlagen auch eine entsprechende Genehmigung erhielten.

Die Veredlungsbetriebe selbst stellen weitere Dienstleistungen zur Verfügung. Einerseits versorgen sie benachbarte Industrieparks und Stadtwerke mit Prozess- und Fernwärme sowie Strom. Andererseits wird in den Veredlungsbetrieben derzeit ein beträchtlicher Anteil des Klärschlammes entsorgt. Die Veredlungsbetriebe im Rheinischen Revier verwerten rund 50 Prozent des in Nordrhein-Westfalen anfallenden Klärschlammes.

Im Jahr 2018 wurden in Deutschland rund 11 Prozent (18,1 Millionen Tonnen) der Rohbraunkohleförderung zur Herstellung von rund 6,6 Millionen Tonnen Veredlungsprodukten genutzt. Von der Rohbraunkohle wurden rund zwei Drittel (12,1 Millionen Tonnen) im Rheinischen Revier gefördert und an drei Produktionsstandorten – Fortuna-Nord, Frechen und Knapsacker Hügel – von rund 1.500 Mitarbeitern weiterverarbeitet. Im Rheinischen Revier wurden im Jahr 2018 rund 12 Millionen Tonnen Rohbraunkohle, als etwa 14 Prozent Förderung zur Veredlung eingesetzt. Sie stammen aus den beiden Tagebauen Garzweiler und Hambach, die über die Nord-Süd-Bahn mit den Veredlungswerke verbunden sind.

Frontier (2020b) kommt zu dem Schluss, dass der beschleunigte Ausstieg aus der Verstromung von Braunkohle „erhebliche Auswirkungen auf Wertschöpfung und Beschäftigung in NRW und

³ Bei RWE sind dies Lignite Energy Pulverized (LEP) (Braunkohlenstaub); Lignite Energy Grained (LEG) (Wirbelschichtbraunkohle), Lignite Energy Compact (LEC) (Braunkohlenbrikett), Herdofenkoks (HOK®) (Herdofenkoks), Frontier (2020b), S. 5. Die weiteren Ausführungen fassen die Ergebnisse in Frontier (2020b) zusammen.

Deutschland“ hat und eine frühzeitige Beendigung der Veredlung von Rohbraunkohlen zu Veredlungsprodukten ebenfalls zu direkten Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekten in den Veredlungsbetrieben und nachgelagerten Industrien führen würde.

9 Ableitung der Abbaumengen

Für die Ableitung der notwendigen Abbaumengen von Braunkohle im Rheinischen Revier spielt in erster Linie die prognostizierte Menge der Stromerzeugung in den dortigen Kraftwerken eine Rolle. In den Gutachten von Frontier (2019, 2020a), EWI (2020) und Enervis (2020a) wird zusätzlich die Braunkohleförderung als Input für die Herstellung der Veredlungsprodukte berücksichtigt und eine Sicherheitsreserve für die Kraftwerke in Sicherheitsbereitschaft einkalkuliert. In DIW (2020) wird für die Ableitung der benötigten Kohlemengen auf DIW (2019) verwiesen (Tabelle 9-1). Diese Berechnung wird in DIW (2020b) unter Berücksichtigung der Auswirkungen der COVID19-Pandemie aktualisiert. Dabei wird aber nicht das gesamte Rheinische Revier, sondern es werden ausschließlich die Kraftwerke und Veredlungsbetriebe an der Nord-Süd-Bahn berücksichtigt. Basis der Berechnung ist der mittlerweile im Kohleausstiegsgesetz fixierte – jedoch von DIW stark kritisierte – Stilllegungspfad.

- ▶ **Frontier (2020a)** ermittelt für den Zeitraum 2020 bis 2038 einen gesamten Braunkohlebedarf im Rheinischen Revier von 867 bis 907 Millionen Tonnen. Davon werden 677 bis 717 Millionen Tonnen für die Verstromung in den Großkraftwerken eingesetzt. Entsprechend der Verteilung der Kraftwerke und Tagebaue entfallen alleine auf die Stromerzeugung 556 bis 592 Millionen Tonnen aus den Tagebauen Garzweiler und Hambach sowie 121 bis 125 Millionen Tonnen auf den Tagebau Inden. Dazu kommen für den genannten Zeitraum ein Braunkohlebedarf von rund 170 Millionen Tonnen für die Veredlung sowie Mengen für die Sicherheitsbereitschaft in Höhe von 20 Millionen Tonnen, welche aus den Tagebauen Hambach und Garzweiler bereitzustellen sind.
- ▶ **EWI (2020)** leitet aus der Modellierung des Strommarkts und der Erzeugungsmengen in den Großkraftwerken im Rheinischen Revier einen Braunkohlebedarf von 496 (Untergrenze Szenario C) bis 519 (Obergrenze Szenario B) Millionen Tonnen Braunkohle aus den Tagebauen Garzweiler und Hambach sowie rund 100 Millionen Tonnen Braunkohle aus dem Tagebau Inden für den Zeitraum 2021 bis 2038 ab. Dazu kommen für den genannten Zeitraum Braunkohlebedarfe von rund 153 Millionen Tonnen für die Veredlung sowie in der Studie ausgewiesene, aber nicht bezifferte Mengen für die Sicherheitsbereitschaft, welche aus den Tagebauen Hambach und Garzweiler bereitzustellen sind.
- ▶ **Enervis (2020a)** schätzt den Braunkohlenbedarf für die Stromerzeugung im Rheinischen Revier von 2020 bis 2038 auf 614 bis 694 Millionen Tonnen. Davon werden 98 bis 102 Millionen Tonnen dem Tagebau Inden sowie 516 bis 592 Millionen Tonnen den Tagebauen an der Nord-Süd-Bahn zugeordnet. Auch hier kommen 170 Millionen Tonnen Braunkohle für die Veredlung und 19 Millionen Tonnen Braunkohle für die Sicherheitsbereitschaft hinzu, welche aus den Tagebauen Hambach und Garzweiler bereitzustellen sind.
- ▶ **DIW (2020, 2020b)** geben einen maximalen Braunkohlebedarf für alle Zwecke von 672 Millionen Tonnen von 2020 bis 2038 an.

Für die Verteilung des Braunkohlebedarfs auf die Tagebaue sind verschiedene Annahmen notwendig. Der Tagebau Inden bildet mit dem Kraftwerk Weisweiler ein eigenes abgeschlossenes System. Die Tagebaue Garzweiler und Hambach sind über die Nord-Süd-Bahn mit den Kraftwerken in Neurath und Niederaußem und den Veredlungsbetrieben in Niederaußem, Hürth und Frechen verbunden. Die dort benötigten Braunkohlemengen müssen aus den beiden Tagebauen gewonnen werden. Die Größe der Tagebaue bedingt sich somit gegenseitig. Je weniger Kohle in Hambach abgebaut werden kann, desto mehr Kohle muss in Garzweiler gewonnen werden und umgekehrt. Bei der Berechnung des Kohlebedarfs sind die unterschiedlichen Heizwerte wegen der unterschiedlichen Eigenschaften der Kohle in Hambach und Garzweiler zu berücksichtigen. In Frontier (2020a) und EWI (2020) sind die zugrundeliegenden Heizwerte angegeben.

Tabelle 9-1: Prognostizierte notwendige Kohleabbauengen

Angaben in Mio. Tonnen

Studie und Szenario	Prognosezeitraum	Verwendung	Braunkohlebedarf in Mio. Tonnen	Summe Revier*
Frontier, Referenz	2020 – 2038	Inden/Weisweiler	123	888
		NSB / Neurath & Niederaußem	575	
		Veredlung	170	
Frontier, -5%	2020 – 2038	Inden/Weisweiler	121	867
		NSB / Neurath & Niederaußem	556	
		Veredlung	170	
Frontier, +5%	2020 – 2038	Inden/Weisweiler	125	907
		NSB / Neurath & Niederaußem	592	
		Veredlung	170	
EWI (2020), Szenario A	2021 – 2038**	Inden/Weisweiler	98	785**
		NSB / Neurath & Niederaußem	514	
		Veredlung	153	
EWI (2020), Szenario B	2021 – 2038**	Inden/Weisweiler	101	793**
		NSB / Neurath & Niederaußem	519	
		Veredlung	153	
EWI (2020), Szenario C	2021 – 2038**	Inden/Weisweiler	97	766**
		NSB / Neurath & Niederaußem	496	
		Veredlung	153	
Enervis, Referenz	2020 – 2038	Inden/Weisweiler	100	867
		NSB / Neurath & Niederaußem	578	
		Veredlung	170	
Enervis, hoher CO₂-Preis	2020 – 2038	Inden/Weisweiler	98	803
		NSB / Neurath & Niederaußem	516	
		Veredlung	170	
Enervis, geringe EE-Quote	2020 – 2038	Inden/Weisweiler	102	883
		NSB / Neurath & Niederaußem	592	
		Veredlung	170	
DIW (2020), Regierung	2020 – 2038	Kraftwerke + Veredlung	672	672
DIW (2020b)	2020 – 2038	Inden/Weisweiler	k.A.	(632)***
		NSB / Neurath & Niederaußem	485	
		Veredlung	147	

* Enervis, EWI, Frontier gehen von einem Braunkohlebedarf von bis zu 20 Millionen Tonnen für die Sicherheitsbereitschaft einzelner Kraftwerksblöcke aus (Frontier 20 Mio. t, Enervis 19. Mio. t). EWI weist auf diesen Bedarf hin, ohne diesen zu quantifizieren. In der Spalte „Summe Revier“ sind für Enervis, EWI und Frontier 19 bzw. 20 Mio. Tonnen berücksichtigt. DIW weist keine Mengen für die Sicherheitsbereitschaft aus; entsprechend folgte keine Berücksichtigung.

** EWI (2020) weist den Kohlebedarf für einen abweichenden Zeitraum aus. Für den Vergleich mit den anderen Studien ist noch der Kohlebedarf für 2020 zu addieren. Laut Angabe der RWE Power AG wird für 2020 laut aktueller Prognose und unter Berücksichtigung der Auswirkungen der COVID19-Pandemie ein Kohlebedarf für das Rheinische Revier von rund 55 Millionen Tonnen erwartet. Diese Kohlemenge wurde in der Tabelle nicht addiert, um die Transparenz zu erhalten.

*** DIW (2020b) weist in dieser Studie Kohlemengen unter Berücksichtigung der COVID19-Pandemie ausschließlich für die Kraftwerke und Veredlungsbetriebe an der Nord-Süd-Bahn aus.

Quelle: DIW (2020), Enervis (2020a), EWI (2020), Frontier (2019, 2020a)

10 Gesamtwirtschaftliche Effekte der Braunkohlewirtschaft

Verschiedene Studien gehen auf die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Braunkohlewirtschaft ein. Dazu lassen sich verschiedene Perspektiven einnehmen. Frontier (2019, 2020a) gehen auf die Wirkungen der Braunkohlewirtschaft ein, die durch deren Nachfrage in der vorgelagerten Wertschöpfungskette sowie die Verausgabung der Löhne und Gehälter in der Braunkohlewirtschaft und den vorgelagerten Wirtschaftszweigen in Deutschland insgesamt und in Nordrhein-Westfalen entstehen (Kap. 10.1 und Kap. 10.2).

Frontier (2020b) weist auf Produktion und Beschäftigung in den Branchen hin, in denen die Veredelungsprodukte der Braunkohle als Brennstoff oder Vorprodukt eingesetzt werden (Kap. 10.3). IW (2020) konzentriert sich auf die Strompreiseffekte der Braunkohleverstromung und deren Auswirkungen in den energieintensiven Industrien in Deutschland (Kap. 10.4).

10.1 Gesamtwirtschaftliche Effekte in Deutschland: Beschäftigung, Produktion, Bruttowertschöpfung

Frontier (2019) leitet die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Braunkohlewirtschaft in einem Input-Output-Modell ab. Dabei werden neben der Produktion und Beschäftigung in der Braunkohlewirtschaft direkt zwei weitere Arten von Effekten berücksichtigt. Indirekte Effekte auf Produktion und Beschäftigung entstehen bei den Zulieferern der Braunkohlewirtschaft und in weiter nachgelagerten Stufen, induzierte Effekte entstehen durch die Verausgabung der Löhne und Gehälter bei den in der Braunkohlewirtschaft Beschäftigten. Zur Braunkohlewirtschaft zählen der Braunkohletagebau, die Braunkohleverstromung und die Braunkohleveredlung.

Ausgehend von rund 10.000 Beschäftigten in der Braunkohlewirtschaft im Rheinischen Revier, einer Wertschöpfung von rund 1,0 Milliarden Euro und einer Produktion von rund 3,4 Milliarden Euro schätzt Frontier (2019) die gesamtwirtschaftlichen Effekte der rheinischen Braunkohlewirtschaft in Deutschland auf rund 28.500 Beschäftigte, eine Wertschöpfung von 3,3 Milliarden Euro und eine Produktion von 8,4 Milliarden Euro (Tabelle 10-1). Bezieht man die gesamtwirtschaftlichen Effekte der anderen Braunkohlereviere in der Lausitz und in Mitteldeutschland mit ein, sind fast 60.000 Beschäftigte in Deutschland direkt, indirekt oder induziert von der Braunkohlewirtschaft abhängig. Die entsprechenden Werte von Wertschöpfung und Produktion belaufen sich auf 5,9 Milliarden Euro und 14,8 Milliarden Euro.

Mit dem Ausstieg aus der Braunkohleverstromung entsprechend des Vorschlags der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung gehen die Werte für Beschäftigung, Produktion und Wertschöpfung bis 2038 wie in der Tabelle 10-1 zusammengefasst zurück. Bis zum Jahr 2030 halbiert sich die Zahl der von der Braunkohlewirtschaft abhängigen Beschäftigten auf 28.000. Im Jahr 2038 sind es noch rund 25.000 Beschäftigte. Entsprechend reduzieren sich die Beträge von Wertschöpfung und Beschäftigung.

Tabelle 10-1: Gesamtwirtschaftliche Effekte der Braunkohlewirtschaft

Beschäftigung in Personen, Wertschöpfung und Produktion in Milliarden Euro; Braunkohlewirtschaft im Rheinischen Revier und in Deutschland insgesamt

	Rheinisches Revier				Deutschland*			
	Direkt	Indirekt	Induziert	Gesamt	Direkt	Indirekt	Induziert	Gesamt
2018								
Beschäftigung	10.000	11.000	7.400	28.500	20.744	23.000	16.000	59.100
Wertschöpfung	1,0	1,4	1,0	3,3	1,8	2,3	1,8	5,9
Produktion	3,4	3,1	1,9	8,4	6,0	5,5	3,3	14,8
2030								
Beschäftigung	4.800	6.000	3.900	14.700	9.000	12.000	6.900	27.900
Wertschöpfung	0,5	0,7	0,5	1,7	0,8	1,1	0,8	2,7
Produktion	1,8	1,6	0,9	4,3	2,9	2,7	1,4	7,0
2038								
Beschäftigung	4.100	5.100	3.300	12.500	8.000	11.000	6.000	25.000
Wertschöpfung	0,4	0,6	0,4	1,4	0,7	1,0	0,7	2,4
Produktion	1,6	1,4	0,8	3,8	2,5	2,4	1,2	6,1

* Deutschland-Werte teilweise auf Basis von Abbildungen geschätzt

Quelle: Frontier (2019), eigene Zusammenstellung

Während die Berechnungen in Frontier (2019) auf dem Ausstiegspfad beruhen, der sich aus dem Beschluss der Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung ergibt, werden diese Berechnungen in Frontier (2020) auf die Bund/Länder-Einigung aktualisiert. Darin ergibt sich für das Rheinische Revier zu Beginn des Kohleausstiegs eine etwas frühere Abschaltung eines Teils der Erzeugungskapazität.

Entsprechend fallen die direkte und indirekte Produktion, Wertschöpfung und Beschäftigung im Jahr 2030 etwas geringer aus. So belief sich die bundesweit durch die rheinische Braunkohle verursachte Wertschöpfung auf 1,4 Milliarden Euro, davon rund 0,4 Milliarden Euro als direkter sowie rund 1,0 Milliarden Euro als indirekter und induzierter Effekt. Im Jahr 2038 lägen diese Werte bei rund 0,3 Milliarden und 0,6 Milliarden Euro.

Entsprechend belief sich die direkte, indirekte und induzierte Beschäftigung der rheinischen Braunkohlewirtschaft in Deutschland im Jahr 2030 auf rund 12.200 Personen sowie auf rund 7.000 Personen im Jahr 2038.

10.2 Regionalwirtschaftliche Effekte der Braunkohlewirtschaft in Nordrhein-Westfalen

Die Bestimmung der regionalwirtschaftlichen Effekte der Braunkohlewirtschaft in Nordrhein-Westfalen erfolgt in Frontier (2019) analog zur Bestimmung der gesamtwirtschaftlichen Effekte in Deutschland. Letzten Endes werden die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Braunkohlewirtschaft im Rheinischen Revier für das Land Nordrhein-Westfalen bestimmt. Diese Effekte sind somit ein Teil der gesamtwirtschaftlichen Effekte der Braunkohlewirtschaft im Rheinischen Revier auf Bundesebene.

Ausgangspunkt der Analyse sind auch hier die rund 10.000 direkt in der Braunkohlewirtschaft des Rheinischen Reviers Beschäftigten und die damit verbundene Wertschöpfung (1,0 Milliarden Euro) und Produktion (3,4 Milliarden Euro) im Jahr 2018 (Tabelle 10-2). In NRW führt dies über indirekte und induzierte Beschäftigungswirkungen zu einer auf die Braunkohlewirtschaft zurückzuführenden Beschäftigung von rund 19.500 Personen. Rund die Hälfte des bundesweiten zusätzlichen Beschäftigungseffekts der Braunkohle im Rheinischen Revier entfiel damit auf NRW. Der Beschäftigungsmultiplikator liegt bei rund 2,0. Für die Wertschöpfung und Produktion ergeben sich vergleichbare Multiplikatoren von 2,3 und 1,8.

Tabelle 10-2: Regionalwirtschaftliche Effekte der Braunkohlewirtschaft in NRW

Beschäftigung in Personen, Wertschöpfung und Produktion in Milliarden Euro

	Frontier, 2019				Frontier, 2020a			
	Direkt	Indirekt	Induziert	Gesamt	Direkt	Indirekt	Induziert	Gesamt
2018								
Beschäftigung	10.000	4.600	4.900	19.500	10.000	4.600	4.900	19.500
Wertschöpfung	1,0	0,6	0,6	2,2	1,0	0,6	0,6	2,2
Produktion	3,4	1,4	1,2	6,0	3,4	1,4	1,2	6,0
2030								
Beschäftigung	4.800	2.200	2.400	9.400	4.100	1.900	2.000	8.000
Wertschöpfung	0,5	0,3	0,3	1,1	0,4	0,2	0,2	0,9
Produktion	1,8	0,7	0,6	3,1	1,5	0,6	0,5	2,6
2038								
Beschäftigung	4.100	1.900	2.000	8.000	2.300	1.100	1.100	4.500
Wertschöpfung	0,4	0,3	0,2	0,9	0,3	0,2	0,2	0,7
Produktion	1,6	0,6	0,5	2,7	0,9	0,4	0,3	1,6

Enthält Schätzungen auf Basis der Abbildungen und Rundungsdifferenzen

Quelle: Frontier (2019, 2020a), eigene Berechnungen

Gelten diese Verhältnisse auch in Zukunft, sorgt die Braunkohlewirtschaft im Rheinischen Revier bei Einhaltung des Ausstiegsplans der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung im Jahr 2030 noch für 9.400 Arbeitsplätze in Nordrhein-Westfalen und im Jahr 2038 für rund 8.000 Arbeitsplätze in Nordrhein-Westfalen. Dazu kommen jeweils entsprechende Beträge von Wertschöpfung und Produktion.

Die anschließende Brancheanalyse zeigt, dass rund drei Viertel der Beschäftigungseffekte der Braunkohlewirtschaft in Nordrhein-Westfalen im Produzierenden Gewerbe anfallen. Dazu zählen auch die direkt in der Braunkohlewirtschaft Beschäftigten. Ein knappes Viertel der Beschäftigungseffekte ist den Dienstleistungen zuzuordnen. Nur 0,2 Prozent der Beschäftigungseffekte gehören zum Primärsektor.

Die regionale Analyse zeigt, dass fast drei Viertel (72,2 Prozent) der Beschäftigungseffekte der Rheinischen Braunkohlewirtschaft in NRW auch im Rheinischen Revier anfallen. Dies liegt daran, dass die direkten und die induzierten Effekte einen starken regionalen Bezug aufweisen.

Wie im Fall der bundesweiten Effekte verringern sich Beschäftigung, Wertschöpfung und Produktion auf Basis des Ausstiegsplans der Bund/Länder-Einigung im Rheinischen Revier etwas schneller als auf Basis des Beschlusses der Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung. Damit gehen entsprechend auch die regionalwirtschaftlichen Effekte der Braunkohlewirtschaft in NRW etwas schneller zurück. Frontier (2020a) berücksichtigt diesen Effekt. Die Ergebnisse für Nordrhein-Westfalen sind in der Tabelle 10-2 zusammengefasst.

10.3 Effekte für einzelne nachgelagerte Wirtschaftszweige

Zu den Veredlungsprodukten der Braunkohle im Rheinischen Revier zählen Braunkohlestaub, Wirbelschichtkohle, Briketts und Koks. Sie werden überwiegend in energieintensiven Industrien wie der Zement-, Asphalt- und Kalkherstellung sowie in der Zucker-, Papier-, Stahl- und Grundstoffchemieindustrie eingesetzt. Der Betrieb der Veredlungsbetriebe dient zugleich der Strom- und Fernwärmeversorgung von nahegelegenen Industriegebieten und regionalen Energieversorgungsunternehmen sowie zur Entsorgung von Klärschlämmen (vgl. Frontier, 2020b sowie oben Kap. 8).

Frontier (2020b) schätzt die Beschäftigung in der Zement-, Asphalt- und Kalkherstellung im Jahr 2018 auf rund 15.500 Personen in Deutschland. Sie erwirtschafteten eine Wertschöpfung von 2,1 Milliarden Euro bei einem Umsatz von rund 5,8 Milliarden Euro. Ähnlich wie bei der gesamtwirtschaftlichen Bedeutung der Braunkohlewirtschaft lässt sich ein indirekter und induzierter Effekt dieser Industrien ableiten. Der indirekte Effekt auf die Beschäftigung beläuft sich nach Frontier (2020b) auf rund 37.000 Personen, bei der Wertschöpfung sind es 2,6 Milliarden Euro, beim Umsatz rund 6 Milliarden Euro. Dazu kommen induzierte Effekte von rund 19.000 Beschäftigten sowie 2,7 Milliarden Euro Umsatz sowie 1,4 Milliarden Euro Wertschöpfung. Insgesamt ergibt sich so eine Anzahl von rund 71.500 direkt, indirekt und induzierten Beschäftigten der Zement-, Asphalt- und Kalkherstellung, die zusammen rund 14,4 Milliarden Euro Umsatz und 6,1 Milliarden Euro Wertschöpfung erzielen. Rund 20 Prozent dieser ökonomischen Effekte hängen derzeit an der Versorgung mit Veredlungsprodukten der Braunkohle.

Frontier (2020b) bricht diese Zahlen auch auf Nordrhein-Westfalen herunter, um die Analyse stärker auf das Rheinische Revier zu beziehen. Sowohl die Veredlungsprodukte der Braunkohle als auch die Produkte der Zement-, Asphalt- und Kalkherstellung werden wegen der hohen relativen Transportkosten hauptsächlich regional gehandelt.

Demnach sind in Nordrhein-Westfalen rund 2.800 Personen in der Zement-, Asphalt- und Kalkherstellung beschäftigt. Sie erzielen einen Umsatz von rund 1 Milliarde Euro und eine Wertschöpfung von rund 360 Millionen Euro. Zusammen mit den indirekten und induzierten Effekten ergibt sich eine Beschäftigung von rund 10.500 Personen sowie ein Umsatz von 2,2 Milliarden Euro bei einer Wertschöpfung von knapp 900 Millionen Euro. In Nordrhein-Westfalen tragen die Veredlungsprodukte der Braunkohle mit rund 41 Prozent zur Deckung des Energieverbrauchs der Zement-, Asphalt- und Kalkherstellung bei.

Derzeit sind also bundesweit rund 71.500 Personen, davon rund 10.500 Personen in Nordrhein-Westfalen, direkt und indirekt in Industrien beschäftigt, die ihre Energieversorgung zu einem nennenswerten Teil auf den Bezug von Veredlungsprodukten der Braunkohle stützen. Bundesweit entspricht die Größenordnung in etwa der Braunkohlenwirtschaft insgesamt, in Nordrhein-Westfalen liegt die Beschäftigung etwa bei der Hälfte. Zumindest teilweise ist in diesen Industrien zwar ein Brennstoffwechsel denkbar. Er hängt aber von der Bewältigung von Hürden wie hohen Investitionskosten und regulatorischen Unsicherheiten ab (vgl. Frontier, 2020b sowie oben Kap. 8).

10.4 Effekte für die Strompreise in Deutschland

Angaben zu Strompreisen finden sich in Frontier (2019) und EWI (2020).

Frontier (2019) ermittelt im Referenzszenario einen Großhandelsstrompreis von 64 Euro / MWh im Jahr 2030. Im Szenario mit höheren CO₂-Preisen stiege dieser auf 69 Euro / MWh, im Falle eines schnelleren EE-Ausbaus läge er mit 62 Euro / MWh leicht unter dem Referenzpreis. In einer weiteren Betrachtung, bei der eine Außerbetriebnahme der Braunkohlekraftwerke bis 2025 unterstellt wird, steigt der Großhandelsstrompreis schon im Jahr 2025 auf 63 Euro / MWh. Dies wären 8 Euro / MWh mehr als im Referenzfall zum gleichen Zeitpunkt. Im Jahr 2030 stieg der Großhandelsstrompreis auf knapp 70 Euro / MWh.

EWI (2020) geht im Referenzszenario (Szenario A) von einem Anstieg des Großhandelsstrompreises von 38 Euro / MWh auf 52 Euro / MWh im Jahr 2030 aus. Im Szenario B, das durch eine höhere Stromnachfrage gekennzeichnet ist, stiege der Preis stärker auf rund 60 Euro / MWh an. Dies wird vor allem mit den steigenden Grenzkosten der zusätzlichen Stromproduktion und höheren CO₂-Preisen bei einer höheren Stromnachfrage begründet. Im Szenario C steigt der Preis nur auf 56 Euro / MWh. Der stärkere Ausbau erneuerbare Energien wirkt preisdämpfend gegenüber dem Szenario B.

11 Versorgungssicherheit bei Energierohstoffen

Deutschland ist zu einem großen Teil auf die Importe von Energierohstoffen angewiesen. Im Jahr 2018 wurden rund 70 Prozent des Primärenergiebedarfs durch Importe gedeckt. Dazu trugen vor allem Steinkohle, Mineralöl, Naturgase und Kernenergie bei (BMW, 2019). Für die zukünftige Entwicklung wird häufig erwartet, dass diese Importabhängigkeit bestehen bleibt oder steigt. Während der Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Stromerzeugung zunimmt, gehen viele Schätzungen davon aus, dass Importe grünen Wasserstoffs zum Ersatz von fossilen Energieträgern beitragen.

IW und IW Consult (2020) untersuchen die Versorgungssicherheit bei Energierohstoffen in Deutschland. Die Risiken für die Versorgungssicherheit sind vor allem dann hoch, wenn

- ▶ der Importanteil bei einem Rohstoff hoch ist,
- ▶ die Importe nur auf wenige Länder konzentriert sind,
- ▶ die Rohstoffvorkommen in diesen Ländern nur eine kurze statische Reichweite aufweisen,
- ▶ die Importländer wirtschaftlich oder politisch instabil sind,
- ▶ hohe Risiken bei der Preisentwicklung bestehen,
- ▶ eine Substitution der Importländer schwierig ist.

Zentrale Ergebnisse dieser Studie sind:

- ▶ Bei Steinkohle, Mineralöl und Erdgas sowie bei den Kernbrennstoffen ist Deutschland in hohem Maße von Importen abhängig. Im Jahr 2018 wurden noch etwa 5% des heimischen Bedarfs an Steinkohle durch die heimische Förderung gedeckt. Die Steinkohleförderung in Deutschland wurde Ende 2018 eingestellt. Der Anteil der heimischen Förderung lag bei Erdöl im Jahr 2018 bei 2%. Bei Erdgas übersteigen die Importe wegen des Zwischenhandels mit anderen Ländern das inländische Angebot um mehr als ein Viertel. Die inländische Produktion deckte 2018 nur rund 6 Prozent des inländischen Bedarfs.
- ▶ Vor allem Erdgas und Erdöl weisen hohe Versorgungsrisiken auf. Bei Erdgas ist das Risiko hoch, weil sich die Importe auf wenige Länder beschränken und zu 100 Prozent von den jeweiligen Pipelinekapazitäten abhängen. Auch LNG-Importe müssen derzeit über Terminals im Ausland abgewickelt werden. Bei Erdöl spielen die hohe Importabhängigkeit und die Stabilität der Herkunftsländer eine große Rolle für die Risikobewertung. Steinkohle weist wegen einer geringeren Lieferantenkonzentration bei gleichzeitig stabileren Herkunftsländern ein geringeres Risiko auf.
- ▶ Nur Braunkohle und die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stammen praktisch ausschließlich aus dem Inland. Importrisiken entfallen daher.
- ▶ Je stärker Braunkohle und Steinkohle in der Stromerzeugung durch Erdgas ersetzt werden, desto höher fällt das Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen in Deutschland aus.
- ▶ Bei einer zunehmenden Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien, erhöht deren relativ geringe gesicherte Erzeugungsleistung das Versorgungsrisiko. Dies auszugleichen bedarf einer deutlichen Erhöhung der kurz- und mittelfristigen Speicherkapazitäten, um den Lastausgleich aktuell und über die Jahreszeiten zu ermöglichen.
- ▶ Zukünftige Versorgungsrisiken bei Wasserstoffimporten hängen vor allem von den Bedingungen in den Herkunftsländern ab. Es gilt, die Versorgungsrisiken schon beim Einstieg in entsprechende langfristige Projekte zum Import von grünem Wasserstoff mit zu berücksichtigen.

Literatur

DIW, 2020: Oei, Pao-Yu, Mario Kendziorski, Philipp Herpich, Claudia Kemfert, Christian von Hirschhausen (2020), Klimaschutz statt Kohleschmutz: Woran es beim Kohleausstieg hakt und was zu tun ist. DIW Berlin: Politikberatung kompakt 148.

Enervis, 2020a: Enervis (03/2020), Strommarktentwicklung und Braunkohlebedarf unter der Prämisse des Braunkohleausstiegspfad.

Enervis, 2020b: Enervis (03/2020), Entwicklung der deutschen Kapazitätsbilanz 2020 – 2035.

EWI, 2020: EWI (07/2020), Auswirkungen des Kohleausstiegsgesetzes auf die Braunkohleverstromung im Rheinischen Revier.

Frontier, 2019: Frontier Economics (12/2019), Energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Braunkohlegewinnung und -nutzung im Rheinischen Revier. (Veröffentlicht)

Frontier, 2020a: Frontier Economics (03/2020), Energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Braunkohlegewinnung und -nutzung im Rheinischen Revier – Ergänzende Analyse des Stilllegungspfad gemäß Bund/Länder-Einigung. (Veröffentlicht)

Frontier, 2020b: Frontier Economics (07/2020), Bedeutung der Veredlung für die Energieversorgung der Industrie in Deutschland und NRW.

IW und IW Consult, 2020: IW und IW Consult (06/2020), Versorgungssicherheit mit Energierohstoffen.

Sekundärliteratur

50Hertz et al., 2020: 50Hertz, Amprion, Tennet TSO GmbH, Transnet BW GmbH (2020), Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021

Agora, 2017: Agora Energiewende (05/2017), Die deutsche Braunkohlenwirtschaft - Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen.

BNetzA, 2019: Bundesnetzagentur (2019), Netzentwicklungsplan Strom 2030.

BMWi, 2017: Fraunhofer ISI, Consentec GmbH, ifeu (09/2017), Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland

BMWi, 2019: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Energiedaten: Gesamtausgabe, Stand: Oktober 2019.

BMWi, 2020: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (01/2020), Gesetzentwurf für den Kohleausstieg.

Bundestag, 2020: Deutscher Bundestag (02/2020), Gesetzentwurf der Bundesregierung Entwurf eines Gesetzes zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz), Bundestags-Drucksache 19/17342, vom 24.02.2020.

Dena, 2018: ewi Energy Research & Scenarios (06/2018), dena-Leitstudie Integrierte Energiewende.

DIW, 2017: Gerbaulet, Clemens und Casimir Lorenz. (2017), dynELMOD: A Dynamic Investment and Dispatch Model for the Future European Electricity Market. ^

DIW, 2019: Oie, Pao Yu, Catharina Rieve, Christian von Hirschhausen und Claudia Kemfert (2019), Ergebnis vom Kohlekompromiss: Der Hambacher Wald und alle Dörfer können erhalten bleiben. DIW Berlin: Politikberatung kompakt 132.

DIW, 2020b: Oei, Pao-Yu, Isabell Braunger, Catharina Rieve, Claudia Kemfert, Christian von Hirschhausen (2020), Garzweiler II: Prüfung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit des Tagebaus. DIW Berlin: Politikberatung kompakt 150.

Fraunhofer, 2015: Fraunhofer (2015), Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr.

IEA, 2018: International Energy Agency (2018), World Energy Outlook 2018.

IEA, 2019: International Energy Agency (11/2019), World Energy Outlook 2019.

Klimaschutzprogramm, 2019: Bundesregierung (10/2019), Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050.



iWCONSULT