ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE NOTWENDIGKEIT DER BRAUNKOHLENGEWINNUNG UND -NUTZUNG IM RHEINISCHEN REVIER

Eine Studie für die RWE Power AG

Dezember 2019

Ansprechpartner

Konsortialführung

Kapitel 3:

Braunkohlengewinnung im Rheinischen Revier zur energetischen Nutzung

Kapitel 4:

Gesamtwirtschaftliche Effekte der Braunkohlengewinnung und -nutzung im Rheinischen Revier

Kapitel 5:

Regionalwirtschaftliche Effekte

Dr. Jens Perner

jens.perner@frontier-economics.com

Dr. Christian Growitsch

christian.growitsch@uni-hamburg.de

Prof. Dr. Michael Bräuninger

michael.Braeuninger@mb-etr.de

Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.

INHALT

Zusammenfassung 7

1 Einleitung 11
1.1 Hintergrund 11
1.2 Aufgabenstellung 11
1.3 Vorgehen und Aufbau des Berichts 12

2 Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen und Bewertungsansatz 13
2.1 Energie- und Klimapolitik 13
2.2 Braunkohle im Rheinischen Revier 18
2.3 Kriterien zur Bewertung der Erforderlichkeit 25

3 Braunkohlengewinnung im Rheinischen Revier zur energetischen Nutzung 29
3.1 Methodik und Annahmen: Analyse der Braunkohlenverstromung 30
3.2 Zukünftige Nutzung der Braunkohle in der Verstromung im Rheinischen Revier 37
3.3 Zukünftige Nutzung der Braunkohle in der Veredlung im Rheinischen Revier 53
3.4 Fazit zur zukünftigen Braunkohlengewinnung und -nutzung im Rheinischen Revier 54

4 Gesamtwirtschaftliche Effekte der Braunkohlengewinnung und -nutzung im Rheinischen Revier 57
4.1 Methodik 57
4.2 Bedeutung der Braunkohlenförderung und -nutzung für Beschäftigung und Wertschöpfung 61

5 Regionalwirtschaftliche Effekte 67
5.1 Sozioökonomischer Status quo im Rheinischen Revier 67
5.1 Regionalwirtschaftliche Bedeutung der Braunkohlenwirtschaft 69
5.2 Fazit zu den regionalen Effekten 76

Literaturverzeichnis 78

Anhang A Strommarktmodellierung 81

Anhang B Analyse Gesamtwirtschaftlicher Effekte 106

Abbildungen

Abbildung 1 Sektorspezifische Emissionsminderungsziele für Deutschland gemäß Klimaschutzgesetz 2019 16
Abbildung 2 Braunkohlefördermengen im Rheinland, 1998-2018 19
Abbildung 3 Karte des Rheinischen Revieres 19
Abbildung 4 Braunkohlenveredlungsstandorte in Deutschland 23
Abbildung 5 Veredlungsprodukte nach Standorten im Rheinland, 2017 24
Abbildung 6 Industriekunden rheinischer Braunkohlenstaub (links) und

rheinischer Briketts (rechts) in 2017 25
Abbildung 7 Rheinländische Braunkohlenfördermengen für Verstromung und Veredlung, 2004 – 2017 25
Weitere wesentliche Charakteristiken des Modells lassen sich wie folgt zusammenfassen (**Abbildung 8**; für eine detaillierte Modellbeschreibung siehe **Anhang A.1**): 30
Abbildung 9 Übersicht über die Modelllogik 31
Abbildung 10. Überblick über Szenarioparameter 33
Abbildung 11 Erzeugungskapazität aus Braun- und Steinkohlekraftwerken in DE in Stichjahren 37
Abbildung 12 Stromerzeugung in Deutschland (Referenzfall) 39
Abbildung 13 Differenz der Stromerzeugung in DE zwischen Sensitivitäten und Referenzfall 40
Abbildung 14 Stromerzeugung aus Braunkohle im Rheinischen Revier und Anteil an gesamtdeutscher Erzeugung im Referenzfall 41
Abbildung 15 Durchschnittliche Auslastung der Braunkohlenkraftwerke im Rheinischen Revier von 2018 bis 2038 42
Abbildung 16 Stromerzeugung aus Braunkohle im Rheinischen Revier und Anteil an gesamtdeutscher Erzeugung in Sensitivitäten 43
Abbildung 17 Spitzenlast und gesicherte Leistung in DE im Referenzfall 44
Abbildung 18 Adequacy Reserve Margin im Referenzfall (nationale Kapazitäten) 45
Abbildung 19 Adequacy Reserve Margin im Referenzfall (KWSB-Ausstiegspfad) und bei früherem Kohleausstieg (bis 2025) 46
Abbildung 20 Stromgroßhandelspreisentwicklung in Deutschland: Referenzfall vs. früherer Braunkohle-Ausstieg 48
Abbildung 21 Emissionen aus Stromerzeugung in Deutschland (gesamt) 49
Abbildung 22 Emissionen aus Braunkohlenkraftwerken im Rheinischen Revier im Referenzfall 50
Abbildung 23 Gesamtdeutsche Braunkohlenförderung für die Verstromung (Referenz) 51
Abbildung 24 Braunkohlenförderung für die Verstromung im Rheinischen Revier (Referenzfall) 51
Abbildung 25 Gesamtdeutsche Braunkohlenförderung für die Stromerzeugung im Referenzfall und in den Sensitivitäten 52
Abbildung 26 Braunkohlenförderung für die Stromerzeugung im Rheinischen Revier im Referenzfall und in Sensitivitäten 53
Abbildung 27. Schematischer Aufbau einer nationalen Input-Output-Tabelle 59
Abbildung 28 Mit der Braunkohlenwirtschaft im Rheinischen Revier verbundener Bruttoproduktionswert in Deutschland in Milliarden Euro pro Jahr 63
Abbildung 29 Mit der Braunkohlenwirtschaft im Rheinischen Revier verbundene Bruttowertschöpfung in Deutschland in Milliarden Euro pro Jahr 64
Abbildung 30 Mit der Braunkohlenwirtschaft im Rheinischen Revier verbundene sozialversicherungspflichte Beschäftigte in Deutschland in 1000 Personen 65
Abbildung 31 Rheinisches Revier 68
Abbildung 32 Regionalwirtschaftliche Bedeutung der Braunkohlenwirtschaft in Nordrhein-Westfalen im Jahr 2018 (Förderung, Verstromung, Veredlung) 71

Abbildung 33 Multiplikatorwirkungen der Braunkohlenwirtschaft (Förderung, Verstromung, Veredlung) im Rheinischen Revier auf Nordrhein-Westfalen im Jahr 2018 72
Abbildung 34 Von der Braunkohlenwirtschaft abhängige Beschäftigung in den kreisfreien Städten und Landkreisen Nordrhein-Westfalens im Jahr 2018 76
Abbildung 35 Übersicht über Modelllogik und Ableitung der Strompreise 82
Abbildung 36 Modellregionen im Investitions- und Dispatchmodell 83
Abbildung 37 Brennstoffpreisentwicklung 86
Abbildung 38 CO2-Preisentwicklung 87
Abbildung 39 Stromnachfrage in Deutschland 88
Abbildung 40 Stromnachfrage in der Kernregion (exkl. DE) 88
Abbildung 41 Kraftwerkskapazitäten in Deutschland in 2018 89
Abbildung 42 Deutsche Interkonnektorkapazität bis 2040 91
Abbildung 43 Interkonnektorkapazität der Modellregion bis 2040 91
Abbildung 44 Stromerzeugung in Deutschland (Referenzfall) 92
Abbildung 45 Stromerzeugung in DE (Sensitivität "Hoher CO_2-Preis") 93
Abbildung 46 Stromerzeugung in DE (Sensitivität "Höhere EE-Quote") 93
Abbildung 47 Stromerzeugung aus Braunkohle im Rheinischen Revier und Anteil an gesamtdeutscher Erzeugung im Referenzfall 94
Abbildung 48 Stromerzeugung aus Braunkohle im Rheinischen Revier und Anteil an gesamtdeutscher Erzeugung (Sensitivität "Hoher CO_2-Preis") 94
Abbildung 49 Stromerzeugung aus Braunkohle im Rheinischen Revier und Anteil an gesamtdeutscher Erzeugung (Sensitivität "Höhere EE-Quote") 95
Abbildung 50 Kapazitätsentwicklung in DE im Referenzfall 96
Abbildung 51 Kapazitätsentwicklung in DE in der Sensitivität "Hoher CO_2-Preis" 96
Abbildung 52 Kapazitätsdifferenzen in DE zwischen Sensitivität "Hoher CO_2-Preis" und Referenzfall 97
Abbildung 53 Kapazitätsentwicklung in DE in der Sensitivität "Höhere EE-Quote" 98
Abbildung 54 Kapazitätsdifferenzen in DE zwschen Sensitivität "Höhere EE-Quote" und Referenzfall 98
Abbildung 55 Kapazitätskredite der Erzeugungstechnologien 99
Abbildung 56 Adequacy Reserve Margin in DE im Referenzfall und in der Sensitivität „Hoher CO_2-Preis“ 99
Abbildung 57 Adequacy Reserve Margin im Referenzfall und in der Sensitivität "Höhere EE-Quote" 100
Abbildung 58 Durchschnittliche Auslastung der Braunkohlenkraftwerke im Rheinischen Revier von 2023 bis 2038 im Referenzfall 101
Abbildung 59 Durchschnittliche Auslastung der Braunkohlenkraftwerke im Rheinischen Revier von 2023 bis 2038 in der Sensitivität „Hoher CO_2-Preis“ 101
Abbildung 60 Durchschnittliche Auslastung der Braunkohlenkraftwerke im Rheinischen Revier von 2023 bis 2038 in der Sensitivität „Höhere EE-Quote“ 102
Abbildung 61 Strompreisentwicklung in Deutschland: Vergleich des Referenzfalls mit Sensitivitäten 103
Abbildung 62 Emissionen aus der Stromerzeugung in DE im Jahr 2030 in

Referenz und Sensitivitäten 104
Abbildung 63 Emissionen aus Braunkohlenkraftwerken im Rheinischen Revier im Referenzfall 104
Abbildung 64 Emissionen aus Braunkohlenkraftwerken im Rheinischen Revier in der Sensitivität „Hoher CO_2-Preis“ 105
Abbildung 65 Emissionen aus Braunkohlenkraftwerken im Rheinischen Revier in der Sensitivität „Höhere EE-Quote“ 105
Abbildung 66 Mit der Braunkohlenwirtschaft in Deutschland verbundener Bruttoproduktionswert in Milliarden Euro pro Jahr 106
Abbildung 67 Mit der Braunkohlenwirtschaft in Deutschland verbundene Bruttowertschöpfung in Milliarden Euro pro Jahr 107
Abbildung 68 Mit der Braunkohlenwirtschaft in Deutschland verbundene sozialversicherungspflichtige Beschäftigte in 1000 Personen 108

Tabellen

Tabelle 1 Emissionsminderungsziele in der EU, im EU ETS und in Deutschland 15
Tabelle 2 Verbleibende Braun- und Steinkohlekapazität laut Kommission WSB – GW, 17
Tabelle 3 Braunkohlenfördermengen der Tagebaue Hambach, Garzweiler und Inden im Jahr 2018 20
Tabelle 4 Verwendung der Braunkohlenförderung 20
Tabelle 5 Braunkohlenkraftwerke in Betrieb im Rheinland 21
Tabelle 6 Nettostromerzeugung aus Braunkohle in Deutschland 2018 22
Tabelle 7 Anteil der Stromerzeugung aus Braunkohle im Rheinischen Revier am Stromverbrauch in NRW 41
Tabelle 8 Mit der Braunkohlenwirtschaft im Rheinischen Revier verbundener Bruttoproduktionswert und Bruttowertschöpfung in Mrd. Euro sowie Beschäftigung in 1000 Personen in Deutschland 2018 62
Tabelle 9 Initialeffekt der Braunkohlenwirtschaft im Rheinischen Revier 70
Tabelle 10 Regionalwirtschaftlicher Gesamteffekt der Braunkohlenwirtschaft im Rheinischen Revier auf Nordrhein-Westfalen 73
Tabelle 11 Sektorale Verteilung der Gesamteffekte im Jahr 2018 75
Tabelle 12 Kraftwerkskapazitäten in der Modellregion in GW (exkl. DE), 2018 90
Tabelle 13 Großhandelsstrompreise in Deutschland (€/MWh) 103

ZUSAMMENFASSUNG

Die RWE Power AG hat das Konsortium aus Frontier Economics („Frontier“), Fraunhofer IMWS und Economic Trends Research („ETR“) beauftragt, ein Gutachten zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit der Braunkohlengewinnung und –nutzung im Rheinischen Revier zu erstellen. Ausgangspunkt ist der nach dem Abschlussbericht der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (KWSB) zu erwartende Fahrplan zur Außerbetriebnahme der Stein- und Braunkohlenkraftwerke. Die Analyse zur Erforderlichkeit der Braunkohlengewinnung und –nutzung bezieht sich demnach auf den nach dem Kommissionsbeschluss voraussichtlich nutzbaren Braunkohlekraftwerkspark der RWE Power AG bis zum Jahr 2038.[1]

Die wesentlichen Ergebnisse der Studie lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Braunkohlenkraftwerke im Rheinischen Revier leisten einen wesentlichen Beitrag zur Stromversorgung

Im Jahr 2018 wurden nach Abzug des Eigenbedarfs ca. 67 TWh[2] Strom aus Braunkohle im Rheinischen Revier erzeugt. Das entspricht ca. 12 % der gesamten deutschen Nettostromerzeugung (546 TWh)[3] sowie 48 % des Stromverbrauchs in NRW (141 TWh)[4]. Im Jahr 2030 erwarten wir einen Beitrag der Braunkohlenverstromung im Rheinischen Revier von 34 TWh bzw. 6 % an der Nettostromerzeugung in Deutschland, im Jahr 2038 noch 28 TWh bzw. 4 %. Damit würde rheinische Braunkohle in den Jahren 2030 und 2038 rund 24 % bzw. 17 % des Stromverbrauchs in NRW abdecken.[5] Der Beitrag der Braunkohle aus dem Rheinischen Revier zur Stromerzeugung in Deutschland nimmt in allen in diesem Bericht gerechneten Zukunftsszenarien[6] eine ähnliche Größenordnung ein und erscheint deshalb gegenüber einer Änderung von Marktdaten robust.

Braunkohlenkraftwerke leisten in einem Stromsystem mit wachsenden Anteilen fluktuierender Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit

Deutschland wird nach einem beschleunigtem Ausstieg aus der Kohleverstromung und dem Ausstieg aus der Kernenergie die Stromnachfrage in Spitzenlastzeiten in Zukunft voraussichtlich nicht mehr aus eigener Kraft decken können, d.h. es wird in Zeiten mit hoher Stromnachfrage und geringer Erzeugung

---

1 Die Arbeiten zu dieser Studie fanden im Sommer 2019 statt. Der hier zugrundeliegende Braunkohlenfahrplan der RWE Power kann vom noch mit der Bundesregierung zu vereinbarenden Ausstiegsplan abweichen.

2 Nettostromerzeugung gemäß RWE 2019.

3 BDEW, Nettostromerzeugung: https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/nettostromerzeugung-deutschland-vorjahresvergleich/; Stand 03/2019.

4 Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen 2019a

5 Basierend auf der Annahme, dass der Anteil des NRW-Stromverbrauchs an der deutschen Gesamtnachfrage über die Zeit konstant bleibt (2018: 26% = 141 TWh / 539 TWh); Details zu der angenommenen Stromnachfrageentwicklung in DE sind dem Anhang zu entnehmen (Abschnitt A.3.3).

6 Neben dem Referenzfall definieren wir ein Szenario mit höheren CO_2-Preisen sowie ein Szenario mit einer höheren EE-Quote.

aus Erneuerbaren Energien Leistung aus dem Ausland bezogen werden müssen. So ist unter den gegebenen Randbedingungen davon auszugehen, dass die Kapazitätsreservemarge (Adequacy Reserve Margin; Spitzenlast abzüglich gesicherter Leistung im Inland) im Jahr 2023 in Deutschland mit -8 GW negativ wird und dieses Defizit bis 2030 auf ca. 19 GW ansteigt. Die Braunkohlenkraftwerke im Rheinischen Revier leisten dann mit einer Kapazität von 6,3 GW und einem Anteil von 8 % an der gesicherten Leistung[7] im Jahr 2023 einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Gleiches gilt für das Jahr 2030 mit einer Braunkohlekraftwerkskapazität im Rheinischen Revier von 4,3 GW und einem Anteil von 6 % an der gesicherten Leistung. Würden diese Kapazitäten wegfallen, entstünde nach unseren Berechnungen eine inländische Kapazitätslücke von -14 GW im Jahr 2023 (17 % der Spitzenlast) bzw. ca. 23 GW im Jahr 2030 (27 % der Spitzenlast).

Braunkohlenkraftwerke leisten einen wesentlichen Beitrag zur Bezahlbarkeit der Stromversorgung in Deutschland

Aufgrund der günstigen variablen Erzeugungskosten und der hohen Auslastung (und damit Stromerzeugung) leisten Braunkohlenkraftwerke einen erheblichen Beitrag zu einer preisgünstigen Stromversorgung in Deutschland. So würden die Stromgroßhandelspreise[8] in einer hypothetischen Situation ohne Braunkohlenverstromung im Jahr 2025 um +8,4 €/MWh bzw. +15 % über dem Preisniveau des Referenzfalls liegen, der den Ausstiegspfad der KWSB-Empfehlung abbildet. Auch in den darauffolgenden Jahren bis 2038 wären die Stromgroßhandelspreise um 3,3 €/MWh (+5 %) bis 5,0 €/MWh (+8 %) höher, wenn es die Braunkohle nicht mehr gäbe. Zudem sind Braunkohlenkraftwerke in allen Szenarien wirtschaftlich. Wirtschaftlichkeitsindikatoren stellen eine Beurteilung der Erforderlichkeit der Braunkohlenkraftwerke aus Marktsicht dar.

Mit der Verkleinerung des Braunkohlenkraftwerksparks im Rheinischen Revier wird ein wesentlicher Beitrag zur Minderung der Treibhausgas-emissionen in Deutschland geleistet

Gemäß des angenommenen Ausstiegspfades aus der Braunkohlenverstromung leisten die Braunkohlenkraftwerke im Rheinischen Revier einen signifikanten Beitrag zur Minderung der CO_2-Emissionen in Deutschland. Während die CO_2-Emissionen aus Braunkohlenkraftwerken im Rheinischen Revier im Jahr 2018 noch bei ca. 75 Mio. tCO_2 lagen, fallen diese bis 2030 auf ~34 Mio. tCO_2 und damit um ca. 55% im Vergleich zu 2018. Bis 2038 reduzieren sich die CO_2-Emissionen aus Braunkohlenkraftwerken im Rheinischen Revier weiter auf ca. 28 Mio. tCO_2 und entfallen ab 2039 vollständig.

Gleichzeitig stehen Kapazitäten aus Braunkohlenkraftwerken bis 2038 als relativ günstige Absicherung fluktuierender Erzeugung aus Erneuerbaren Energien zur Verfügung. Damit trägt die Braunkohle in der Transformationsphase auch indirekt zur Energiewende bei.

[7] Der Kapazitätskredit für Braunkohle beträgt 90 %.

[8] Preise real, 2017.

Produkte aus der Veredlung von Braunkohle werden bis 2038 einen wesentlichen Beitrag zur Strom- und Wärmeversorgung leisten

Eine historische Betrachtung der Rohkohlefördermengen für rheinische Veredlungsanlagen zeigt seit 2004 weder einen ansteigenden, noch einen sinkenden Trend, also relativ konstante Mengen. Aufgrund der verringerten Kohleförderung wird allerdings zukünftig auch das Angebot an brikettierfähiger Braunkohle zurückgehen. Wir unterstellen daher, dass die Brikettierung bis Ende 2022 eingestellt wird und die Kohleförderung ab 2023 daher für die Veredlung um 2,6 Mio. auf dann ca. 9 Mio. t sinkt. Wir schreiben diesen Trend ab 2023 fort und erwarten, dass die Nachfrage nach Veredlungsprodukten aus Braunkohle dann bis 2038 weitgehend konstant bleiben wird. Veredlungsprodukte aus dem Rheinischen Revier wie zum Beispiel Braunkohlenstaub werden überwiegend von Industriekunden, die dem Emissionshandel unterliegen, zur Erzeugung von elektrischer Energie und von Trocknungs- und Heizdampf verwendet. Ein dauerhafter Wechsel des Energieträgers ist in der Regel mit Vorlaufzeiten und Investitionen verbunden.

Um die beschriebenen Beiträge zur Erreichung der energiewirtschaftlichen Ziele zu gewährleisten, werden im Rheinischen Revier im Jahr 2030 noch ca. 45 Mio. Tonnen Braunkohle gefördert[9]

Um die notwendigen Beiträge der Braunkohlenverstromung für das Erreichen der energiewirtschaftlichen Ziele (Preisgünstigkeit, Versorgungssicherheit, Umwelt-/Klimaverträglichkeit der Stromversorgung) zu gewährleisten, waren im Jahr 2018 Fördermengen von rund 148 Mio. t deutschlandweit für die Stromerzeugung erforderlich, davon entfielen ca. 74 Mio. t auf die Tagebaue im Rheinischen Revier. Entsprechend des geplanten Kohleausstiegs und des unterstellten Ausbaus der erneuerbaren Energien sind die Mengen für die Braunkohlenverstromung bis zum Jahr 2038 rückläufig. Im Jahr 2030 werden gemäß unserer Modellergebnisse deutschlandweit noch Rohbraunkohlemengen in Höhe von 62 Mio. t in der Stromerzeugung eingesetzt. Auf Basis des hier zugrunde gelegten Außerbetriebnahmepfads sinkt die Fördermenge zur Verstromung im Rheinischen Revier auf ca. 35 Mio. t im Jahr 2030, zuzüglich 9 Mio. t für die Veredlung. Insgesamt summiert sich Braunkohlenförderung im Rheinischen Revier von 2019 bis 2038 auf ca. 1,1 Mrd. Tonnen.

Die Braunkohlefördermengen bis zum Jahr 2038 variieren über die in diesem Gutachten gerechneten Szenarien nur geringfügig.

Braunkohlenkraftwerke und -tagebaue im Rheinischen Revier leisten einen wesentlichen Beitrag zu Wertschöpfung und Beschäftigung in Deutschland

Die Förderung, Verstromung und Veredlung von Braunkohle im Rheinischen Revier schafft im Jahr 28.500 Arbeitsplätze in Deutschland und generiert eine Wertschöpfung in Höhe von 3,3 Mrd. Euro pro Jahr. Dies entspricht etwa 0,5 % der Bruttowertschöpfung Nordrhein-Westfalens. Auch langfristig trägt die

[9] Für die Verstromung und Veredlung.

Braunkohle zu Beschäftigung und Wertschöpfung bei. Im Jahr 2030 könnte die Braunkohlenwirtschaft des Rheinischen Reviers 14.700 Arbeitsplätze in Deutschland sichern und eine Bruttowertschöpfung von 1,7 Mrd. Euro pro Jahr generieren.

Braunkohlenkraftwerke und-tagebaue im Rheinischen Revier sind von hoher Bedeutung für Wertschöpfung und Beschäftigung im Rheinland bzw. Nordrhein-Westfalen

Die Braunkohletagebaue, die zugehörigen Kraftwerke sowie die Veredlungsbetriebe sind ein bedeutender Wirtschaftsfaktor in den Kreisen und Kommunen des Rheinischen Reviers und sichern darüber hinaus entlang der regionalwirtschaftlichen Wertschöpfungsketten auch im übrigen Bundesland Nordrhein-Westfalen eine hohe Wertschöpfung. Hierdurch entsteht wiederum eine Vielzahl von Arbeitsplätzen. Innerhalb des Bundeslandes sind im Jahr 2018 direkt und indirekt eine Wertschöpfung von über 2,2 Mrd. Euro und mehr als 19.500 Arbeitsplätze von der Braunkohlenförderung, -verstromung und -veredlung abhängig. Aufgrund der überragenden Bedeutung der Braunkohlenwirtschaft innerhalb des Rheinischen Reviers ist die Bedeutung der Braunkohlenwirtschaft hier besonders hoch. So treten fast drei Viertel der bundeslandweiten Beschäftigungswirkungen der Nutzung der Braunkohle im Rheinland innerhalb des Rheinischen Reviers auf.

1 EINLEITUNG

1.1 Hintergrund

Die Braunkohle zählt seit mehreren Jahrzehnten zu den zentralen Energieträgern der deutschen Stromversorgung. Der Beitrag der Braunkohle zur Stromerzeugung betrug 1990 etwa 31 % und liegt seit 2000 durchgehend zwischen 23 % und 27 %.[10] Ein maßgeblicher Teil dieser Stromerzeugung aus Braunkohle stammt aus Tagebauen und Kraftwerken im Rheinischen Revier.

Im Zuge der Energiewende soll nun ein schrittweiser Ausstieg aus der Verstromung der Braunkohle vollzogen werden. Der im Januar 2019 veröffentlichte Abschlussbericht der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“[11] (KWSB) enthält Handlungsempfehlungen, die als Ausgangspunkt für die Entwicklung der deutschen Stromwirtschaft in den kommenden Jahrzehnten dienen. Diese Empfehlungen der Kommission zur zukünftigen Nutzung der Braun- und Steinkohle werden in diesem Bericht entsprechend berücksichtigt.

1.2 Aufgabenstellung

RWE Power hat Frontier Economics („Frontier“), Fraunhofer IMWS und Economic Trends Research („ETR“) beauftragt, die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Braunkohlengewinnung gutachterlich zu prüfen. Zu beantwortende Kernfragen sind dabei:

- Welche Nutzungspotenziale ergeben sich in den gesetzten Zeiträumen für die Braunkohle in Deutschland unter der Prämisse, dass die derzeitig aktuellen (insbesondere durch die KWSB gesetzten) energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen fortgeschrieben werden?
- Wie entwickelt sich die Nutzung der Braunkohle für Stromerzeugung und Veredlung im Hinblick auf die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber anderen Energieträgern (unter Beachtung der durch die KWSB gesetzten Rahmenbedingungen)?
- Welche Rolle hat die Braunkohle unter Berücksichtigung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien als Komplementärsystem zu den Erneuerbaren Energien (EE)? Ist der konventionelle Kraftwerkspark, insbesondere im Rheinischen Revier, wirtschaftlich?
- Wie sieht der volkswirtschaftliche Nutzen der Braunkohle aus – Arbeitsplätze und Wertschöpfung, Beitrag zur Wettbewerbsfähigkeit der Stromversorgung, Rolle der Braunkohle im/für (regionalen) Industrieverbund (unter Beachtung der durch die KWSB gesetzten Rahmenbedingungen)?

[10] Anteil an der Bruttostromerzeugung basierend auf AG Energiebilanzen e.V. 2018.

[11] BMWi 2019

1.3 Vorgehen und Aufbau des Berichts

In dieser Studie diskutieren wir die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Braunkohlengewinnung und -nutzung im Rheinischen Revier. Wir verfolgen hierzu einen umfassenden Ansatz:

- In **Kapitel 2** beschreiben wir die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die für die zukünftige Nutzung der Braunkohle im Rheinischen Revier von Bedeutung sind. Neben der internationalen/nationalen/regionalen Energie- und Klimapolitik erfolgt eine Beschreibung der aktuellen Relevanz der rheinischen Braunkohle für die Verstromung und Veredlung. Des Weiteren definieren wir Kriterien zur Bewertung der Erforderlichkeit der Braunkohle, welche sich mittelbar aus den Grundsätzen des Energiepolitischen Zieldreiecks ableiten.
- In **Kapitel 3** prognostizieren und bewerten wir die zukünftige Braunkohlengewinnung für die energetische Nutzung im Rheinischen Revier bis in das Jahr 2038. Die Analyse des zukünftigen Einsatzes der rheinischen Braunkohle in der Verstromung basiert dabei auf verschiedenen Modellierungen des europäischen Strommarktes, für welche das bei Frontier Economics verfügbare simultane Investitions- und Dispatchmodell CID („Combined Investment- & Dispatch) genutzt wird. Zukünftige Braunkohlemengen für die Veredlung werden aus heutigen Veredlungsmengen und den spezifischen Produktcharakteristiken abgeleitet.

  Federführend für die energiewirtschaftlichen Analysen ist **Frontier Economics**.
- **Kapitel 4** analysiert die **gesamtwirtschaftliche Bedeutung** von Braunkohlenförderung, -verstromung und –veredlung und die Auswirkungen des politischen Ausstiegsbeschlusses in Deutschland mithilfe eines Input-Output-Modells.

  Federführend für die Analysen der gesamtwirtschaftlichen Effekte in Deutschland ist das **Fraunhofer-Institut für Mikrostruktur von Werkstoffen und Systemen (IMWS)**
- Die **regionalwirtschaftliche Bedeutung** der Braunkohle für Nordrhein-Westfalen ist Bestandteil des **Kapitels 5**. Mit Hilfe einer regionalisierten Input-Output-Analyse wird die Bedeutung der Braunkohlenwirtschaft für Produktion, Wertschöpfung und Beschäftigung in NRW quantifiziert. Diese Wirkungen stellen einen Teileffekt der bundesweiten Auswirkungen der Braunkohle dar, die in Kapitel 4 betrachtet werden.

  Federführend für die Analyse der regionalwirtschaftlichen Effekte ist **Economic Trend Research.**

2 ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN UND BEWERTUNGSANSATZ

Im Folgenden stellen wir die bestehenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die zukünftige Nutzung der Braunkohle im Rheinischen Revier dar. Die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen werden in diesem Gutachten als gesetzt betrachtet und gehen entsprechend in die nachfolgenden Analysen ein.

2.1 Energie- und Klimapolitik

2.1.1 Klimaabkommen von Paris und europäischer Rahmen

Globales Klimaziel ist Begrenzung der Erderwärmung um max. 2 Grad Celsius

Im Jahr 2015 wurde im *internationalen Klimaabkommen von Paris* das Ziel vereinbart, die Erderwärmung auf maximal 2 Grad Celsius[12] („möglichst“ aber um 1,5 Grad Celsius) zu begrenzen.[13] Das Erreichen dieses Ziels bedarf der weltweiten Reduktion von Treibhausgas-Emissionen (THG-Emissionen), zu denen insbesondere Kohlendioxid (CO_2), Methan (CH_4) und Lachgas (N_2O) gehören. Zentrales Konzept zum Erreichen der Klimaziele von Paris sind die sogenannten „*national festgelegten Beiträge*“ (Nationally Determined Contributions (NDCs)), nach dem die Vertragsstaaten nationale Minderungsziele für THG-Emissionen eigenständig formulieren und umsetzen.

Emissionshandel ist Kernelement europäischer Klimapolitik im Energiesektor

Die Mitgliedstaaten der Europäischen Union (EU) haben sich auf gemeinsame klimapolitische Ziele für die Jahre 2020 und 2030 verständigt, sowie Ziele für das Jahr 2050 formuliert. So sollen die THG-Emissionen gemäß des *2020 Klima- und Energiepakets*[14] bis 2020 um 20 % gegenüber 1990 reduziert werden. Bis 2030 ist für die europäische Klima- und Energiepolitik ein Rückgang der THG-Emissionen um 40 % gegenüber 1990 fixiert.[15] Langfristig sieht die *EU-Klimastrategie* eine möglichst klimaneutrale Wirtschaft mit einer THG-Reduktion

[12] Gegenüber dem Niveau vor Beginn der Industrialisierung

[13] Vereinte Nationen 2015, Kap. 27; 7d Paris Agreement

[14] Entscheidung Nr. 406/2009/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.April 2009 über die Anstrengungen der Mitgliedstaaten zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen mit Blick auf die Erfüllung der Verpflichtungen der Gemeinschaft zur Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020

[15] Schlussfolgerungen des Europäischen Rates vom 23./24. Oktober 2014 (EUCO 169/14)

zwischen 80 % und 95 % bis 2050 vor.[16] Einen Überblick zu den von der EU selbstgesteckten Klimazielen bietet die **Tabelle 1**.

Zum Erreichen der Klimaziele hat die EU eine Reihe klima- und energiepolitischer Maßnahmen verabschiedet. Kernelement der EU-Klimapolitik für die Energiewirtschaft ist das *europäische Emissionshandelssystem (EU ETS)*, das zum 1. Januar 2005 für Großfeuerungsanlagen, vor allem in der Stromerzeugung und der Industrie, eingeführt wurde und für diese sogenannten „EU ETS-Sektoren“[17] einen Minderungspfad für die vom System erfassten Emissionen (insbesondere CO_2 und N_2O) vorgibt. So soll durch eine sukzessive Reduzierung ausgegebener Emissions-Zertifikate (**Tabelle 1**, Zeilen 3 und 4) ein Rückgang der CO_2-Emissionen um 21 % bis 2020[18] und um 43 % bis 2030 (gegenüber 2005) erzielt werden. Insgesamt deckt das EU ETS mit rund 45 % einen großen Anteil der THG-Emissionen in der EU ab.[19]

2.1.2 Deutschland

Nationale Emissionsminderungsziele betreffen auch „Nicht-EU-ETS-Sektoren“

Neben den bestehenden EU-Zielen hat sich Deutschland nationale Ziele für die Minderung der CO_2-Emissionen gesetzt, welche neben den bereits vom EU ETS erfassten Sektoren auch die „Nicht-EU-ETS-Sektoren“ (zum Beispiel Verkehr, Wärme und Landwirtschaft) umfassen: Gemäß Energiekonzept von 2010 sollen die Emissionen in Deutschland bis 2020 um mindestens 40 % gegenüber 1990 verringert werden, bis 2030 um mindestens 55 % und bis 2050 um 80 % bis 95 % (**Tabelle 1**, Zeilen 5 bis 7).[20]

Im Klimaschutzplan 2050 („KSP“) vom November 2016 definiert die Bundesregierung für Deutschland zudem ein „Zwischenziel“ für das Jahr 2040: So sollen die nationalen THG-Emissionen bis 2040 gegenüber 1990 um mindestens 70 % gesenkt werden.[21]

Tabelle 1 zeigt eine Übersicht der historischen Emissionen (1990 und 2005) sowie der Zielwerte für 2020 bis 2050 in der EU insgesamt, im Rahmen des EU ETS sowie in Deutschland.

---

16 Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Europäischen Rat, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss, den Ausschuss der Regionen und die Europäische Investitionsbank Ein sauberer Planet für alle. Eine Europäische strategische, langfristige Vision für eine wohlhabende, moderne, wettbewerbsfähige und klimaneutrale Wirtschaft (COM (2018) 773 final)

17 Bzgl. Kohlendioxid (CO2): die Strom- und Wärmeerzeugung, energieintensive Industriezweige (Ölraffinerien, Stahlwerken und Produktionsstätten von Eisen, Aluminium, Metallen, Zement, ungelöschtem Kalk, Glas, Keramik, Zellstoff, Papier, Karton, Säuren und organischen Grundchemikalien) und die gewerblicher Luftfahrt; Stickoxid (N2O) aus der Herstellung von Salpetersäure, Adipinsäure, Glyoxylsäure und Glyoxal; Perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW) aus der Aluminiumherstellung

18 Das EU-weite Ziel einer 20% Emissionsreduktion im Jahr 2020 gegenüber 1990 wurde bereits erreicht.

19 Gemäß Angaben der Europäischen Kommission: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_de

20 Umweltbundesamt 2019

21 Ebd. Maßnahmen zur Erreichung der Ziele im Jahr 2020 umfassen unter anderem die Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlenkraftwerken.

Tabelle 1 Emissionsminderungsziele in der EU, im EU ETS und in Deutschland

		1990	2005	2020	2030	2040	2050
EU	Mio. tCO_2e[22]	**4.462**	**4.291**	**3.570**	**2.677**	**1.785**	**892-223**
	% - Minderung ggü. 1990[23]	-	-	20 %	mind. 40 %	60 %	80-95 %
EU ETS	Mio. tCO_2e[24]	-	**2.377**	**1.878**	**1.355**	-	-
	% - Minderung ggü. 2005	-	-	21 %	43 %	-	-
DE	Mio. tCO_2e[25]	**1.251**	**992**	**751**	**562-543**	**-**	**250-63**
	% - Minderung ggü. 1990	-	*Mind. 20 %*	*Mind. 40 %*	*55-56 %*	*70%-*	*80-95 %*
	% - Minderung ggü. 2005 *(aus Zielen für 1990 ermittelt[26])*	-	-	*24 %*	*43-45 %*	-	*75-94 %*

Quelle: Frontier Economics

Klimaschutzgesetz 2019 gibt nationale Sektorziele vor

Die europäischen und deutschen Klimaziele gelten über alle Sektoren hinweg, und es wird nur zwischen ETS- und Nicht-ETS-Sektoren unterschieden. Es gibt also keine Festlegung dahingehend, welche Emissionsminderungen in welchem Sektor (zum Beispiel Energiewirtschaft, Wärmeversorgung oder Verkehr) erreicht werden sollen. Das deutsche Klimaschutzgesetz, das im November 2019 vom Gesetzgeber verabschiedet wurde, dagegen definiert, zusätzlich zum „Zwischenziel“ für das Jahr 2030, nationale Sektorziele für die Minderung von THG-Emissionen, sowohl für Sektoren, die vom EU ETS erfasst sind (wie die Energiewirtschaft), als auch für solche Sektoren, die außerhalb des EU ETS stehen (z.B. Verkehr). Das Klimaschutzgesetz definiert das langfristige Ziel der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050. Für den Zeitraum bis 2030 bricht es das Gesamtziel der Emissionsreduktion von mindestens 55 % bis 2030 damit auf sektorspezifische Emissionsminderungsziele herunter (**Abbildung 1**):

- Energiewirtschaft (62 % Minderung bis 2030 gegenüber 1990);
- Gebäude (67 %);
- Verkehr (42 %);
- Industrie (51 %); sowie
- Landwirtschaft (34 %).

22 Historische Emissionen (für 1990 und 2005) für die EU sind UNFCCC (ohne LULUCF) entnommen.

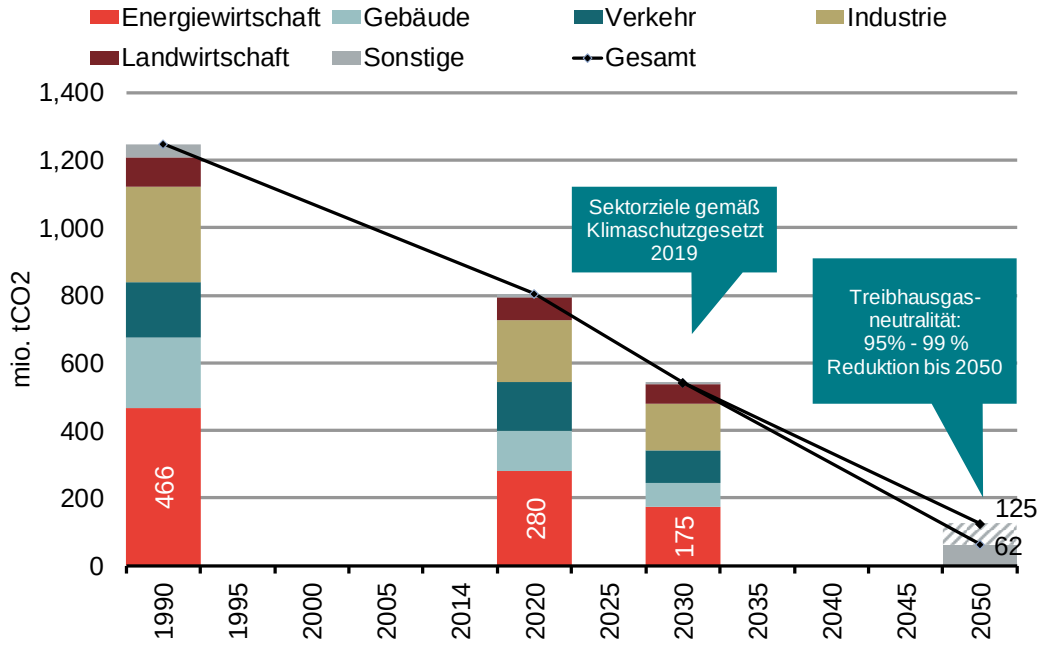
23 COM 2011 112; EU-Ziele für 2040/2050 als Absichtserklärung nicht rechtlich bindend.

24 Historische Emissionen (für 1990 und 2005) für das EU ETS entstammen European Environment Agency, EU Emissions Trading System (ETS) data viewer, stationary installations, scope corrected.

25 Historische Emissionen (für 1990 und 2005) für Deutschland sind Umweltbundesamt 2016 entnommen. Zielwerte für 2030 wurden aus Klimaschutzplan 2050 übernommen.

26 Zielwerte für die deutschen Emissionsminderungen sind in Bezug auf das Basisjahr 1990 definiert. Für den Vergleich mit EU ETS Zielen sind die Zielwerte in das Verhältnis zum Jahr 2005 zu setzen.

Abbildung 1 Sektorspezifische Emissionsminderungsziele für Deutschland gemäß Klimaschutzgesetz 2019



Quelle: *Klimaschutzgesetzt 2019*

Hinweis: *Die Grafik basiert auf historischen Daten der Jahre 1990 und 2015 sowie den Angaben des Klimaschutzgesetzes für 2020 und 2030. Für die Zwischenjahre wurde linear interpoliert.*

KWSB-Abschlussbericht sieht Ausstieg aus der Braunkohle- und Steinkohleverstromung bis spätestens 2038 vor

Für die Energiewirtschaft folgt aus den nationalen Sektorzielen, dass sich die Treibhausgasemissionen von 358 Millionen Tonnen CO_2–Äquivalente im Jahr 2014 auf 175-183 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalente bis 2030 in etwa halbieren sollen.[27] Um dieses Ziel zu erreichen, sieht der Koalitionsvertrag der Bundesregierung aus dem Jahr 2018 „eine schrittweise Reduzierung der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern“ vor.[28] Dazu wurde von der aktuellen Bundesregierung u.a. eine Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (KWSB) eingesetzt, die einen Plan zur schrittweisen Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung, einschließlich eines Abschlussdatums, erarbeiten sollte.[29]

Gemäß des Anfang 2019 vorgelegten Abschlussberichts der KWSB soll der Kohleausstieg spätestens Ende des Jahres 2038 abgeschlossen sein. Gegenüber Ende 2017 sieht der Abschlussbericht eine Reduktion der Braunkohlekapazität um annähernd 5 GW bis 2023 bzw. 10,9 GW bis 2030 vor. Die Kapazität der Steinkohlekraftwerke soll im selben Zeitraum um 7,7 GW (bis

[27] https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050/#c11681

[28] Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD 2018, S. 137.

[29] Ebd., S. 142

2023) bzw. 14,7 GW zurückgehen.[30] Für die Jahre 2023 und 2030 ergeben sich die unten dargestellten verbleibenden Kapazitäten.

Tabelle 2 Verbleibende Braun- und Steinkohlekapazität laut Kommission WSB – GW,

	Braunkohle	Steinkohle
Verbleibende Kapazität im Jahr 2023	15 GW	15 GW
Verbleibende Kapazität im Jahr 2030	9 GW	8 GW

Quelle: *BMWi 2019, S. 62-63.*

Hinweis: *Änderungen im Vergleich zu Ende 2017. Die für den Zeitraum 2023-30 ausgewiesenen Stilllegungen umfassen (kumulativ) auch die Stilllegungen der Vorjahre 2018-22.*

Die KWSB schlägt vor, den betroffenen Eigentümern von Braun- und Steinkohlekraftwerken sowie der betroffenen Tagebaubetriebe für die beschleunigten Außerbetriebnahmen Entschädigungszahlungen zu gewähren. Hierfür empfiehlt die Kommission ein differenziertes Vorgehen für Braun- und Steinkohle:

- Für **Braunkohle** wird eine einvernehmliche Verhandlungslösung mit Entschädigungsleistung für die betroffenen Erzeuger angestrebt. Sollte keine einvernehmliche Lösung erreicht werden, wird eine ordnungsrechtliche Regelung – verbunden mit Entschädigungsleistungen – vorgeschlagen.
- Für **Steinkohle** wird ein Ausschreibungswettbewerb um Stilllegungsprämien vorgeschlagen. Für Steinkohle würde die Höhe der jeweiligen „Entschädigungszahlung“ also über eine Ausschreibung bestimmt. Allerdings wird als Rückfalloption eine ordnungsrechtliche Lösung vorgeschlagen, sofern ein solcher Ausschreibungsmechanismus keine Stilllegungen von Steinkohlekraftwerken im erwünschten Ausmaß generiert.

Die Empfehlungen der KWSB sind noch nicht durch die Bundesregierung und den Bundestag in geltendes Recht umgesetzt, können aber aus heutiger Sicht als best-verfügbare Indikation für einen zukünftigen Ausstiegsfahrplan aus der Kohleverstromung in Deutschland interpretiert werden. Aus diesem Grund legen wir die Empfehlungen der KWSB in diesem Gutachten zugrunde.

2.1.3 Nordrhein-Westfalen

Komplementäre Klimaschutzziele und -maßnahmen auf Landesebene

Das *Gesetz zur Förderung des Klimaschutzes* (kurz Klimaschutzgesetz) stellt das Kernelement klimapolitischer Maßnahmen auf der Landesebene in Nordrhein-Westfalen (NRW) dar. Vorgelegt von der rot-grünen Landesregierung unter Ministerpräsidentin Hannelore Kraft (SPD) und vom Landtag im Januar 2013 beschlossen, legt das Gesetz unter anderem fest, dass die Treibhausgasemissionen in Nordrhein-Westfalen bis 2020 um 25 % und bis 2050 um mindestens 80 % gegenüber 1990 reduziert werden müssen.

[30] Die Möglichkeit eines vorgezogenen Abschlussdatums Ende des Jahres 2035 (Prüfung gemäß KWSB im Jahr 2032) wird in diesem Bericht nicht betrachtet.

Ergänzend zum Klimaschutzgesetz konkretisiert der *NRW-Klimaschutzplan* die notwendigen Maßnahmen zur Erreichung der im Klimaschutzgesetz formulierten Klimaschutzziele. Aktuell enthält der Klimaschutzplan rund 220 Maßnahmen zu Klimaschutz und Klimafolgenanpassung. Im Fokus stehen insbesondere der Ausbau der erneuerbaren Energien, die Steigerung der Energie- und Ressourceneffizienz sowie die Verringerung des Energieverbrauchs etwa in der Industrie, bei den privaten Haushalten und im Gebäudesektor. Ebenso wurden Schwerpunkte auf den Ausbau der Kraft-Wärme-(Kälte)-Kopplung, den vermehrten Einsatz von Low-Carbon-Technologien in der Industrie, die Schaffung eines langfristig klimaneutralen Gebäudebestands und Emissionsminderungen durch den Einsatz klimafreundlicher Verkehrsmittel gelegt. Zukünftig soll der aktuelle Klimaschutzplan zu einem *Klimaschutzaudit* fortentwickelt werden, indem die Maßnahmen auf Effizienz und ihre Wirksamkeit überprüft werden sollen.

Emissionsminderungsziel für 2020 wurde nach vorläufigen Daten bereits 2017 und unter maßgeblichem Beitrag des Energiesektors erreicht[31]

Das Zwischenziel des Landes NRW für 2020 mit einer anvisierten Emissionsminderung von 25% gegenüber 1990 wurde nach aktuellen Angaben des Landesamts für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz NRW mit sehr großer Wahrscheinlichkeit bereits im Jahr 2017 erreicht. Lagen bereits im Jahr 2016 die Emissionen um 22,4 % unter denen des Jahres 1990, sagen vorläufige Emissionszahlen für 2017 einen zusätzlichen Emissionsrückgang gegenüber 2016 um rund 3,5 % voraus. Die Reduzierung gegenüber 1990 läge damit bei ca. 25 %. Einen großen Beitrag leistet hierbei aller Voraussicht nach auch die Überführung der Braunkohlenkraftwerkblöcke Frimmersdorf P und Q in die Sicherheitsbereitschaft im Jahr 2017. Außerdem ist mit der Überführung von Niederaußem E und F (2018) sowie Neurath C (2019) in die Sicherheitsbereitschaft von einem zusätzlichen Emissionsrückgang bis 2020 auszugehen. Damit leistet die rheinische Braunkohlenwirtschaft einen maßgeblichen Beitrag zur Erzielung der landesspezifischen und bundesspezifischen Klimaziele aus dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2015, die nach aktuellem Stand sogar übertroffen werden.

Um die angestrebte Emissionsminderung um 80 % bis 2050 zu erreichen, werden laut Landesregierung weitere Anstrengungen notwendig sein. So sollen zukünftig die Chancen einer weiter voranschreitenden Digitalisierung besser genutzt und ein stärkerer Fokus auf die Schaffung eines innovationsfreundlichen Umfelds für die Erforschung und Markteinführung klimafreundlicher Technologien gelegt werden. Hierfür ist eine Novellierung des Klimaschutzgesetzes angedacht.

2.2 Braunkohle im Rheinischen Revier

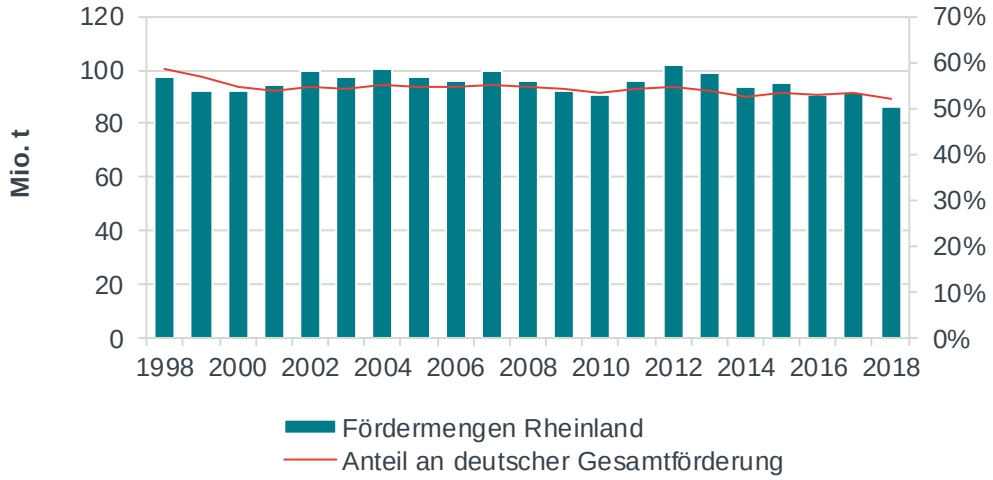
2.2.1 Tagebaue im Rheinischen Revier

Auf das Rheinische Revier entfielen im Jahr 2018 mit rund 86,3 Millionen Tonnen Braunkohle 51,9 % der gesamten Fördermenge der deutschen

[31] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen 2019b

Braunkohletagebaue.[32] Bei relativ konstanten Fördermengen lag der Anteil an der deutschen Gesamtförderung über die letzten 20 Jahre stets bei über 50 %, wie aus **Abbildung 2** hervorgeht. Das Rheinland ist somit im betrachteten Zeitraum der letzten 20 Jahre das bedeutendste Braunkohlerevier in Deutschland.

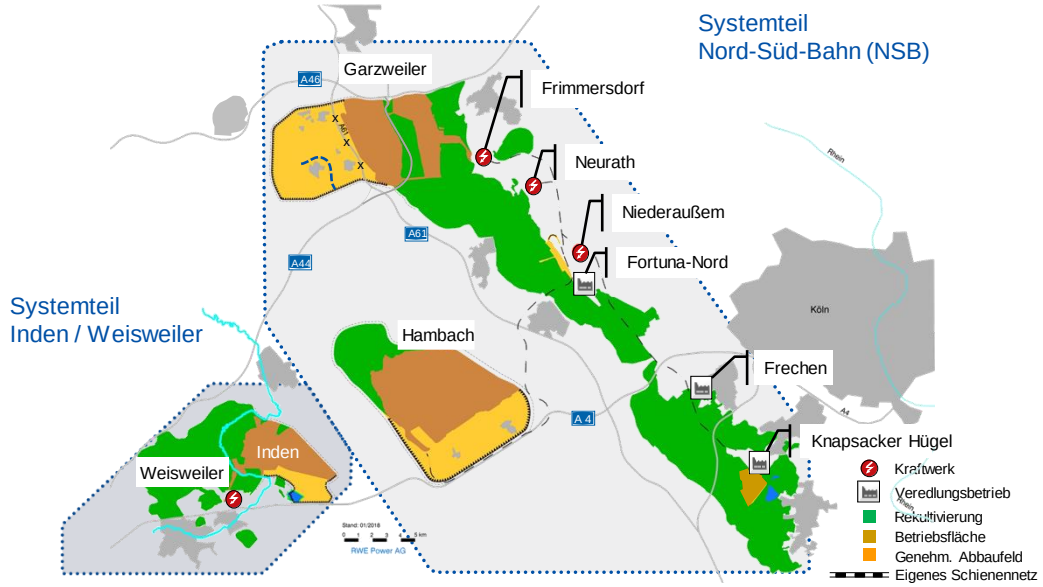
Abbildung 2 Braunkohlefördermengen im Rheinland, 1998-2018



Quelle: Frontier Economics basierend auf Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2019b

Die Braunkohlenförderung findet im Rheinland gegenwärtig im Tagebau Garzweiler, im Tagebau Hambach und im Tagebau Inden statt. **Abbildung 3** gibt einen Überblick über die Lage der Tagebaue.

Abbildung 3 Karte des Rheinischen Revieres



Quelle: RWE Power
Hinweis: Stand Anfang 2019

[32] Statistik der Kohlenwirtschaft e.V 2019b.

Die Braunkohlenfördermengen verteilten sich im Jahr 2018 wie folgt auf die Tagebaue:

Tabelle 3 Braunkohlenfördermengen der Tagebaue Hambach, Garzweiler und Inden im Jahr 2018

	in Mio. t	Anteil an rheinischer Gesamtförderung
Garzweiler	30,1	35 %
Hambach	38,8	45 %
Inden	17,4	20 %
Rheinland gesamt	86,3	100 %

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2019b

Die geförderte Braunkohle wird zum einen in Kraftwerken und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in der Strom- und Fernwärmeerzeugung eingesetzt, zum anderen in der Veredlung zu Energieprodukten weiterverarbeitet. Die geförderten Braunkohlemengen teilten sich in den Jahren 2017 und 2018[33] wie folgt auf:

Tabelle 4 Verwendung der Braunkohlenförderung

	2017		2018*	
	in Mio. t	Anteil	in Mio. t	Anteil
Strom- und Fernwärmeerzeugung	80,7	89 %	75,8	88 %
- Kraftwerke der allg. Versorgung	79,3	87 %	74,2	86 %
- Grubenkraftwerke	1,4	2 %	1,5	2 %
Einsatz für Veredlung / Selbstverbrauch	10,2	11 %	10,3	12 %
sonstige Verwendung[34]	0,3	<1 %	0,2	<1 %
Rheinland gesamt	91,3	100%	86,3	100 %

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2019b

*Hinweis: * Bei den Werten für 2018 handelt es sich um vorläufige Ergebnisse; Abweichungen stellen Rundungsdifferenzen dar.*
Im Folgenden wird dem Einsatz in der Veredlung/Selbstverbrauch auch der Einsatz in den Grubenkraftwerken zugeschlagen.

2.2.2 Braunkohlenverstromung im Rheinischen Revier

Wie aus **Tabelle 4** hervorgeht, werden rund 90 % der Braunkohlefördermengen im Rheinland für die Strom- und Fernwärmeerzeugung verwendet. Dies geschieht zu einem überwiegenden Teil in Kraftwerken der allgemeinen Versorgung. **Tabelle 5** gibt eine Übersicht der sich in Betrieb befindlichen rheinischen Braunkohlekraftwerkskapazitäten.

[33] Da es sich bei den Werten aus dem Jahr 2018 um vorläufige Angaben handelt, haben wir die Tabelle um die finalen Werte aus dem Jahr 2017 ergänzt.

[34] Sonstige Abnehmer und Bestandsveränderung

Tabelle 5 Braunkohlenkraftwerke in Betrieb im Rheinland

Kraftwerk / Block	Inbetriebnahmejahr	MW
Neurath A	1972	294
Neurath B	1972	294
Neurath C*	1973	292
Neurath D	1975**	607
Neurath E	1976**	604
Neurath F (BoA 2)	2012	1060
Neurath G (BoA 3)	2012	1060
Niederaußem C	1965	295
Niederaußem D	1968	297
Niederaußem G	1974**	628
Niederaußem H	1974**	632
Niederaußem K (BoA 1)	2002	944
Weisweiler E	1965	321
Weisweiler F	1967	321
Weisweiler G	1974**	636
Weisweiler H	1975**	635

Quelle: Frontier Economics basierend auf der BNetzA-Kraftwerksliste (Stand März 2019)

*Hinweis: * Der Block Neurath C wurde am 01.10.2019 in die Sicherheitsbereitschaft überführt.*
*** Modernisierungsarbeiten im Zeitraum 2004-2010.*

Der sich noch in Betrieb befindliche Kraftwerkspark hat eine diverse Altersstruktur. Ein Teil des Kraftwerksparks wurde zwar bereits vor 1980 in Betrieb genommen, ist aber seither kontinuierlich modernisiert und an die Anforderungen des Strommarkts (z.B. im Hinblick auf Flexibilität) angepasst worden, zum Beispiel durch die Erneuerung der Leittechnik. Zudem verfügt das Rheinland mit den sog. „BoA“-Blöcken[35] über einige der jüngsten und modernsten Braunkohlenkraftwerke in Europa. Des Weiteren befinden sich mit den Blöcken Frimmersdorf P und Q sowie Niederaußem E und F derzeit vier Braunkohlenkraftwerke aus dem Rheinland in der Sicherheitsbereitschaft. Der Block Neurath C wurde am 01.10.2019 in die Sicherheitsbereitschaft überführt.

Im Jahr 2018 lag die Nettostromerzeugung aus rheinischer Braunkohle bei 67,2 TWh. Die gesamtdeutsche Braunkohle-Nettostromerzeugung lag bei 131,5 TWh, die gesamtdeutsche Nettostromerzeugung bei 545,5 TWh. Rheinische Braunkohle erzeugte damit rund 12 % des Stroms (netto) in Deutschland (vgl. **Tabelle 6**).

[35] BoA = Braunkohlenkraftwerk mit optimierter Anlagentechnik.

Tabelle 6 Nettostromerzeugung aus Braunkohle in Deutschland 2018

	TWh	Anteil an der Gesamtnettostrommenge
Braunkohle Rheinland	67,2	12,3 %
Braunkohle Deutschland	131,5	24,1 %
Gesamt Deutschland	545,5	100,0 %

Quelle: RWE (2019), Fraunhofer ISE (2019)

2.2.3 Veredlung von Braunkohle im Rheinischen Revier

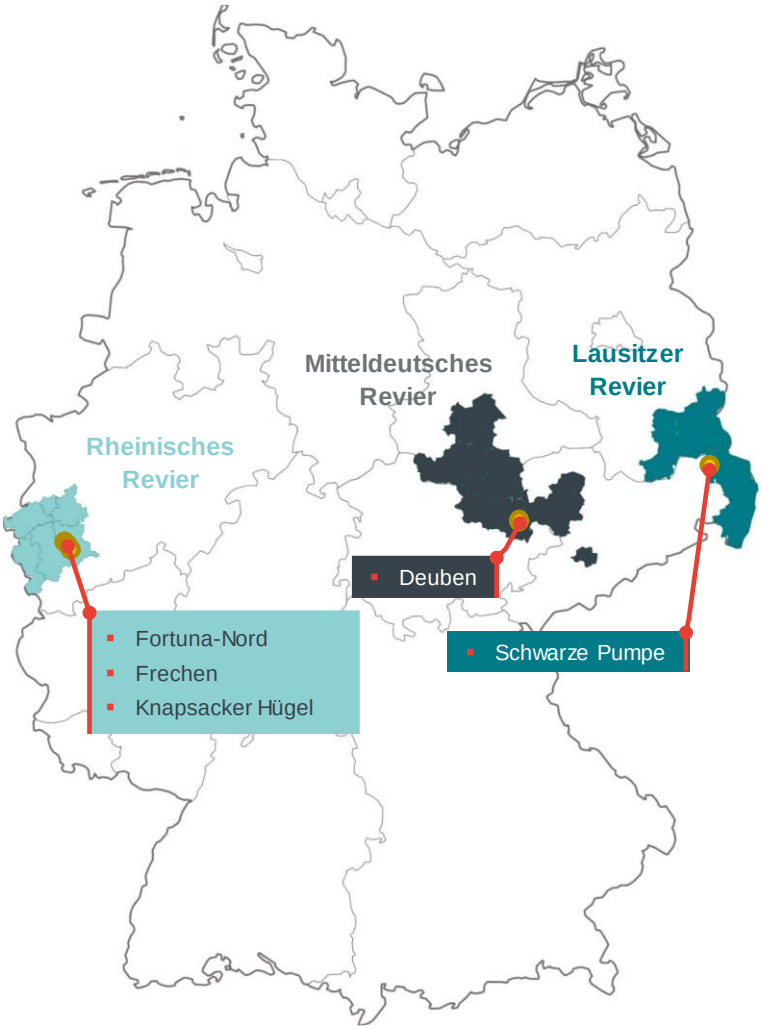
Das Rheinland ist bedeutendster Standort für Veredlung von Braunkohle in Deutschland

Neben dem Einsatz von Braunkohle in der Strom- und Wärmeerzeugung (KWK) spielt auch die Veredlung von Braunkohle eine bedeutende wirtschaftliche Rolle für das Rheinland. Wie aus **Abbildung 4** hervorgeht, liegen mit Fortuna-Nord, Frechen und Knapsacker Hügel drei der fünf deutschen Veredlungsanlagen im Rheinischen Revier. Dort wurden im Jahr 2017 rund 11,6 Millionen Tonnen Braunkohle (inkl. 2,5 Millionen Tonnen zur Erzeugung von Wärme in den Grubenkraftwerken, die zur Herstellung der Produkte benötigt wird) zu ca. 4,9 Millionen Tonnen Feststoff veredelt.[36] Je nach Veredlungsprodukt waren dies zwischen 56 % (Briketts) und 100 % (Koks) der bundesweit produzierten Mengen.[37] Bei Staub/Wirbelschichtkohle lag der Anteil bei rund 72 %. Veredlungsprodukte werden überwiegend für den deutschen Markt hergestellt und nur in geringfügigem Maße exportiert.

[36] Basierend auf Angaben von RWE.

[37] Vgl. Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2019b.

Abbildung 4 Braunkohlenveredlungsstandorte in Deutschland



Quelle: Frontier Economics

Diversifiziertes Portfolio von Veredlungsprodukten aus dem Rheinland

In den rheinischen Veredlungsanlagen wird eine breite Palette an Veredlungsprodukten hergestellt. Hierzu gehören

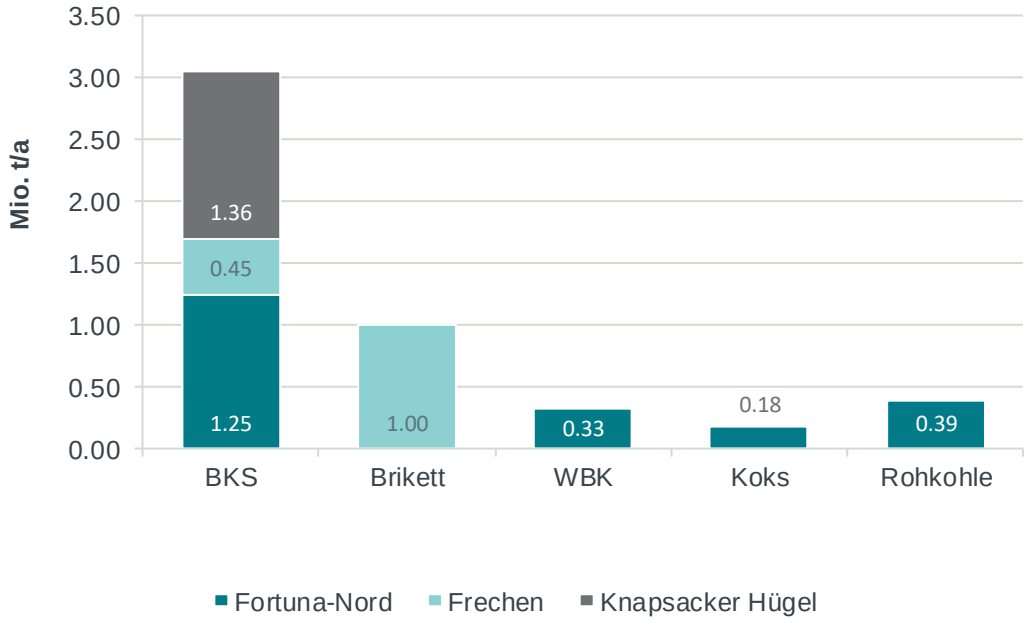
- Braunkohlestaub;
- Briketts;
- Wirbelschichtkohle; und
- Koks.

Wie aus **Abbildung 5** hervorgeht, stellt Braunkohlenstaub mit jährlich rund 3,5 Millionen Tonnen das mengenmäßig bedeutendste Veredlungsprodukt im Rheinland dar. Dieses wird überwiegend in den Veredlungsanlagen Fortuna-Nord und Knapsacker Hügel, zu einem geringen Anteil aber auch in Frechen hergestellt. Deutschlandweit sind dies mehr als 70 % der veredelten Mengen.[38]

[38] Vgl. Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2019b.

Die Brikettproduktion von jährlich rund 1 Millionen Tonnen, und damit die Produktion des mengenmäßig zweitwichtigsten Veredlungsprodukts, erfolgt im Rheinland ausschließlich in Frechen. Bundesweit waren dies im Jahr 2017 mehr als die Hälfte der produzierten Mengen.[39] Rheinische Wirbelschichtkohle (mehr als 80 % der bundesweiten Mengen) und Koks (100 %) stammen allesamt aus der Veredlungsanlage Fortuna-Nord. Komplettiert wird das Produktportfolio durch direkt abgesetzte Rohbraunkohle, die ebenfalls aus der Anlage Fortuna-Nord stammt.

Abbildung 5 Veredlungsprodukte nach Standorten im Rheinland, 2017



Quelle: Frontier Economics basierend auf Angaben vor RWE
Hinweis: BKS: Braunkohlestaub; WBK: Wirbelschichtkohle

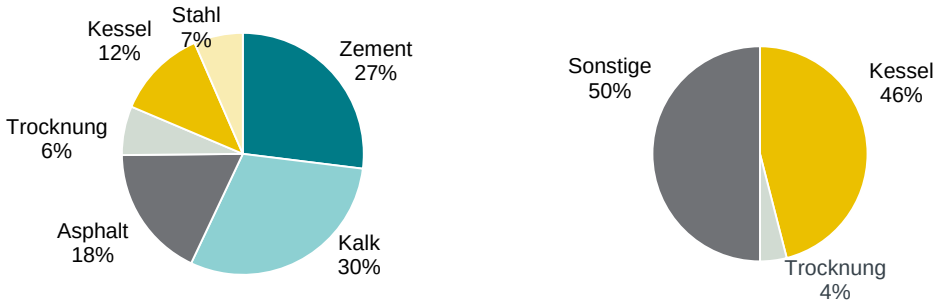
Rheinische Veredlungsprodukte bedeutender Energieträger für Industriekunden

Der Absatz von Veredlungsprodukten fokussiert sich wesentlich auf Deutschland, vom industriellen Anwender bis zum Privatkunden. Im Privatkundenbereich werden hauptsächlich Braunkohlenbriketts abgesetzt, während Braunkohlenstaub, Wirbelschichtkohle, Braunkohlenkoks aber auch Braunkohlenbriketts als Energieträger in der Industrie Verwendung finden.

Nachfrager von Braunkohlenstaub sind vor allem die Zement-, Kalk- und Asphaltindustrie (siehe **Abbildung 6**). Briketts werden hauptsächlich für die Befeuerung von Kesseln, zum Beispiel in der Papier- oder Zuckerproduktion, verwendet (siehe **Abbildung 6**).

[39] Ebd.

Abbildung 6 Industriekunden rheinischer Braunkohlenstaub (links) und rheinischer Briketts (rechts) in 2017

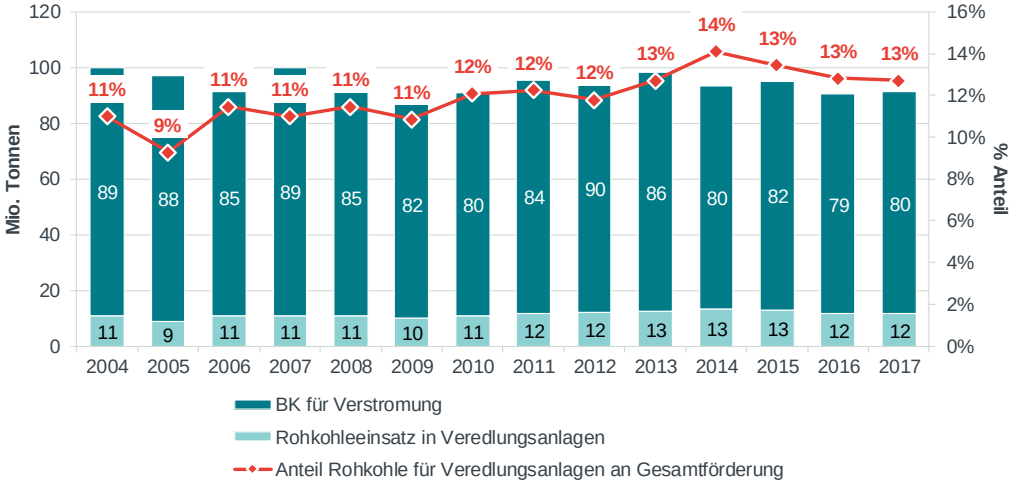


Quelle: Frontier Economics basierend auf Angaben von RWE

Fördermengen für Veredlung im Rheinland seit Jahren auf konstantem Niveau

Die Nachfrage nach Veredlungsprodukten aus dem Rheinland ist seit Jahren auf einem relativ konstanten Niveau. Wie aus **Abbildung 7** hervorgeht, betrug der Rohkohleeinsatz in Veredlungsanlagen seit 2004, mit wenigen Ausnahmen (2005 und 2009), konstant zwischen 11 und 13 Millionen Tonnen pro Jahr. Der prozentuale Anteil an der Gesamtförderung ist in diesem Zeitraum aufgrund sinkender Fördermengen für die Verstromung leicht angestiegen.

Abbildung 7 Rheinländische Braunkohlenfördermengen für Verstromung und Veredlung, 2004 – 2017



Quelle: Frontier Economics basierend auf RWE-Geschäftsberichten 2004-2017

2.3 Kriterien zur Bewertung der Erforderlichkeit

Im Folgenden beschreiben wir die Kriterien zur Bewertung der Erforderlichkeit der Braunkohlengewinnung und -nutzung im Rheinischen Revier, die diesem

Bericht zugrunde gelegt werden. Das Kriterium „Erforderlichkeit“ lässt sich dabei aus ökonomischer Sicht nicht unmittelbar bewerten. Aus diesem Grund leiten wir Kriterien für „Erforderlichkeit“ mittelbar aus den Grundsätzen des Energiepolitischen Zieldreiecks ab: Wir prüfen, welchen Beitrag die Braunkohle im Rheinischen Revier heute und zukünftig leistet, um eine

- **umwelt- und klimaverträgliche**,
- **sichere**, und
- **bezahlbare** Strom- und Energieversorgung in Deutschland zu gewährleisten.

Weiterhin bewerten wir den Beitrag der Braunkohle aus

- **gesamt**- und
- **regionalwirtschaftlicher** Sicht.

2.3.1 Umwelt- und Klimaverträglichkeit - Vereinbarkeit der Braunkohlennutzung mit den Klimazielen

Die Bundesregierung verfolgt die in **Abschnitt 2.1.2** definierten Ziele zur Vermeidung von THG-Emissionen in Deutschland. Die Energiewirtschaft leistet dabei laut Klimaschutzgesetz bis zum Jahr 2050 den größten Beitrag. Die KWSB-Empfehlung sieht zur Erreichung dieser Ziele eine signifikante Reduktion der Braun- und Steinkohlekapazitäten im deutschen Stromsystem vor.

Wir unterstellen, dass der Ausstiegspfad, wie in der KWSB-Empfehlung formuliert, umgesetzt wird. Die KWSB geht davon aus, dass mit diesen Maßnahmen das sektorale Ziel der Bundesregierung für die Emissionsminderung in der Energiewirtschaft für das Jahr 2030 erreicht werden kann.

In diesem Bericht weisen wir die Vereinbarkeit der Braunkohlestromerzeugung mit den Klimazielen anhand des Rückgangs der CO_2-Emissionen aus der Verstromung von Braunkohle in Deutschland in Übereinstimmung mit den Zielsetzungen der Bundesregierung nach.

2.3.2 Versorgung und Versorgungssicherheit

Braunkohlenkraftwerke stellen dem Markt in hohem Maße verlässliche und sichere Strom- und Wärmeerzeugungskapazität zur Verfügung. Dadurch sichern Braunkohlekraftwerke die fluktuierende Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Hinblick auf die Versorgungssicherheit ab, d.h. die Kapazitäten stehen auch dann zur Lastdeckung zur Verfügung, wenn Wind- und Solaranlagen aufgrund der Wetterbedingungen bzw. fehlender Sonneneinstrahlung nicht verfügbar sind (siehe auch folgender Abschnitt). Dies erfolgt im Vergleich zu alternativen Technologien (wie zum Beispiel dem Ausbau der Speicherinfrastruktur) zu moderaten Kosten (siehe auch Abschnitt unten zur Bezahlbarkeit der Energieversorgung). Braunkohlenkraftwerke ermöglichen so eine relativ preisgünstige Transformation der Energiewirtschaft in Richtung eines CO_2-neutralen Stromsystems, das langfristig (fast) vollständig auf Erneuerbaren Energien aufbauen wird.

Die Empfehlung der KWSB sieht vor, dass die am Markt verbleibende Kapazität an Braunkohlenkraftwerken von heute ca. 20 GW auf 9 GW im Jahr 2030 und auf 0 GW nach spätestens 2038 absinkt (siehe **Tabelle 2**). Der Beitrag der Braunkohle zur sicheren Stromversorgung in Deutschland ist somit im Rahmen der verbleibenden Kapazitäten zu bewerten.

In diesem Bericht weisen wir die Erforderlichkeit der Braunkohlestromerzeugung im Hinblick auf die Versorgung Deutschlands mit Strom und die Versorgungssicherheit nach

- über den Beitrag der Braunkohlenkraftwerke des Rheinischen Reviers zur Stromerzeugung in Deutschland (bis zum Jahr 2038); sowie
- über den Beitrag, den Kapazitäten der Braunkohlenkraftwerke im Rheinischen Revier zur Deckung der Stromnachfrage in Deutschland in Zeiten mit hoher Last und niedriger Verfügbarkeit von fluktuierenden Erneuerbaren Energien leisten.

Daneben leistet Braunkohle aus Tagebauen im Rheinischen Revier einen Beitrag zur Versorgung von Industrie, Gewerbe und Haushalten mit Wärme und Dampf. Die Wärmebereitstellung erfolgt durch Dampfauskopplung aus Kraftwerken und durch den Einsatz von Veredlungsprodukten aus der Braunkohle, wie Wirbelschichtkohle, Braunkohlenstaub oder Braunkohlebriketts (siehe Abschnitt 2.2.3). Auf den Beitrag der rheinischen Braunkohle zur Versorgung der Energieverbraucher mit Wärme über Veredlungsprodukte gehen wir gesondert ein.

2.3.3 Bezahlbarkeit

Die Bezahlbarkeit bzw. Preisgünstigkeit der Stromerzeugung als drittes Element des energiepolitischen Zieldreiecks beschreibt die Maßgabe, keine übermäßigen Energiekosten für die Endverbraucher zu verursachen. Insbesondere für die energieintensive Industrie ist Strom ein wichtiger Produktions- und damit auch Kostenfaktor. In diesem Bericht analysieren wir den Beitrag der Braunkohle zur Bezahlbarkeit anhand der Strompreisentwicklung. Wir zeigen anhand eines Szenarios, dass ein früherer Kohleausstieg als von der KWSB-Empfehlung vorgesehen zu höheren Strompreisen führen würde.

Darüber hinaus zeigt die Wirtschaftlichkeit der Braunkohlenkraftwerke, dass es aus Marktsicht effizient und kostensenkend ist, die Kraftwerke einzusetzen. Eine positive Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke am Markt signalisiert hierbei einen Beitrag zur Preisgünstigkeit der Stromversorgung.

2.3.4 Gesamtwirtschaftliche Bedeutung

Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht prüfen wir die Erforderlichkeit der Braunkohle unter anderem anhand des Beitrags, den die Braunkohlenwirtschaft zur gesamtdeutschen Wertschöpfung und Beschäftigung in Deutschland leistet. Dabei betrachten wir den Beitrag der Braunkohlenwirtschaft heute und in Zukunft, also nach Umsetzung der Empfehlungen der KWSB.

Die Berechnung von Arbeitsplatz- und Wertschöpfungseffekten erfolgt durch das Fraunhofer IMWS mit Hilfe eines Input-Output-Modell auf Basis von Daten des Statistischen Bundesamtes.

2.3.5 Regionalwirtschaftliche Bedeutung

Wir analysieren darüber hinaus die Erforderlichkeit der Braunkohlengewinnung und -nutzung auf Basis der Bedeutung der Braunkohle in den Wirtschaftsstrukturen in NRW. Zur Abschätzung der regionalökonomischen Bedeutung wird für Nordrhein-Westfalen eine regionalisierte Input-Output-Analyse durchgeführt, die eine Berücksichtigung von regionalen Spezialisierungsmustern ermöglichen und somit die spezifischen Wertschöpfungs- und Beschäftigungsstrukturen des Bundeslands einbeziehen.

3 BRAUNKOHLENGEWINNUNG IM RHEINISCHEN REVIER ZUR ENERGETISCHEN NUTZUNG

Die Erforderlichkeit der Braunkohlengewinnung im Rheinischen Revier ergibt sich v.a. aus dem Beitrag der energetischen Nutzung der Braunkohle zur Versorgung Deutschlands mit Energie. Die Prüfung, inwieweit die Nutzung der rheinischen Braunkohle erforderlich ist, erstreckt sich auf den Zeitraum bis zum Jahr 2038, dem nach derzeitigem Sachstand wahrscheinlichen Zeitpunkt des (spätesten) Auslaufens der Braunkohlengewinnung und Förderung im Rheinischen Revier.

Insofern sind zur Analyse des Beitrags der Braunkohlengewinnung und -nutzung Zukunftsszenarien bzw. Prognosen heranzuziehen. Die Rolle und Bedeutung der Braunkohlengewinnung und -nutzung des Rheinischen Reviers im Bereich der Stromerzeugung leiten wir aus einer modellgestützten Simulation des Strommarktes in Deutschland und den Nachbarländern bis zum Jahr 2040 ab. Die zukünftige Entwicklung des Braunkohleeinsatzes über Veredlungsprodukte in der Wärmebereitstellung leiten wir aus den heutigen Veredlungsmengen und den Produktmärkten für die Veredlungsprodukte ab.

Im Folgenden beschreiben wir im Einzelnen:

- **Abschnitt 3.1**: Methodik und Annahmen zur Analyse des Einsatzes der rheinischen Braunkohle in der Verstromung: Hierbei beschreiben wir unseren Ansatz zur Modellierung des europäischen Strommarktes (**Abschnitt 3.1.1**) sowie die wesentlichen Annahmen (**Abschnitt 3.1.2**) und Szenarien (**Abschnitt 3.1.3**), die in die Simulationen des Strommarktes und damit in die Strommarktprognosen bis zum Jahr 2040 eingehen.
- **Abschnitt 3.2**: Zukünftige Nutzung der Braunkohle in der Verstromung im Rheinischen Revier: Wir werten die Ergebnisse der Strommarktsimulation hinsichtlich ihres Beitrags zum Erreichen der Ziele des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks aus, also hinsichtlich der Vereinbarkeit mit den Klimazielen, insbesondere dem Beitrag zur Senkung der CO_2-Emissionen in Deutschland, der Stromversorgung und Versorgungssicherheit sowie der Preisgünstigkeit bzw. Bezahlbarkeit der Strombereitstellung.
- **Abschnitt 3.3**: Zukünftige Nutzung der Braunkohle in der Veredlung im Rheinischen Revier: Wir entwickeln auf Basis der heutigen Veredlungsmengen und der Produktcharakteristiken den Beitrag der Braunkohlenveredlung zur Wärmeversorgung.

Die Mengen an Rohbraunkohle, die im Rheinischen Revier zur energetischen Nutzung bis zum Jahr 2038 erforderlich sind, ergeben sich aus den in der Stromerzeugung eingesetzten Volumina zuzüglich der in der Veredlung eingesetzten Mengen.

3.1 Methodik und Annahmen: Analyse der Braunkohlenverstromung

Im Folgenden beschreiben wir unseren Ansatz sowie die wesentlichen Annahmen zur Analyse und Prognose des europäischen Strommarktes, aus der sich die Rolle und Bedeutung der Braunkohle aus dem Rheinischen Revier für die Stromversorgung in Deutschland ableitet. Hierbei gehen wir wie folgt vor:

- **Abschnitt 3.1.1**: Wir beschreiben die wesentlichen Charakteristika des Strommarktsimulationsmodells, das in dieser Studie zur Ableitung von Strommarktprognosen zum Einsatz kommt. Eine detaillierte Modellbeschreibung findet sich in **Anhang A.1**.
- **Abschnitt 3.1.2**: Wir beschreiben die wesentlichen Marktannahmen, die den Strommarktprognosen bis zum Jahr 2040 zugrunde liegen.
- **Abschnitt 3.1.3**: Wir erläutern die in dieser Studie gerechneten Strommarktszenarien. Hierbei entwickeln wir ein Basisszenario sowie zwei Sensitivitäten. Letztere dienen der Überprüfung, inwieweit die im Basisszenario abgeleiteten Schlussfolgerungen robust gegenüber Änderungen der Marktrahmenbedingungen sind.

3.1.1 Modellierung des europäischen Strommarktes

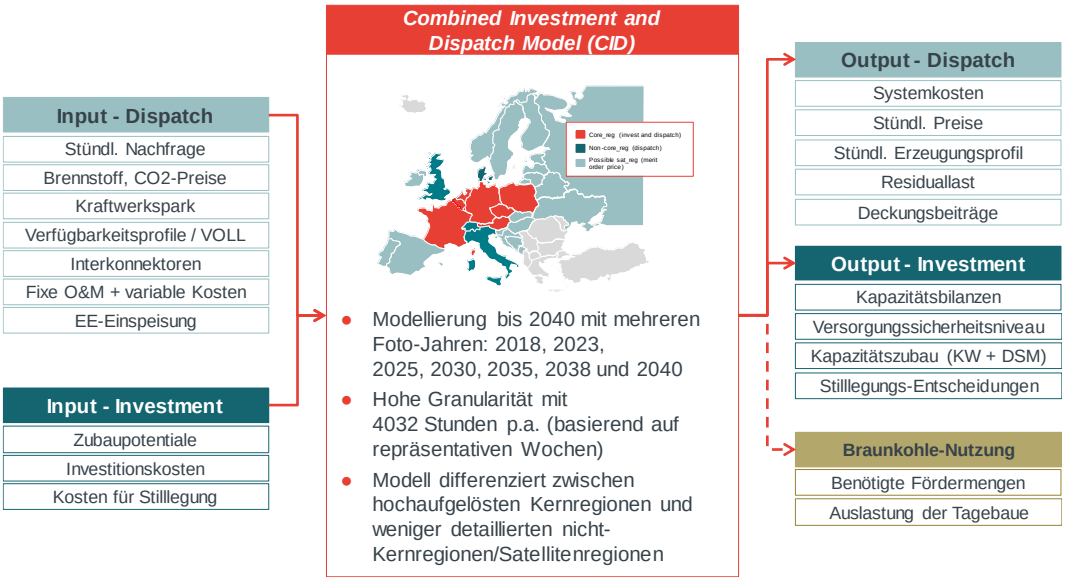
Aufgrund der sehr hohen Komplexität des europäischen Stromsystems (hohe Anzahl von Erzeugungsanlagen, stark zeitlich variierende Nachfrage, Restriktionen von Stromerzeugung, lange Zeithorizonte etc.) und der starken Vernetzung des deutschen Stromsystems mit den Nachbarländern erfordert eine belastbare Prognose bezüglich der zukünftigen Strombereitstellung in Deutschland eine modellgestützte Simulation des Strommarktes. Die Verwendung derartiger Simulationsmodelle ist Stand der Wissenschaft und allgemein üblich. Die Strommarktmodelle sollten Zeiträume bis 2040 abbilden können und aufgrund der starken Stromaustäusche mit dem Ausland mindestens die wesentlichen Länder Westeuropas umfassen.

Frontier Economics verfügt mit dem simultanen Investitions- und Kraftwerkseinsatzmodell CID („Combined Investment- and Dispatch“) über ein derartiges Strommarktmodell. Das Modell zeichnet sich dadurch aus, dass für Deutschland und die wesentlichen europäischen Nachbarländer sowohl der stundenscharfe Einsatz der Kraftwerke, Stromspeicher und Nachfrageflexibilität simuliert wird, als auch auf Basis von Wirtschaftlichkeitskriterien der längerfristige Zubau sowie die Außerbetriebnahme von Kraftwerkskapazitäten. Hierbei werden eine Vielzahl von Nebenbedingungen beachtet, wie zum Beispiel Restriktionen für den Stromaustausch mit dem Ausland aufgrund von Netzengpässen, die fluktuierende Einspeisung von Erneuerbaren Energien oder auch die starken, kurzfristigen Schwankungen der Stromnachfrage.

Weitere wesentliche Charakteristiken des Modells lassen sich wie folgt zusammenfassen (**Abbildung 8**; für eine detaillierte Modellbeschreibung siehe **Anhang A.1**):

- Das Strommarktmodell simuliert den deutschen Strommarkt sowie den Strommarkt ausgewählter Nachbarländer bis zum Jahr 2040. Die Simulation erfolgt auf Basis von 7 Stichjahren und einer Auswahl von 24 repräsentativen Wochen pro Stichjahr. Dabei werden der Kraftwerkseinsatz sowie Zu- und Rückbauentscheidungen simultan bestimmt.
- Unser Modell umfasst Deutschland, alle Nachbarländer, und weitere Regionen in Europa. Kernregionen (Deutschland, Frankreich, Niederlande, Belgien, Polen, Tschechien und Österreich) werden hierbei kraftwerksscharf abgebildet. Weitere Regionen werden wahlweise mit aggregierter Angebots- und Nachfragefunktion (wie zum Beispiel Großbritannien, Dänemark und Italien) oder mit exogen vorgegebenem Strompreis modelliert (wie zum Beispiel Spanien und die skandinavischen Länder).

Abbildung 9 Übersicht über die Modelllogik



Quelle: Frontier Economics

Die Modellergebnisse lassen sich in vielfacher Weise auswerten. In diesem Projekt fokussieren wir auf folgende Kernergebnisse des Modells (jeweils bis zum Jahr 2038):

- Zukünftige Entwicklung des deutschen und europäischen Kraftwerksparks, insbesondere
  - Stromerzeugung aus Braunkohlenkraftwerken im Rheinischen Revier sowie Anteil an der Stromerzeugung in Deutschland insgesamt;
  - Anteil der Kapazitäten der Braunkohlenkraftwerke im Rheinischen Revier an der gesicherten Leistung in Deutschland;
- Fördermengen an Rohbraunkohle aus den Tagebauen im Rheinischen Revier;
- Entwicklung der Stromgroßhandelspreise in Deutschland;
- Wirtschaftlichkeit der Braunkohlenkraftwerke im Rheinischen Revier unter den zukünftigen Marktbedingungen;

- Zukünftige Entwicklung der CO_2-Emissionen aus der Stromerzeugung in Deutschland und Beitrag der Braunkohlenkraftwerke zu den CO_2-Emissionen bzw. zur CO_2-Minderung bis 2038.

Die Simulationen erfolgen, wie beschrieben, auf Basis ausgewählter Stichjahre bis zum Jahr 2040[40]. Dies ist erforderlich um die Rechenzeiten des Modells zu begrenzen. Die Prognosen für die Zwischenjahre, die nicht simuliert werden, erfolgen durch Interpolation der Simulationsergebnisse für die ausgewählten Stichjahre.

Zudem wird die Rechenzeit durch eine Beschränkung der simulierten Stunden auf 4032 Stunden pro Jahr reduziert. Die Ausweitung der Modellergebnisse auf das Gesamtjahr (8760 Stunden) erfolgt durch Hochrechnung der Modellergebnisse für simulierte Stunden auf nicht-simulierte Stunden mit ähnlicher energiewirtschaftlicher Charakteristik.[41]

3.1.2 Marktumfeldannahmen

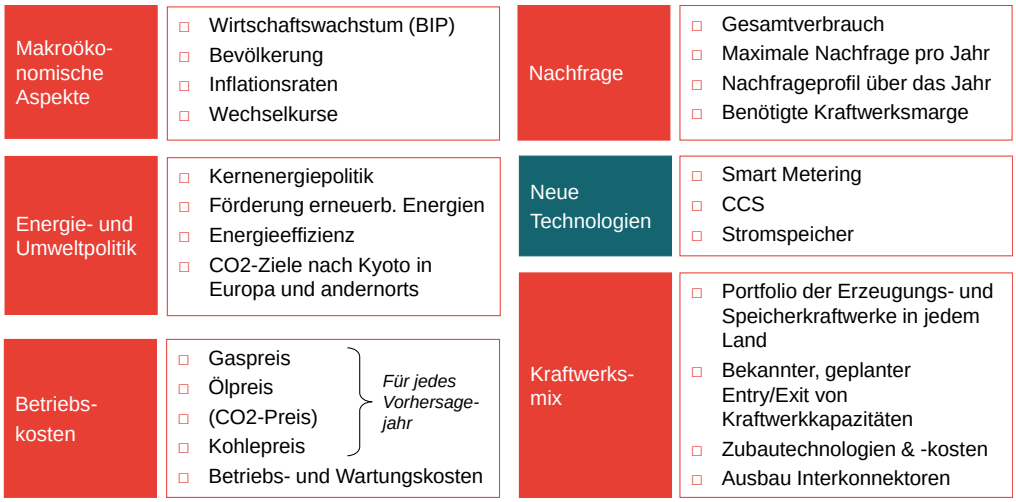
In das Strommarktsimulationsmodell gehen eine Vielzahl von Annahmen und Parameter ein. Diese Annahmen reflektieren Szenarien für das Marktumfeld bis zum Jahr 2040 und sind wesentliche Eingangsgrößen, die die Modellergebnisse treiben. Einen Überblick über die Szenarioparameter bietet **Abbildung 10**. Aus unserer Erfahrung betreffen wichtige Parameter hierbei (jeweils in Deutschland und Europa und bis zum Jahr 2040):

- Die zukünftige Stromnachfrage;
- Die zukünftigen Brennstoffpreise (v. a. Erdgas, Steinkohle, Braunkohle);
- Die zukünftigen Preise für CO_2-Zertifikate im europäischen Handelssystem EU ETS;
- Die heute bzw. in naher Zukunft bereits errichtete Kraftwerkskapazität;
- Den Ausbau der Erneuerbaren Energien, also insbesondere von Windkraft- und Solaranlagen;
- Die Verfügbarkeit von Stromübertragungskapazitäten für den Stromaustausch von Deutschland mit dem Ausland; sowie
- Politische Randbedingungen des Strommarktes wie Ausstieg aus der Stromerzeugung aus Kernenergie oder aus der Kohlenverstromung.

[40] Stichjahre: 2018, 2023, 2025, 2030, 2035, 2038, 2040

[41] Die Ausweitung auf 8760 Stunden erfolgt in erster Linie auf Basis einer vergleichbaren Residuallast. Die Residuallast entspricht der Stromnachfrage in der jeweiligen Stunde abzüglich der Stromerzeugung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien wie Wind und Sonne.

Abbildung 10. Überblick über Szenarioparameter



Quelle: Frontier Economics

Für ein konsistentes und umfassendes Markt- und Umfeldszenario, das vollständig definiert und in sich geschlossen ist, wurden alle der in **Abbildung 10** aufgeführten Parameter Annahmen zur zukünftigen Entwicklung ausgearbeitet. Die Annahmen basieren unter anderem auf:

- Einschlägige **verfügbare Prognosen und Einschätzungen** anerkannter Quellen (IEA, EIA, EU Kommission, ENTSO-E etc.), wie zum Beispiel
  - Ten-Year-Network-Development Plan der ENTSO-E; oder
  - Scenario Outlook and Adequacy Forecast der ENTSO-E; oder
  - World Energy Outlook der International Energy Agency (IEA);
- **Daten aus einschlägigen Datenbanken** (Platts-Datenbank für Kraftwerke, ENTSO-E Daten für Grenzübergangskapazitäten, nationale Statistiken etc.);
- **Gesetzestexten und politischen Programmen** (in Deutschland Ziele und Beschlüsse der Bundesregierung zur Energiewende, Energie- und Klimapakete der EU etc.).

Die Marktumfeldannahmen reflektieren eine aus unserer Sicht wahrscheinliche Entwicklung der wesentlichen Einflussgrößen im Strommarkt und berücksichtigen, neben den politischen Zielsetzungen in Deutschland, auch den aktuellen Stand der Gesetzgebung in den Nachbarländern (siehe **Anhang A.3**):[42]

- **Langfristiger Anstieg der Stromnachfrage durch Sektorkopplung** – Wir nehmen an, dass die Stromnachfrage in Deutschland in den Jahren bis 2030 nahezu konstant bleibt. Mit zunehmender Versorgung der Sektoren Verkehr und Gebäude (Wärme) durch Strom steigt die Nachfrage (netto) langfristig jedoch deutlich von 538 TWh im Jahr 2018 auf 669 TWh im Jahr 2040 an.[43] In den übrigen modellierten Regionen kommt es ebenfalls zu einem Anstieg der

[42] Bei der Interpretation der Ergebnisse sowie der Annahmen ist zu beachten, dass die Modellierung vereinfacht in Form von ausgewählten Stichjahren erfolgt, d. h. eine „Kraftwerksstilllegung bis 2025“ erfolgt im Intervall 2020 bis einschließlich 2024.

[43] Fraunhofer 2015

Nachfrage (+17 % von 2018 bis 2040). Dieser ist jedoch weniger stark ausgeprägt als der Anstieg in Deutschland.

- **Moderater Anstieg der Brennstoffpreise** – Die Brennstoffe Kohle und Erdgas sind derzeit durch ein niedriges Preisniveau auf den relevanten Märkten gekennzeichnet. Wir nehmen an, dass dieses geringe Preisniveau (entsprechend aktuell gehandelter Future Preise) bis in die 2020er Jahre anhält und erst mittelfristig eine Erhöhung stattfindet. Die Brennstoffpreise bleiben jedoch auch langfristig unter den historisch beobachteten Niveaus zurück (im Jahr 2040 Erdgas: ca. 29 €/$MWh_{th;}$ Steinkohle ca. 10 €/MWh_{th}).[44]
- **Langfristiger Anstieg der CO_2-Preise** – Der Preis für den Ausstoß von CO_2 bildet sich im europäische Emissionshandel (EU Emission Trading System, EU ETS). Der sich im Markt auf Grundlage der aktuellen Regelungen einstellende Preis wird im Strommarktmodell anhand eines vorgegebenen Preispfads berücksichtigt. Für die Jahre bis 2022 nutzen wir die Preise aktuell gehandelter Futures. Langfristig steigen die CO_2-Preise real auf ca. 36 €/tCO_2 im Jahr 2040 an.[45]
- **Bestehender Kraftwerkspark in Deutschland auf Basis von BNetzA-Kraftwerksliste** – Die Entwicklung des Kraftwerksparks in der Kernregion ergibt sich aus den modellendogenen sowie den bereits heute sicher bekannten Zu- und Rückbauten (zum Beispiel Sicherheitsbereitschaft, Kernenergieausstieg).[46] Für die Herleitung des Startwerts in Deutschland haben wir die BNetzA-Kraftwerksliste herangezogen; die Ausgangswerte der übrigen Länder basieren auf der Platts PowerVision Datenbank bzw. nationalen Kapazitätsbilanzen der Übertragungsnetzbetreiber sowie auf eigenen Recherchen.
- **Ausbau der Erneuerbaren Energien** – Auch der Ausbau der Erneuerbaren Energien erfolgt in der Kernregion modellendogen. Zudem unterstellen wir für Deutschland, dass heute gesetzte Ziele durch das EEG (Zielkorridor) mindestens eingehalten werden. Wir nehmen an, dass das Ziel eines Erneuerbare Energien-Anteils von 65 % am Stromverbrauch im Jahr 2030 erreicht wird.
- **Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung** - Die Kommission WSB empfiehlt in ihrem Abschlussbericht die Weiterentwicklung und Fortführung der KWK. So sollen für den Zeitraum 2022 bis 2030 stabile Rahmenbedingungen für Investitionen in KWK-Systeme geschaffen werden, innerhalb deren bis zum Jahr 2026 die Umstellung von Kohle- auf Gas-KWK attraktiver ausgestaltet werden soll.[47] Wir bilden diese Maßnahmen durch einen modellexogenen Gas-KWK-Zubau in Höhe von 2 GW im ersten auf das Jahr 2026 folgende Stichjahr, d.h. 2030, ab.

---

44 IEA 2018, New Policies Scenario. Preise real, 2017.

45 Ebd.

46 Die Kraftwerkslaufzeiten berücksichtigen die Laufzeiten und Genehmigungen der jeweils den Kraftwerken zugeordneten Tagebauen. Ein Beispiel hierfür ist z.B. der Tagebau Inden und das angeschlossene Kraftwerk Weisweiler, welches mit erwarteter Auskohlung des angeschlossenen Tagebaus Inden um das Jahr 2030 in Betrieb einstellen wird.

47 BMWi 2019, S. 68.

- **Entwicklung der Stromübertragungskapazitäten zum Ausland (Grenzkuppelkapazitäten, Interkonnektoren)** – Entsprechend dem Verbundziel der Europäischen Union nehmen wir an, dass die Interkonnektorkapazitäten in der EU ansteigen. Die Entwicklung der deutschen Kapazitäten basiert auf dem Entwurf des Netzentwicklungsplan 2030 (Version 2019) der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Die Entwicklung der europäischen Kapazitäten basiert auf dem TYNDP 2018 von ENTSO-E. An den deutschen Außengrenzen steigt die Kapazität von ca. 20 GW auf ca. 42 GW im Jahr 2040.

3.1.3 Ausgewählte Szenarien

Die Analyse der Bedeutung der Braunkohle aus energie- und strukturpolitischer sowie volkswirtschaftlicher Sicht fußt auf:

- der Beschreibung der wirtschaftlichen Bedeutung der Braunkohle im Referenzfall; sowie
- einer Prüfung der Robustheit der Bedeutung der Braunkohle bei alternativen Rahmenbedingungen.

Wir definieren einen Referenzfall sowie zwei Alternativszenarien (für eine detailliertere Beschreibung siehe **Anhang A.2**):

- **Referenzfall – Ausstiegsszenario nach KWSB:** Wir definieren einen Referenzfall für die zukünftige Entwicklung des Strommarktes. Dieser Referenzfall stellt ein „Best-View Szenario“ dar, basierend auf den aktuellen Erwartungen in Bezug auf Preisentwicklungen der Brennstoffe und CO_2-Zertifikate und in Bezug auf Energie- und Klimapolitik.
- **Alternative Umweltszenarien bzw. Rahmenbedingungen:** Diese Szenarien prüfen die stromwirtschaftliche Bedeutung der Braunkohlenverstromung unter alternativen Umweltbedingungen und testen somit die Robustheit der Analyse.
  - **Sensitivität „Hoher CO_2-Preis“:** Es ist nicht auszuschließen, dass sich die Ziele im EU ETS bis 2030 und darüber hinaus verschärfen und damit der CO_2-Preis stärker steigt als im Referenzfall angenommen. Dies könnte zum Beispiel der Fall sein, wenn sich EU-Mitgliedstaaten entschließen, CO_2-Zertifikate aus dem Markt zu nehmen, wie es die jüngste Novellierung der Handelsregeln erlaubt. In dieser Sensitivität unterstellen wir einen Anstieg des CO_2-Preises auf 59 €/tCO_2 in 2040.[48]
  - **Sensitivität „Höhere EE-Quote“**: Im Referenzfall nehmen wir bereits einen Ausbau der EE-Erzeugung auf 65 % im Jahr 2030 an. Ein noch weitergehender Ausbau ist nicht auszuschließen. In dieser Sensitivität analysieren wir einen stärkeren Ausbau der Erneuerbaren Energien auf eine EE-Quote von 70 % im Jahr 2030.

Zudem rechnen wir zur Analyse möglicher Strompreiseffekte eine hypothetische **Situation „ohne Braunkohlenverstromung“.** In dieser Rechnung nehmen wir hypothetisch an, dass ab dem Jahr 2025 keine Braunkohlenverstromung zur

[48] European Commission 2016. Preise real, 2017.

Verfügung stünde. Die Entwicklung der Steinkohlekapazitäten entspricht dabei weiterhin dem Pfad des KWSB-Beschlusses.

Es sei darauf hingewiesen, dass die gewählten alternativen Umweltszenarien bzw. Rahmenbedingungen ausschließlich Fälle darstellen, die eine geringere Braunkohlenverstromung und damit einen geringeren Bedarf an Braunkohle im Rheinischen Revier nach sich ziehen könnten. Inwieweit dies der Fall ist und in welchem Maße wird mittels der Modellsimulationen geprüft. Es sind allerdings eine Vielzahl anderer Szenarien denkbar, in denen die Braunkohlenverstromung und damit die Kohleförderung im Rheinischen Revier auch höher ausfallen könnte. Dies wäre z.B. der Fall, wenn sich höhere als die angenommenen Erdgaspreise einstellen, der Ausbau erneuerbarer Energien schwächer ausfiele, oder sich niedrigere CO_2-Preise bzw. ein höherer Strombedarf einstellen. Diese Szenarien werden in diesem Gutachten nicht berechnet, stellen aber auch valide mögliche Zukunftsszenarien dar.

3.1.4 Kapazitäten aus Braun- und Steinkohlekraftwerken

Wie beschrieben, werden die Szenarien im Einklang mit den Empfehlungen der Kommission für Wachstum, Beschäftigung und Strukturwandel (KWSB) definiert und modelliert. Damit folgt die Entwicklung der deutschen Erzeugungskapazitäten aus Braun- und Steinkohle der von der KWSB. Entsprechend reduzieren wir in allen Szenarien die Kohlekapazitäten auf:

- **2022**: 15 GW SK und 15 GW BK
- **2030**: 9 GW BK und 8 GW SK
- **2039**: 0 GW

Zur Bestimmung der kraftwerksscharfen Ausstiegsdaten nutzen wir den Braunkohlefahrplan von RWE[49] und bereits bekannte Ausstiegsdaten, zum Beispiel für Kraftwerke, die in Sicherheitsbereitschaft überführt werden. Der von RWE zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie berücksichtigte Stilllegungspfad sieht bis zum Ende des Jahres 2038 die folgenden Stilllegungen von Kraftwerken im Rheinischen Revier vor:

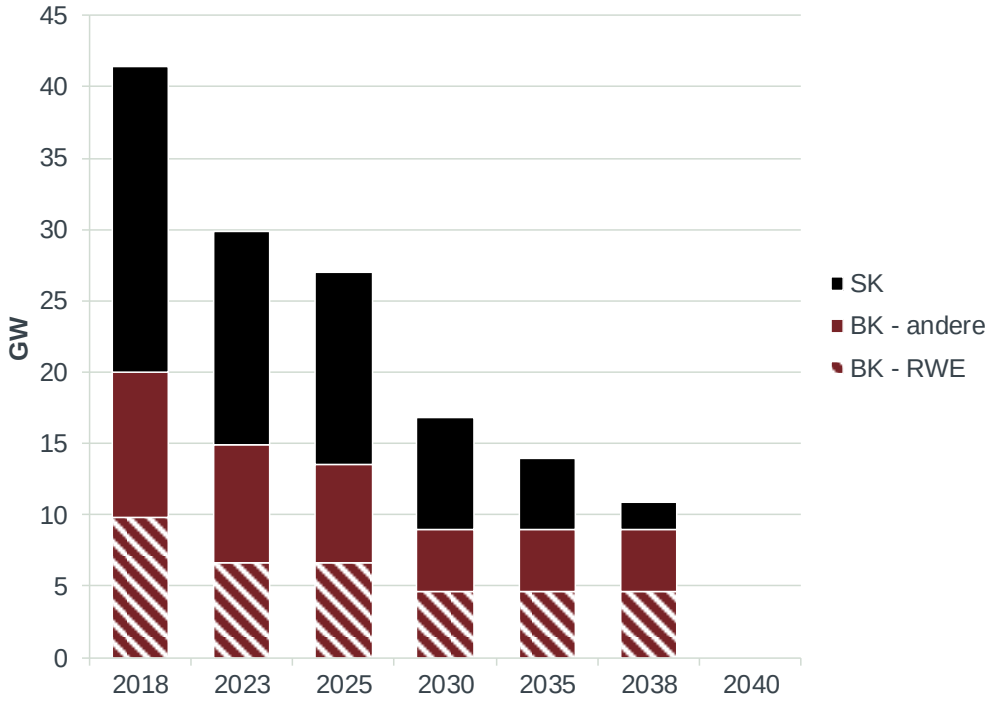
- 2,4 GW bis zum Ende des Jahrs 2022;
- weitere 2 GW bis zum Jahr 2030; und
- Stilllegung der verbleibenden 4,3 GW bis zum Ende des Jahres 2038.

Für die übrigen Kraftwerke nutzen wir einheitlich verkürzte technische Laufzeiten, sodass das Alter der Kraftwerke im Ausstiegspfad reflektiert wird. Wir nehmen für den Ausstiegspfad für Steinkohlekraftwerke gemäß den Empfehlungen der

[49] Die Annahmen zu den Außerbetriebnahmen der Kraftwerke basieren auf einem Braunkohlefahrplan, wie er uns von RWE zur Verfügung gestellt wurde. Dieser Fahrplan berücksichtigt für RWE Verbundeffekte im Braunkohletagebau, technische Restriktionen bei den Kraftwerken, Revisionsbedarfe bei den Kraftwerken und Förderanlagen usw. Der hier verwendete Fahrplan berücksichtigt die Abhängigkeiten zwischen Kraftwerken und Tagebaubetrieben und weicht damit von Außerbetriebnahmedaten ab, die sich allein aus dem Alter der Kraftwerke ergeben würden (siehe z.B. Netzentwicklungsplan der Bundesnetzagentur; Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019)). Die Außerbetriebnahme der Braunkohlenkraftwerke, die nicht durch RWE betrieben werden, wird aus den Zielsetzungen für die Rückführung der Braunkohlekapazitäten in Deutschland insgesamt abgeleitet, wie sie in der KWSB Empfehlung formuliert wurden.

KWSB einen linearen Pfad an, der in erster Linie auf dem Alter der Kraftwerke basiert. Insgesamt ergibt sich für die Kohle in den Stichjahren folgendes Bild:

Abbildung 11 Erzeugungskapazität aus Braun- und Steinkohlekraftwerken in DE in Stichjahren



Quelle: Frontier Economics

In der **Situation „ohne Braunkohlenverstromung“** nehmen wir hypothetisch und unter Vernachlässigung aller in der Realität geltenden ökonomischen und technischen Restriktionen an, dass die Braunkohlenkraftwerke vollständig spätestens im Jahr 2024 abgeschaltet werden. Diese Rechnung stellt kein Szenario, sondern lediglich eine hypothetische Vergleichsrechnung dar.

3.2 Zukünftige Nutzung der Braunkohle in der Verstromung im Rheinischen Revier

Im Folgenden werten wir die Ergebnisse der Strommarktsimulation zur Gewinnung und Nutzung der Braunkohle im Rheinischen Revier hinsichtlich ihres Beitrags zum Erreichen der Ziele des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks aus.

Hierbei analysieren wir folgende Parameter:

- **Abschnitt 3.2.1**: Beitrag der Braunkohle aus dem Rheinischen Revier zur Stromerzeugung in Deutschland (Kriterium „Versorgung bzw. Versorgungssicherheit“);
- **Abschnitt 3.2.2**: Beitrag zur Kapazitätsabsicherung im deutschen Strommarkt (Kriterium „Versorgung bzw. Versorgungssicherheit“);

- **Abschnitt 3.2.4**: Beitrag zur Sicherstellung wettbewerbsfähiger Strompreise in Deutschland (Kriterium „Preisgünstigkeit“), einschließlich Analyse der Wirtschaftlichkeit der Braunkohlenkraftwerke im Rheinland;
- **Abschnitt 3.2.5**: Beitrag zur Minderung der CO_2-Emissionen in Deutschland (Kriterium „Umwelt-/Klimaverträglichkeit“);
- **Abschnitt 3.2.6**: Erforderliche Braunkohle-Fördermengen für die Stromerzeugung in Deutschland.

3.2.1 Beitrag der Braunkohle zur Stromerzeugung in Deutschland

Braunkohle mit hohem Erzeugungsanteil in Deutschland

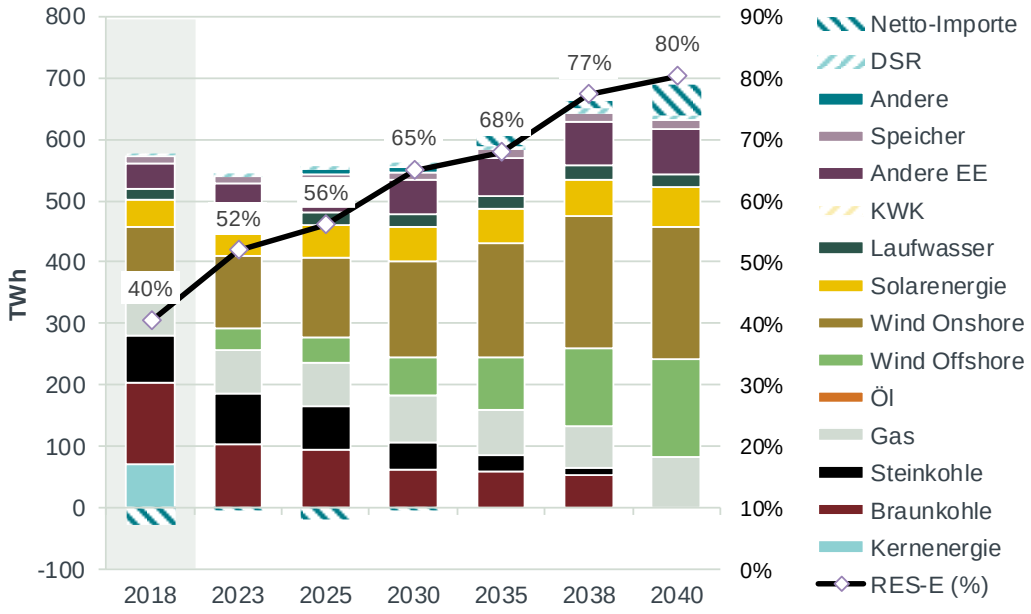
Braunkohle ist zentraler Bestandteil der Stromversorgung in Deutschland. 2018 wurden 145,5 TWh (brutto) Strom aus Braunkohle erzeugt. Das entspricht 22,5 % der gesamten deutschen Erzeugung (646,1 TWh brutto)[50].

Unsere Modellierung zeigt, dass auch mittelfristig ein substanzieller Teil der deutschen Stromversorgung aus Braunkohle stammen wird. Wir unterstellen dabei einen voranschreitenden Ausbau der Kapazitäten aus Erneuerbaren Energien und einen Kohleausstieg gemäß der KWSB-Empfehlung. **Abbildung 12** zeigt die Stromerzeugung aus Braunkohle und den anderen Energieträgern für den Referenzfall:

- Im Jahr 2023 wird 104 TWh Strom (netto) aus Braunkohle produziert. Das entspricht 19 % der gesamten deutschen Nettoerzeugung.
- Im Jahr 2030 wird 61 TWh Strom (netto) aus Braunkohle produziert. Das entspricht 11 % der gesamten deutschen Nettoerzeugung.

[50] AG Energiebilanzen e.V. 2019

Abbildung 12 Stromerzeugung in Deutschland (Referenzfall)



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Erzeugung aus dem "Innovationsprojekt" wird in der Kategorie "Andere" erfasst; DSR: Demand Side Response bezeichnet Nachfrageflexibilität; RES-E (%) bezeichnet Erneuerbaren-Energien-Anteil an Gesamterzeugung

Durchschnittliche Auslastung der Braunkohlenkraftwerke in Deutschland stabil bis in die 2030er Jahre

Die durchschnittliche Auslastung der Braunkohlenkraftwerke in Gesamtdeutschland zeigt, unabhängig von der Höhe der verbleibenden Erzeugungskapazitäten, wie häufig die Kraftwerke für die Deckung der Stromnachfrage genutzt werden.

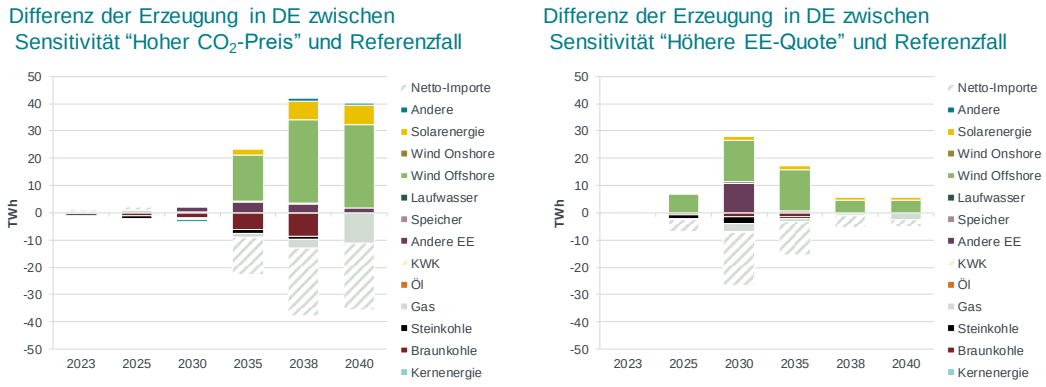
Die Ergebnisse der Strommarktmodellierung zeigen, dass die durchschnittliche Auslastung der Braunkohlenkraftwerke im Rheinland bis in die 2030er Jahre hinein stabil auf 6.700 bis 7.200 Volllaststunden bleibt. Erst danach fällt die Auslastung auf ca. 6.500 Volllaststunden in den Jahren 2030 und 2035 bzw. auf ca. 6.200 Volllaststunden im Jahr 2038 ab.

Erzeugung aus Braunkohle nahezu unverändert – auch bei höherem EE-Ausbau oder höheren CO2-Preisen

Die Ergebnisse der Sensitivitäten zeigen, dass der Beitrag der Braunkohle zur Stromerzeugung in Deutschland auch bei einem höheren CO_2-Preis (**Sensitivität „Hoher CO_2-Preis"**) oder bei einem stärkeren Ausbau der Erneuerbaren Energien **Sensitivität „Höhere EE-Quote"**) kaum variiert. Die Erzeugung aus Braunkohle verändert sich in beiden Sensitivitäten gegenüber dem Referenzfall kaum. Der höhere CO_2-Preis und die höhere Quote für Erneuerbare Energien in 2030 haben vor allem Auswirkungen auf den Stromaustausch mit Nachbarländern und auf die Erzeugung aus Wind-Offshore-Anlagen bzw. deren Ausbau (vgl. **Abbildung 13**).

- Der **höhere CO_2-Preis** hat nur leichte Auswirkung auf die Stromerzeugung aus Braunkohlenkraftwerken. Vielmehr führt der höhere CO_2-Preis zu mehr Erzeugung aus Erneuerbaren Energien (bzw. Investitionen in Erneuerbare Energien) nach 2030 und weniger Netto-Importen aus dem Ausland. Die Verminderung der Stromerzeugung aus Braunkohle erreicht in der Sensitivität „Hoher CO_2-Preis“ ca. 6,5 TWh im Jahr 2035 und 9 TWh im Jahr 2038 gegenüber dem Referenzfall, in den Jahren davor ist die Differenz noch deutlich geringer.
- Die **höhere EE-Quote** in 2030 (70 % vs. 65 % im Referenzfall) hat im gesamten betrachteten Zeitraum kaum Auswirkungen auf die Erzeugung aus Braunkohle. Die EE-Quote wird durch höhere Erzeugung aus Erneuerbaren Energien (bzw. Investitionen in Erneuerbare Energien) und geringeren Importen aus dem Ausland erreicht.

Abbildung 13 Differenz der Stromerzeugung in DE zwischen Sensitivitäten und Referenzfall



Quelle: Frontier Economics

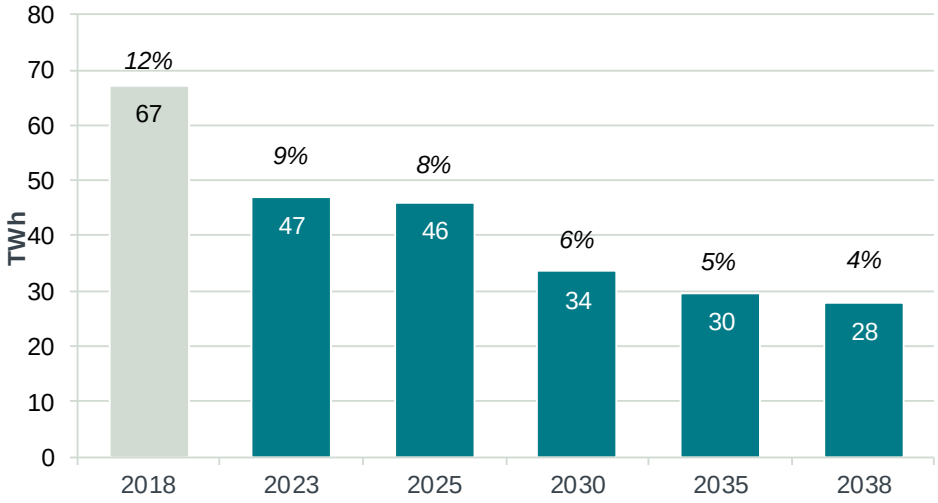
3.2.2 Beitrag der Braunkohlenverstromung im Rheinischen Revier zur deutschen Stromerzeugung

Erzeugung aus Braunkohle im Rheinischen Revier mit einem Marktanteil von 8% im Jahr 2023, langfristig wie Kohleverstromung insgesamt rückläufig

Die Stromerzeugung aus Braunkohle im Rheinischen Revier entsprach im Jahr 2018 mit ca. 67 TWh (netto) einem Marktanteil von 12% in Deutschland. Bis zum Jahr 2023 sinkt die Erzeugung auf 47 TWh und einen Marktanteil von 8%. (vgl. **Abbildung 14**). Im Jahr 2030 beträgt dieser Anteil 6 % bei einer Nettoerzeugung von 34 TWh. Gemessen am Stromverbrauch in NRW sinkt der Anteil der rheinischen Braunkohleerzeugung von 48 % im Jahr 2018 auf rund 24 % im Jahr 2030 (vgl. **Tabelle 7**) und bleibt somit immer noch auf einem relevanten Niveau. Damit ist der Beitrag der Stromerzeugung aus Braunkohlenkraftwerken im Rheinischen Revier heute signifikant, langfristig rückläufig. Dies entspricht den Zielen der Energiewende mit einer Transformation der Energieerzeugung in

Richtung Erneuerbare Energien bei gleichzeitig rückläufigen Anteilen aus fossilen Energieträgern, einschließlich Braunkohle.

Abbildung 14 Stromerzeugung aus Braunkohle im Rheinischen Revier und Anteil an gesamtdeutscher Erzeugung im Referenzfall



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Inklusive Erzeugung aus Klein- und Veredlungsanlagen

Tabelle 7 Anteil der Stromerzeugung aus Braunkohle im Rheinischen Revier am Stromverbrauch in NRW

	2018	2023	2030	2038
Stromverbrauch NRW (TWh)	141*	138	142	168
Nettostromerzeugung aus rheinischer Braunkohle (TWh)	67	45	34	28
Anteil rheinischer Nettostromerzeugung aus Braunkohle an Stromverbrauch NRW	48 %	33 %	24 %	17 %

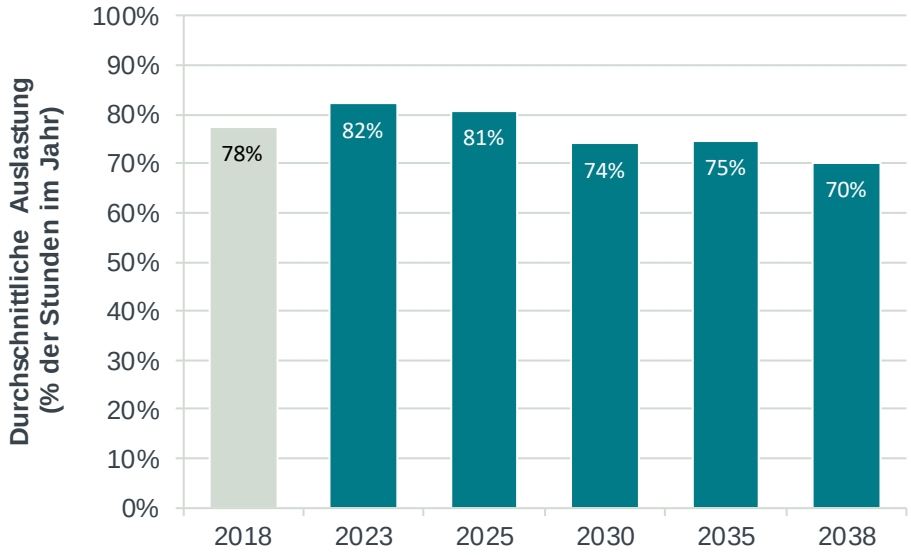
Quelle: Frontier Economics

*Hinweis: Basierend auf der Annahme, dass der Anteil des NRW-Stromverbrauchs an der deutschen Gesamtnachfrage (26 %) über die Zeit konstant bleibt. Details zu der angenommenen Stromnachfrageentwicklung in Deutschland sind dem Anhang zu entnehmen (Abschnitt A.3.3). *Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen 2019a*

Durchschnittliche Auslastung der Braunkohlenkraftwerke im Rheinland stabil bis in die 2030er Jahre

Wie die Braunkohlenkraftwerke in Deutschland generell weisen auch die Kraftwerke im Rheinischen Revier heute und in Zukunft eine hohe Auslastung auf. Trotz deutlichem Ausbau der Erneuerbaren Energien erwarten wir für das Jahr 2038 immer noch eine Auslastung von 70 % für den Braunkohlekraftwerkspark im Rheinland (**Abbildung 15**). Kostenseitig ist die Stromerzeugung aus Braunkohle im Rheinischen Revier damit auch langfristig in hohem Maße marktfähig.

Abbildung 15 Durchschnittliche Auslastung der Braunkohlenkraftwerke im Rheinischen Revier von 2018 bis 2038



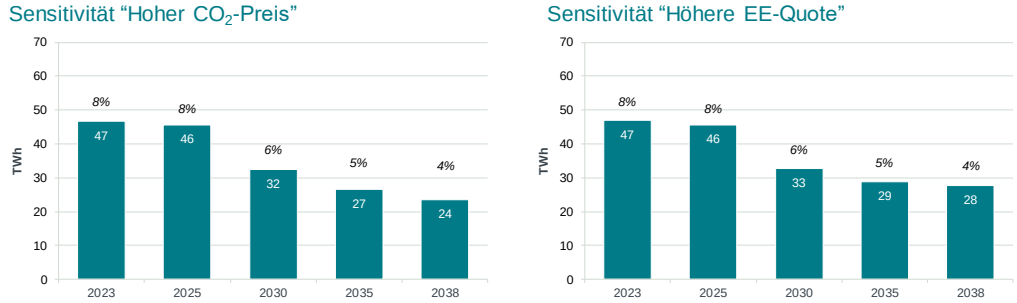
Quelle: *Frontier Economics*

Hinweis: *Die Auslastung ist berechnet auf Basis von 8.760 Stunden im Jahr. Es wurde keine Korrektur für Nichtverfügbarkeiten der Kraftwerke vorgenommen. Veredlungsanlagen und Kleinkraftwerke wurden nicht berücksichtigt, da ihre Auslastung nicht ausschließlich vom Großhandelsstrompreis abhängt.*

Erzeugung aus Braunkohle im Rheinischen Revier auch in den Sensitivitäten nahezu unverändert

Die Erzeugung aus Braunkohle im Rheinischen Revier bleibt auch in den Sensitivitäten auf einem ähnlichen Niveau (vgl. **Abbildung 16**). So sind bis 2030 sowohl die Stromerzeugung als auch der Anteil an der gesamtdeutschen Erzeugung identisch. Erst ab 2030 kommt es zu geringfügig niedrigeren Erzeugungsmengen bei höheren CO_2-Preisen (größte Differenz im Jahr 2038 mit -4 TWh) und einer höheren EE-Quote (jeweils -1 TWh in den Jahren 2030 und 2035), die jedoch aufgrund der leicht niedrigeren Gesamterzeugung in Deutschland in den Sensitivitäten keine Auswirkungen auf den Anteil der rheinischen Braunkohleerzeugung an der deutschen Gesamterzeugung aus Braunkohle haben.

Abbildung 16 Stromerzeugung aus Braunkohle im Rheinischen Revier und Anteil an gesamtdeutscher Erzeugung in Sensitivitäten



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Inklusive Erzeugung aus Klein- und Veredlungsanlagen

3.2.3 Beitrag zur Kapazitätsabsicherung in Deutschland

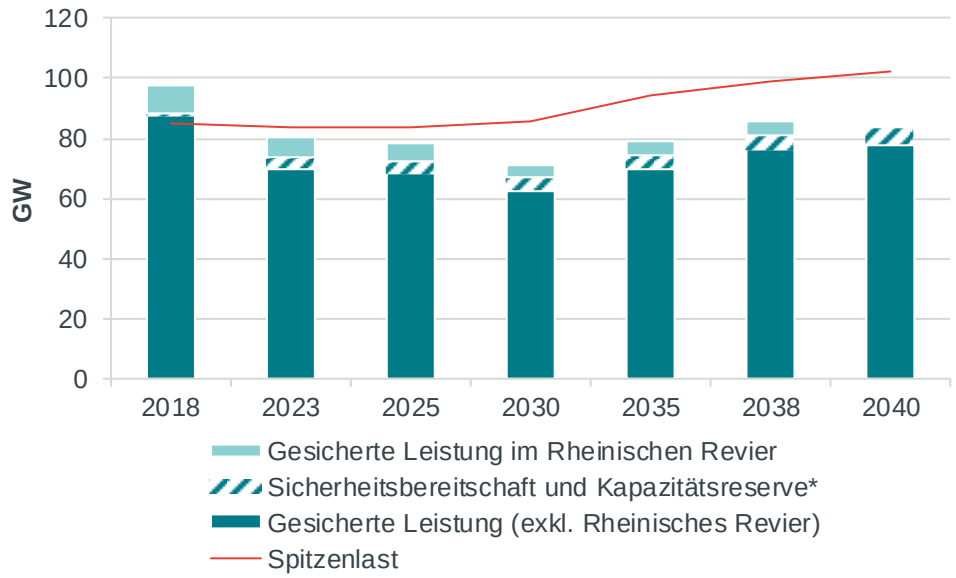
Braunkohlenkraftwerke stellen einen Großteil der gesicherten Leistung in Deutschland bereit

Die Erzeugungskapazitäten aus Braunkohle stellen einen signifikanten Teil der steuerbaren Erzeugungskapazitäten in Deutschland dar

- **Beitrag der Braunkohlenkraftwerke im Rheinischen Revier zur gesicherten Leistung in Deutschland:** Im Jahr 2018 waren Braunkohlenkraftwerke mit insgesamt 20 GW Kapazität am Strommarkt aktiv und stellen damit 18 % der gesicherten Leistung[51] in Deutschland. Hiervon entfallen 9,5 GW bzw. 10 % der gesicherten Leistung auf Braunkohlenkraftwerke im Rheinischen Revier. Auch in Zukunft wird dieser Anteil erheblich sein (vgl. **Abbildung 17**):
  - Im Jahr 2023 beträgt der Anteil der Braunkohlenkraftwerke im Rheinland (6,3 GW) an der gesicherten Leistung in Deutschland 8%.
  - Im Jahr 2038 beträgt der Anteil der Braunkohlenkraftwerke im Rheinland (4,3 GW) an der gesicherten Leistung in Deutschland 5 %.

[51] Der Kapazitätskredit für Braunkohle beträgt 90 %.

Abbildung 17 Spitzenlast und gesicherte Leistung in DE im Referenzfall



Quelle: *Frontier Economics*
** Kraftwerke in Sicherheitsbereitschaft entsprechend § 13g EnWG bis 2023; Kapazitätsreserve ab 2023 annahmegemäß 5% der jährlichen inländischen Spitzenlast (insgesamt 4-5 GW)*

- **Reduktion der Reservemarge für gesicherte Leistung im Inland** – Der Betrag der Braunkohlenkraftwerke im Rheinland ist umso bedeutender, da ein Ausstieg aus der Braunkohlenverstromung in Deutschland zukünftig generell zu einem Absinken der inländischen Erzeugungskapazität führen wird.

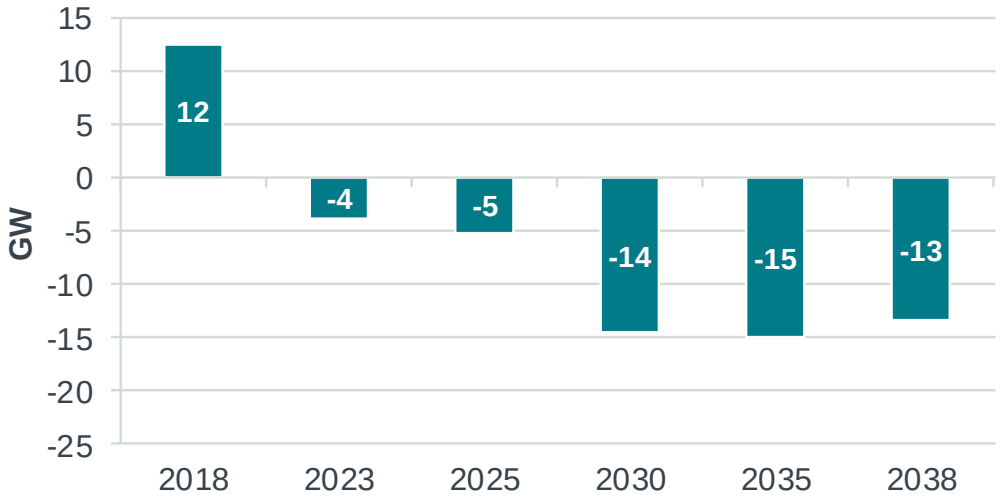
  Abbildung 18 illustriert die „Adequacy Reserve Margin“, einen Indikator für die nationale Versorgungssicherheit, für den Referenzfall[52]. Die Adequacy Reserve Margin bezeichnet hierbei die Differenz, die sich aus der gesicherten Leistung (inkl. Sicherheitsbereitschaft und Kapazitätsreserve) und der Spitzenlast ergibt. Es wird deutlich, dass aufgrund des Ausstiegs aus der Kohleverstromung, sowie aufgrund des Abschaltens der Kernkraftwerke bis zum Jahr 2022, die Reservemarge in Deutschland negativ wird. Dies bedeutet, dass Deutschland dann in Stunden mit hoher Stromnachfrage und geringer Einspeisung von fluktuierenden Erneuerbaren Energien den Strombedarf nicht aus eigener Kraft decken kann und auf Kapazitäten aus dem Ausland zurückgreifen wird.

  Ein Rückgriff auf Erzeugungsleistung aus dem Ausland zur Absicherung der Versorgungssicherheit gefährdet im Rahmen der hier unterstellten Modelllogik die inländische Versorgungssicherheit nicht per se. Die benötigten Kapazitäten können im Rahmen des Modells durch verfügbare Erzeugungsleistung in den umliegenden Ländern, auch in extremen

[52] Es ist zu beachten, dass die hier dargestellte illustrative Leistungsbilanzanalyse statischer Natur ist und auf den deterministischen Modellergebnissen basiert. Stochastische Einflüsse von Kraftwerksausfällen und schwankender Erzeugung aus Erneuerbaren Energien werden nicht berücksichtigt. Ebenso sind Potenziale für Stromimporte in kritischen Systemzuständen nicht berücksichtigt. Der Monitoring-Bericht zur Versorgungssicherheit des BMWi nach § 63 i.V.m. § 51 EnWG prognostiziert auf Basis stochastischer Analysen für den Zeitraum bis 2030 eine Lastausgleichswahrscheinlichkeit in Deutschland von 100%; Vgl. BMWi (2019b).

Situationen, bereitgestellt werden. Im Grundsatz muss eine solche Situation also nicht zu Stromausfällen in Deutschland führen. Es ist allerdings umstritten, inwieweit in den betreffenden kritischen Zeitperioden in der Praxis immer ausländische Kraftwerkskapazität zur Verfügung stehen wird und ob die Übertragungskapazitäten für die erforderlichen Stromimporte in diesen kritischen Stunden in der stromwirtschaftlichen Praxis immer zur Verfügung stehen werden.

Abbildung 18 Adequacy Reserve Margin im Referenzfall (nationale Kapazitäten)



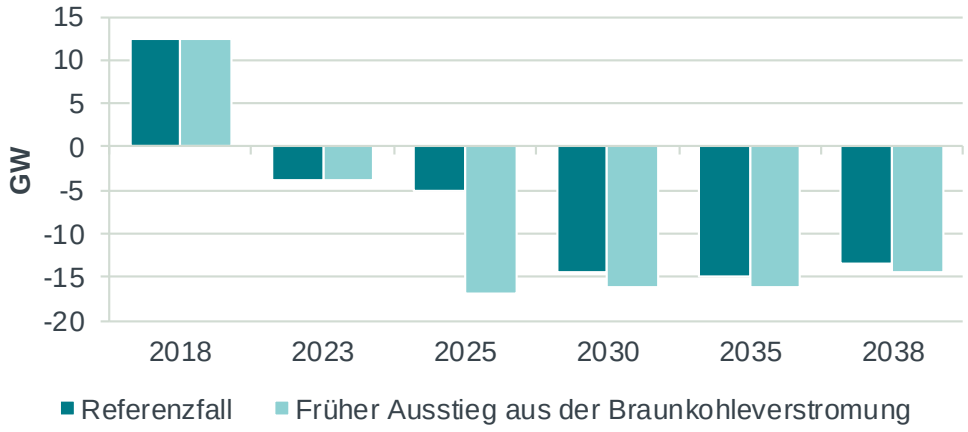
Quelle: *Frontier Economics*

Hinweis: *Die Adequacy Reserve Margin bezeichnet die Differenz, die sich aus der gesicherten Leistung (im Inland) und der Spitzenlast ergibt. Die gesicherte Leistung wird berechnet anhand der aus dem Strommarktmodell resultierenden Erzeugungskapazitäten und den Kapazitätskrediten der Erzeugungstechnologien (siehe Anhang A.4.4) berechnet, Import-Kapazitäten werden nicht berücksichtigt. Kraftwerke in Sicherheitsbereitschaft entsprechend § 13g EnWG bis 2023 berücksichtigt; Kapazitätsreserve ab 2023 annahmegemäß 5% der jährlichen inländischen Spitzenlast (insgesamt 4-5 GW)*

Die Bedeutung der Braunkohlenkraftwerke vor dem Hintergrund eines generellen Rückgangs der gesicherten Leistung in Deutschland hin zu negativen Reservemargen lässt sich anhand der von uns mit dem Strommarktmodell gerechneten Sensitivität mit einem frühen Ausstieg aus der Braunkohlenverstromung (hypothetischer Ausstieg nach dem Jahr 2024) weiter illustrieren.

Abbildung 19 zeigt, dass die Adequacy Reserve Margin bei einem früheren Ausstieg aus der Braunkohlenverstromung geringer ist als im Referenzfall. Insbesondere im ersten Jahr ohne Braunkohlenkraftwerke (2025) wäre die gesicherte Leistung besonders niedrig und läge 12 GW unterhalb der gesicherten Leistung des Referenzfalls. In den Folgejahren wird ein Großteil der abgeschalteten Leistung aus Braunkohlenkraftwerken durch Neubauten ersetzt, jedoch ist die gesicherte Leistung weiterhin zwischen 2030 und 2038 rund 1 GW niedriger.

Abbildung 19 Adequacy Reserve Margin im Referenzfall (KWSB-Ausstiegspfad) und bei früherem Kohleausstieg (bis 2025)



Quelle: Frontier Economics

Die Braunkohlenkraftwerke – v.a. auch im Rheinland - leisten demnach mit ihrer gesichert einsetzbaren Leistung einen erheblichen Beitrag zur Versorgungssicherheit in Deutschland. Dies gilt auch zukünftig bei einem ausstiegsbedingten Rückgang der Braunkohlekraftwerkskapazitäten, da die gesicherte Kraftwerksleistung in Deutschland insgesamt deutlich zurückgehen wird und damit der relative Bedarf an gesicherter Kraftwerkleistung zunimmt.

Braunkohlekraftwerkskapazitäten begleiten Transformation des Energiesystems

Die oben beschriebenen Zusammenhänge bedeuten weiterhin, dass Braunkohlekraftwerkskapazitäten die fluktuierende Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Hinblick auf die Versorgungssicherheit absichern, d.h. die Kapazitäten stehen auch dann zur Lastdeckung zur Verfügung, wenn Wind- und Solaranlagen aufgrund der Wetterbedingungen bzw. fehlender Sonneneinstrahlung nicht verfügbar sind. Dies erfolgt im Vergleich zu alternativen Technologien (wie zum Beispiel dem Ausbau der Speicherinfrastruktur) zu moderaten Kosten.

Braunkohlenkraftwerke ermöglichen so eine relativ preisgünstige Transformation der Energiewirtschaft in Richtung eines CO_2-neutralen Stromsystems, das langfristig (fast) vollständig auf Erneuerbaren Energien aufbauen wird.

3.2.4 Beitrag zur Sicherstellung wettbewerbsfähiger Strompreise in Deutschland

In Braunkohlenkraftwerken wird Strom zu relativ günstigen variablen Kosten (v. a. Brennstoffkosten zuzüglich Kosten für CO_2-Zertifikate) erzeugt. Deshalb werden Braunkohlenkraftwerke in der Regel mit hoher durchschnittlicher Auslastung eingesetzt.

7Aufgrund der gegenüber anderen Technologien wie Steinkohle und Erdgas relativ günstigen variablen Erzeugungskosten und der hohen Auslastung (und damit Stromerzeugung) leisten Braunkohlenkraftwerke einen erheblichen Beitrag zu einer preisgünstigen Stromversorgung in Deutschland. Dies lässt sich wie folgt illustrieren:

- Ein frühzeitiger Verzicht auf die Braunkohlenverstromung würde zu einem deutlichen preissteigernden Effekt auf die Strompreise in Deutschland führen. Ohne die Braunkohle lägen die Strompreise deutlich höher, im Jahr 2025 zum Beispiel um mehr als 8 €/MWh (siehe folgender Abschnitt).
- Braunkohlenkraftwerke lassen sich unter den gegebenen Randbedingungen (Abschnitt 3.1.2) im Strommarkt wirtschaftlich betreiben. Dies zeigt, dass die Kraftwerke einen positiven Beitrag zu einer bezahlbaren Stromversorgung leisten.

Im Folgenden gehen wir auf die genannten Punkte näher ein.

Deutlicher Strompreiseffekt eines (hypothetischen) frühzeitigen Verzichts auf Braunkohlenverstromung

Bei einem sehr frühzeitigen Ausstieg aus der Braunkohlenverstromung muss die entfallende Stromerzeugung zu einem frühen Zeitpunkt durch andere Erzeugungstechnologien und Stromimporte ersetzt werden. Hierbei muss ein Teil der ersetzenden Kapazitäten flexibel steuerbar sein, wie zum Beispiel durch Gaskraftwerke, um Schwankungen in der Erzeugung der Erneuerbaren Energien auszugleichen. Die höheren Stromerzeugungskosten von Gaskraftwerken gegenüber den Erzeugungskosten von Braunkohlenkraftwerken, die erforderlichen Investitionen sowie die möglichen Kosten für Stromimporte führen zu einem generellen Anstieg des Strompreisniveaus.

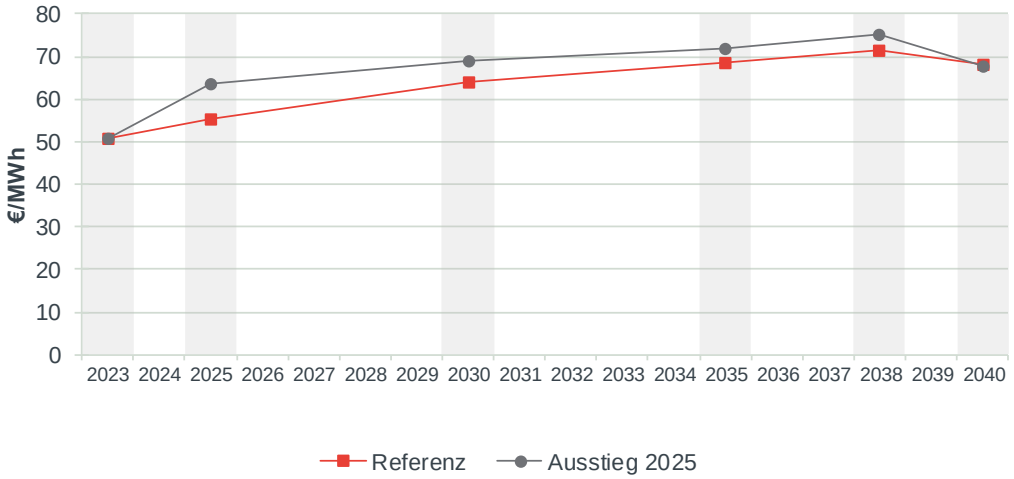
Der Vergleich des Szenarios, nach dem Braunkohlekapazitäten gemäß Vorschlag der KWSB außer Betrieb genommen werden, mit einem Szenario, bei dem (hypothetisch) alle Braunkohlekraftwerkskapazitäten bis zum Jahr 2025 außer Betrieb genommen werden, illustriert den Preiseffekt.[53] Ohne die Braunkohlenverstromung lägen die Stromgroßhandelspreise[54] um bis zu +8,4 €/MWh (Stichjahr 2025) über dem Preisniveau des Referenzfalls, das den Ausstiegspfad der KWSB-Empfehlung abbildet (vgl. **Abbildung 20**). Im Jahr 2025 wären die Stromgroßhandelspreise somit 15 % höher als im Referenzfall. Auch in den darauffolgenden Jahren bis 2038 sind die Strompreise bei einem früheren Braunkohleausstieg um 3,3 €/MWh (+5 %) bis 5,0 €/MWh (+8%) höher.[55]

[53] Eine solche Situation ist hypothetisch und hätte vielfache weitere Auswirkungen. Zu den negativen Effekten bezüglich Versorgungsicherheit siehe z.B. vorhergehender Abschnitt.

[54] Preise real, 2017.

[55] Agora Energiewende und Aurora Energy Research 2019 errechnen bei Umsetzung der KWSB-Empfehlungen einen Rückgang der Stromgroßhandelspreise von 5 €/MWh im Jahr 2030 gegenüber einem Szenario ohne Umsetzung der KWSB-Empfehlungen. Es wird allerdings gleichzeitig unterstellt, dass die Erneuerbaren Energien in Deutschland im Szenario mit Umsetzung der KWSB-Empfehlungen stärker ausgebaut werden als im Referenzfall. Diese Annahme, nicht der beschleunigte Kohleausstieg, bedingt den errechneten Rückgang der Stromgroßhandelspreise. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien wird dann über den Fördermechanismus refinanziert, d.h. die Kosten des Ersatzes der Kohleverstromung werden nicht im Stromgroßhandelspreis reflektiert.

Abbildung 20 Stromgroßhandelspreisentwicklung in Deutschland: Referenzfall vs. früherer Braunkohle-Ausstieg



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Stichjahre hervorgehoben. Zwischenjahre wurden interpoliert.

Positive Wirtschaftlichkeit der Braunkohlenverstromung

Die Wirtschaftlichkeit der Braunkohlenkraftwerke stellt eine Bewertung der Braunkohlenkraftwerke aus Marktsicht dar. Sie ist ein Indikator für den positiven energiewirtschaftlichen Beitrag der Braunkohlenverstromung zu einer preisgünstigen Energieversorgung in Deutschland. Wenn die Wirtschaftlichkeit der Braunkohlenkraftwerke nicht gegeben wäre, wäre die Braunkohlenverstromung in Bezug auf die Preisgünstigkeit der Energieversorgung verzichtbar.

Die Modellergebnisse zeigen, dass die Braunkohlenkraftwerke im Rheinischen Revier in allen Szenarien über den gesamten Betrachtungszeitraum einen positiven Deckungsbeitrag[56] erzielen. Dies bedeutet aus Marktsicht, dass die Braunkohlenkraftwerke am Strommarkt abgerufen werden und dass die Erzeugungskosten für Strom aus Braunkohle im Durchschnitt unter dem Marktpreis (Strompreis) liegt. Andernfalls würden die Braunkohlenkraftwerke aus wirtschaftlichen Gründen den Markt verlassen.

3.2.5 Beitrag zur Minderung der CO_2-Emissionen in Deutschland

Das Klimaschutzgesetz definiert nationale Sektorziele für die Minderung von THG-Emissionen. In der Energiewirtschaft wird eine Minderung von 62 % bis 2030 gegenüber 1990 als Ziel vorgegeben. Dies entspricht CO_2-Emissionen aus der Stromerzeugung von 175 Mio. tCO_2. Die KWSB-Empfehlung setzt an diesem Sektorziel an und definiert einen Plan zur schrittweisen Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung.

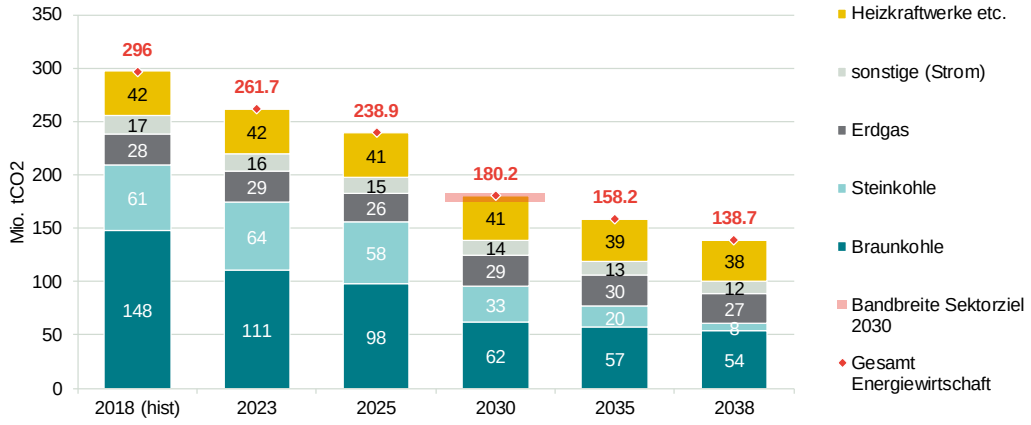
[56] Definiert als Deckungsbeitrag 2: Variable Deckungsbeiträge aus Stromerzeugung abzüglich Fixkosten der Kraftwerke sowie anteiliger Berücksichtigung der Fixkosten des Tagebaus.

In unserer Modellierung des Strommarkts unterstellen wir, dass der Kohleausstieg gemäß der KWSB-Empfehlung umgesetzt wird. Die Modellergebnisse zeigen, dass die Emissionen aus der Energiewirtschaft deutlich fallen und das Sektorziel für die Energiewirtschaft im Jahr 2030 erreicht wird (vgl. **Abbildung 21**):

- Die Emissionen aus Braunkohlenkraftwerken gehen von 148 Mio. tCO_2 im Jahr 2018 auf 62 Mio. tCO_2 im Jahr 2030 zurück;
- Emissionen aus Heizkraftwerken, Pipelineverdichtern etc. fallen bis 2030 auf 41 Mio. tCO_2;[57] und
- Sonstige Emissionen (Stromerzeugung) fallen auf 14 Mio. tCO_2 im Jahr 2030[58];

Die in dieser Studie berechneten Gesamtemissionen der Energiewirtschaft liegen mit 181 Mio. tCO_2 damit über dem Sektorziel von 175 Mio. tCO_2.[59] Die verbleibenden 6 Mio. tCO_2 könnten zum Beispiel durch einen steileren Ausstiegsplan mit vorgezogenen Stilllegungen von Braunkohlekapazitäten[60] oder die Einführung des Kohleersatzbonus und Umrüstung von Steinkohle- in Gas-KWK Kraftwerke erreicht werden.

Abbildung 21 Emissionen aus Stromerzeugung in Deutschland (gesamt)



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Emissionsminderung durch Konversionsprojekt in der Lausitz berücksichtigt

Beitrag der Kraftwerke im Rheinischen Revier

Die Kraftwerke im Rheinischen Revier leisten einen hohen Beitrag zur Minderung der CO_2-Emissionen in Deutschland (vgl. **Abbildung 22**). Während die CO_2-Emissionen aus Braunkohlenkraftwerken im Rheinischen Revier im Jahr 2018 noch bei 75 Mio. tCO_2 lagen, fallen diese bis 2030 auf 34 Mio. tCO_2. 2038

[57] BMWi 2019. Nach 2030 linearer Trend.

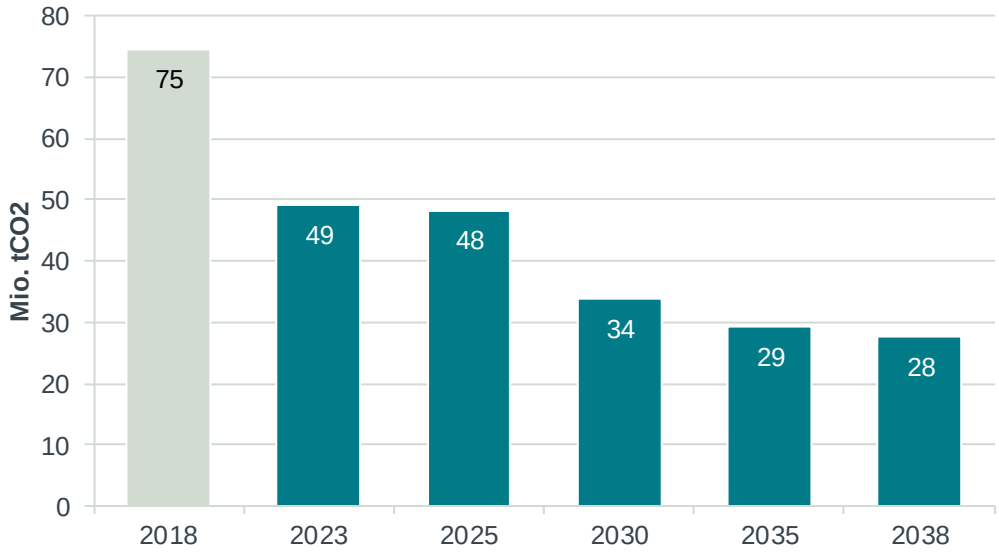
[58] Frontier Economics basierend auf BMWi 2019. Nach 2030 linearer Trend.

[59] Die Bearbeitung der Studie erfolgte vor der Verabschiedung des Klimaschutzgesetzes. Zu diesem Zeitpunkt galt laut dem Klimaschutzplan 2025 eine Zielbandbreite von 175-183 Mio. t CO_2 für die Energiewirtschaft in 2030. Die von uns errechneten Emissionen für 2030 liegen damit innerhalb dieser Bandbreite.

[60] 6 Mio. tCO_2 könnten z.B. durch das Vorziehen der Stilllegung von 2 x 600 MW Braunkohle eingespart werden, unter der Annahme, dass der Großteil der Erzeugung dieser Anlagen durch inländische Gaskraftwerke ersetzt wird.

betragen die CO_2-Emissionen aus Braunkohlenkraftwerken im Rheinischen Revier noch 28 Mio. tCO_2, um danach vollständig zu entfallen.

Abbildung 22 Emissionen aus Braunkohlenkraftwerken im Rheinischen Revier im Referenzfall



Quelle: Frontier Economics

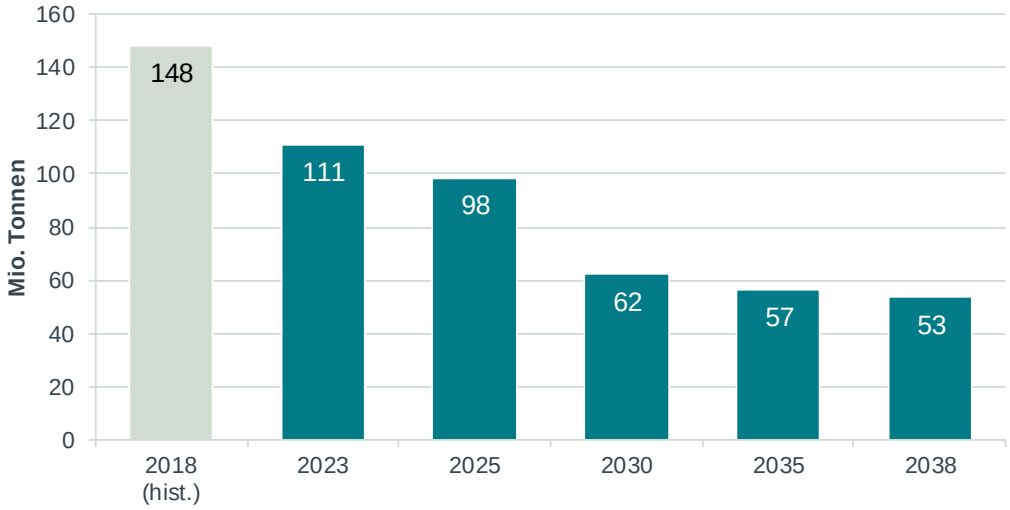
Hinweis: Emissionen aus rheinischen Veredlungsanlagen sind nicht berücksichtigt.

3.2.6 Erforderliche Braunkohle-Fördermengen in Deutschland und im Rheinischen Revier

Aus den Ergebnissen der Strommarktmodellierung und der resultierenden Stromerzeugung aus den Braunkohlenkraftwerken in Deutschland leiten wir die erforderlichen Braunkohlemengen für die Stromerzeugung ab. Im Referenzfall werden für die Stromerzeugung in Deutschland folgende Braunkohle-Fördermengen (ohne Veredlung) benötigt (**Abbildung 23**):

- Von 2018 bis 2030 geht die erforderliche, jährliche Braunkohlenförderung von 148 Mio. Tonnen auf 62 Mio. Tonnen in Deutschland zurück;
- Im Jahr 2038 sind noch ca. 53 Mio. Tonnen Braunkohle zur Stromerzeugung erforderlich.

Abbildung 23 Gesamtdeutsche Braunkohlenförderung für die Verstromung (Referenz)



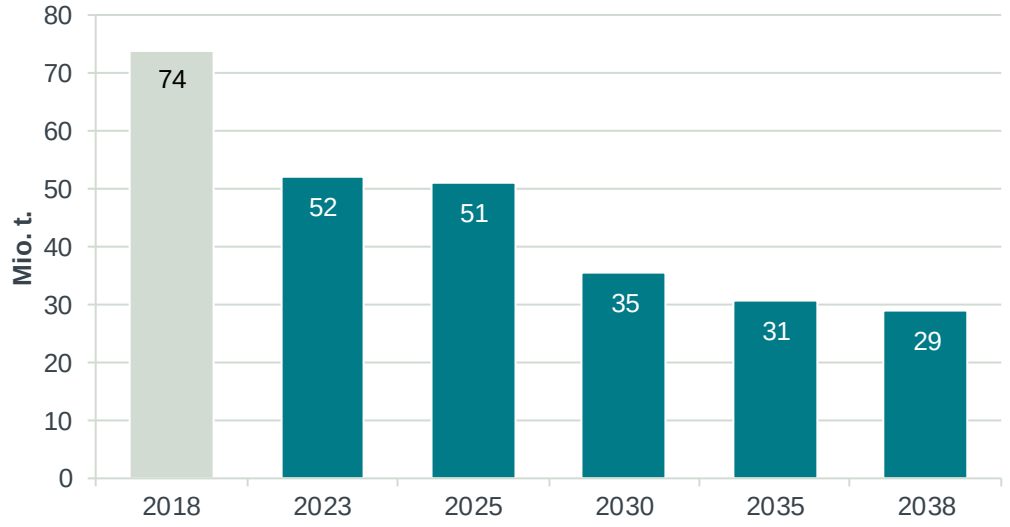
Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Dargestellt sind nur die Fördermengen für die Stromerzeugung, nicht für die Veredlung.

Von den 111 Mio. Tonnen im Jahr 2023 entfallen ca. 52 Mio. Tonnen auf das Rheinische Revier. Der Anteil des Rheinischen Reviers an der gesamtdeutschen Förderung bleibt bis zum Jahr 2038 nahezu gleich (**Abbildung 24**):

- Bis zum Jahr 2030 geht die erforderliche Braunkohlenförderung im Rheinischen Revier auf ca. 35 Mio. Tonnen jährlich zurück;
- Im Jahr 2038 sind noch ca. 29 Mio. Tonnen Braunkohle zur Stromerzeugung im Rheinischen Revier erforderlich.

Abbildung 24 Braunkohlenförderung für die Verstromung im Rheinischen Revier (Referenzfall)



Quelle: Frontier Economics

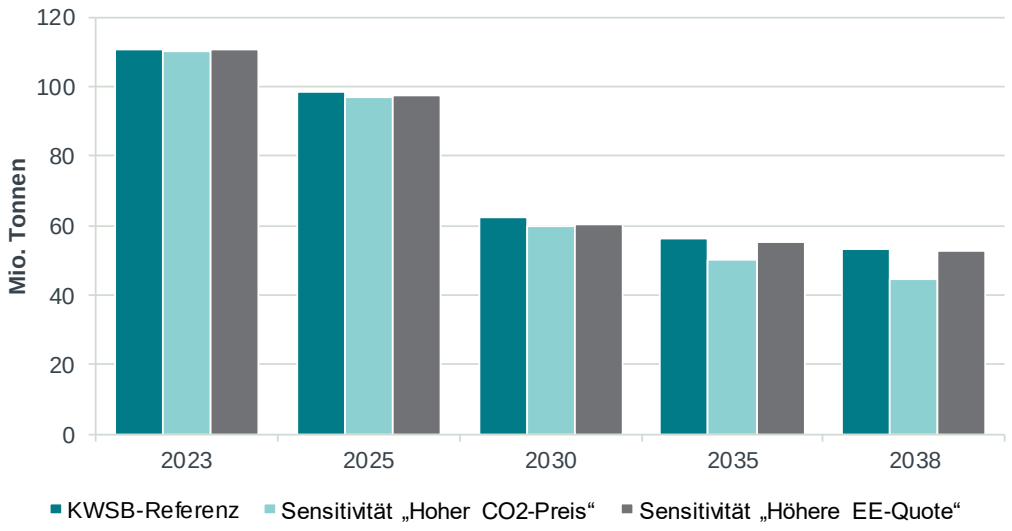
Hinweis: Dargestellt sind nur die Fördermengen für die Stromerzeugung, nicht für die Veredlung.; 2018: Statistik der Braunkohlenwirtschaft

Braunkohlenförderung bleibt bei höherem CO_2-Preis oder höherer EE-Quote nahezu unverändert

Bei der Annahme eines höheren Preises für CO_2-Zertifikate (EU ETS) oder einer höheren EE-Quote im Jahr 2030 verändert sich in der mittleren Frist (bis 2030) die Stromerzeugung von Braunkohlenkraftwerken nur geringfügig. Dementsprechend fallen auch die Veränderungen der Braunkohlenförderung für die Verstromung bis 2030 gering aus (**Abbildung 25**). Nach 2030 fällt die Wirkung des höheren CO_2-Preises größer aus und der Effekt auf die Fördermengen ist höher:

- Ein **höherer CO_2-Preis** hat bis zum Jahr 2030 nur geringfügige Auswirkungen auf die Förderung von Braunkohle in Deutschland. Im Stichjahr 2030 geht die Braunkohlengewinnung um 2,1 Mio. Tonnen bzw. 3,4 % zurück. Im Jahr 2038 ist die Förderung um bis zu 8,9 Mio. Tonnen (16,6 %) niedriger als im Referenzfall.
- Eine **höhere EE-Quote** hat über den gesamten betrachteten Zeitraum nur geringfügige Auswirkungen auf die Förderung von Braunkohle in Deutschland. Im Stichjahr 2030 geht die Braunkohlengewinnung um 1,6 Mio. Tonnen bzw. 2,7 % zurück. Im Jahr 2038 ist die Förderung um 0,5 Mio. Tonnen (16,6 %) niedriger als im Referenzfall.

Abbildung 25 Gesamtdeutsche Braunkohlenförderung für die Stromerzeugung im Referenzfall und in den Sensitivitäten



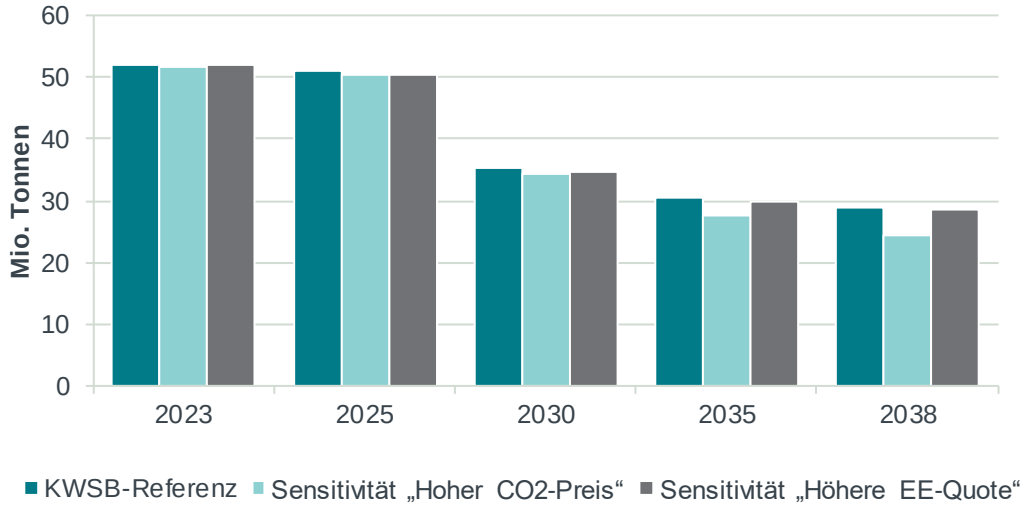
Quelle: Frontier Economics
Hinweis: Dargestellt sind nur die Fördermengen für die Stromerzeugung, nicht für die Veredlung.

Die Auswirkung der Szenarien auf die Braunkohlenförderung im Rheinischen Revier folgt dabei dem gesamtdeutschen Trend:

- Ein **höherer CO_2-Preis** zeigt erst in den späteren Jahren einen Einfluss auf die erforderlichen Fördermengen, die im Jahr 2038 um 4,5 Mio. Tonnen niedriger liegen (-15,5%);

- Die **höhere EE-Quote** im Jahr 2030 reduziert die erforderlichen Fördermengen im Rheinischen Revier um ca. 0,9 Mio. Tonnen (-2,5%).

Abbildung 26 Braunkohlenförderung für die Stromerzeugung im Rheinischen Revier im Referenzfall und in Sensitivitäten



Quelle: Frontier Economics
Hinweis: Dargestellt sind nur die Fördermengen für die Stromerzeugung, nicht für die Veredlung.

3.3 Zukünftige Nutzung der Braunkohle in der Veredlung im Rheinischen Revier

3.3.1 Methodik: Abschätzung zukünftiger Veredlungsmengen

Die Fördermengen für Veredlungsanlagen setzen sich aus den folgenden Bestandteilen zusammen:

- Braunkohlemengen, die in Veredlungsprodukte umgewandelt werden;
- Braunkohlemengen, die in Veredlungsanlagen Strom- und Fernwärme erzeugen.

Dabei orientiert sich die Gesamtnachfrage nach Rohbraunkohle in Veredlungsanlagen an der Nachfrage nach den Veredlungsprodukten, da Strom- und Fernwärme nur ein Nebenprodukt des Veredlungsprozesses darstellen. Der Strompreis spielt somit für den Betrieb von Veredlungsanlagen nur eine untergeordnete Rolle. Damit ist eine Prognose des Braunkohlebedarfs für die Veredlung nicht aus dem Strommarktmodell generierbar.

Unsere Abschätzung der zukünftigen Veredlungsmengen an Rohbraunkohle basiert auf der historischen Nachfrageentwicklung seit 2011.

3.3.2 Zukünftige Mengen in der Veredlung

In den vergangenen Jahren lag die Braunkohlenförderung für die Herstellung von Veredlungsprodukten relativ konstant zwischen 11 und 13 Mio. Tonnen lag. (**Abschnitt 2.2.3**).

Durch die zu erwartende Reduzierung der Kohleförderung nach Umsetzung der KWSB-Empfehlung wird sich in Folge auch das Angebot brikettierfähiger Kohle aus den Tagebauen im Rheinischen Revier deutlich reduzieren.

Daher unterstellen wir hier vereinfachend die Einstellung der Brikettierung Ende 2022, so dass die Förderung für die Veredlung ab dann pro Jahr 2,6 Mio. Tonnen geringer ausfällt als zuvor. Ab 2023 gehen wir ebenfalls vereinfachend für die verbleibenden Veredlungsprodukte von einer konstanten jährlichen Rohbraunkohlenachfrage für rheinische Veredlungsanlagen i. H. v. rund 9 Millionen Tonnen bis zum Ende des Jahres 2038 aus. [61] Dieser Wert lässt sich wie folgt ableiten:

- **Historisch konstante Nachfrage**: Wie aus **Abbildung 7** hervorgeht, betrug der Rohkohleeinsatz in Veredlungsanlagen seit 2011 konstant zwischen 11 und 13 Millionen Tonnen pro Jahr (zuletzt ca. 11,6 Mio. Tonnen pro Jahr abzüglich der Förderung für Brikettierung 2,6 Mio. Tonnen) ergibt sich ein Bedarf von 9 Mio. Tonnen Rohbraunkohle pro Jahr, den wir entsprechend des Trends in der Vergangenheit als zukünftig konstant annehmen.
- **Unelastische Nachfrage nach Veredlungsprodukten für die energetische Nutzung:** Verwendung finden energetische Veredlungsprodukte wie zum Beispiel Braunkohlenstaub, Wirbelschichtkohle oder Briketts vor allem als Energieträger in großen Industrieanlagen, die dem Emissionshandel unterliegen. Ein dauerhafter Wechsel des Energieträgers ist in der Regel mit Investitionen und Vorlaufzeiten verbunden.[62] Mittel- bis langfristig ist allerdings nicht auszuschließen, dass z.B. bei ohnehin anstehendem Reinvestitionsbedarf in den energetischen Anlagen der Industrie der Einsatz von Veredelungsprodukten aus der Braunkohle durch andere Energieträger wie z.B. Erdgas ersetzt wird.
- **Potentiale der stofflichen Nutzung unberücksichtigt:** Unsere Abschätzung beinhaltet keine Schätzung über die Entwicklung der Nachfrage nach Braunkohle für eine mögliche stoffliche Nutzung. Geht man von einem Anstieg der Nachfrage aus, kann unsere Abschätzung als konservativ betrachtet werden.

3.4 Fazit zur zukünftigen Braunkohlengewinnung und -nutzung im Rheinischen Revier

Auf Basis der Analysen in dieser Studie ist die Erforderlichkeit der Braunkohlengewinnung und -nutzung im Rheinischen Revier als gegeben zu beurteilen. Dies gilt sowohl für die KWSB-Referenz, in dem ein Ausstiegspfad aus der Braunkohlennutzung gemäß Vorschlag der KWSB unterstellt wird, als

[61] Gemäß Angaben von RWE.

[62] Gemäß Angaben von RWE.

auch in den alternativen Szenarien mit deutlich erhöhten CO_2-Preisen bzw. einem beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren Energien.

- **Die Braunkohlestromerzeugung im Rheinischen Revier leistet einen wichtigen Beitrag zur Stromversorgung in Deutschland**:

  Im Jahr 2018 wurden 67,2 TWh[63] Strom aus Braunkohle im Rheinischen Revier (netto) erzeugt. Das entspricht 12 % der gesamten deutschen Nettostromerzeugung (545,5 TWh; vgl. **Tabelle 6**). Im Jahr 2030 erwarten wir einen Beitrag der Braunkohlenverstromung im Rheinischen Revier von 34 TWh bzw. 6 % an der Nettostromerzeugung in Deutschland, im Jahr 2038 noch 28 TWh bzw. 4 %. Der Beitrag der Braunkohle aus dem Rheinischen Revier zur Stromerzeugung nimmt in allen Szenarien ähnliche Größenordnungen an.

- **Die Braunkohlekraftwerkskapazitäten im Rheinischen Revier leisten einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit in Deutschland**:

  Unter den gegebenen Randbedingungen ist davon auszugehen, dass die Kapazitätsreservemarge (Adequacy Reserve Margin; Spitzenlast abzüglich gesicherter Leistung im Inland) negativ wird. Die Modellergebnisse legen dar, dass die Kapazitätsreservemarge im Jahr 2023 in Deutschland mit -8 GW negativ wird und dieses Defizit bis 2030 auf -19 GW ansteigt. Deutschland läuft dann Gefahr, die Spitzenlast nicht mehr aus eigener Kraft decken zu können. Die Braunkohlenkraftwerke im Rheinischen Revier leisten dagegen mit einer Kapazität von 6,3 GW und einem Anteil von 8 % an der gesicherten Leistung[64] im Jahr 2023 einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Gleiches gilt für das Jahr 2030 mit einer Braunkohlekraftwerkskapazität im Rheinischen Revier von 4,3 GW und einem Anteil von 6 % an der gesicherten Leistung. Würden diese Kapazitäten wegfallen, entstünde eine inländische Kapazitätslücke von -14 GW im Jahr 2023 (17 % der Spitzenlast) bzw. -23 GW im Jahr 2030 (27 % der Spitzenlast).

- **Die Braunkohlestromerzeugung im Rheinischen Revier leistet einen wichtigen Beitrag zur Bezahlbarkeit der Stromversorgung in Deutschland**:

  Aufgrund der günstigen variablen Erzeugungskosten und der daraus resultierenden hohen Auslastung (und damit Stromerzeugung) leisten Braunkohlenkraftwerke einen erheblichen Beitrag zu einer preisgünstigen Stromversorgung in Deutschland. So würden bei einem (hypothetischen) Ausstieg aus der Braunkohlenverstromung bis zum Jahr 2025 die Strompreise[65] bis zu +8,4 €/MWh (Stichjahr 2025) über dem Preisniveau des Referenzfalls liegen, der den Ausstiegspfad der KWSB-Empfehlung abbildet. Auch in den darauffolgenden Jahren bis 2038 sind die Strompreise bei einem früheren Braunkohleausstieg um 3,3 €/MWh bis 5 €/MWh höher. Zudem sind Braunkohlenkraftwerke in allen Szenarien wirtschaftlich. Die Wirtschaftlichkeit

63 Gemäß Angaben von RWE.

64 Der Kapazitätskredit für Braunkohle beträgt 90 %.

65 Preise real, 2017.

der Anlagen stellt einen wichtigen Indikator zur Beurteilung der Erforderlichkeit der Braunkohlenkraftwerke aus Marktsicht dar.

- **Die Braunkohlenkraftwerke im Rheinland leisten einen wesentlichen Beitrag zur Minderung der Treibhausgasemissionen in Deutschland:**

  Die Kraftwerke im Rheinischen Revier leisten einen hohen Beitrag zur Minderung der CO_2-Emissionen in Deutschland (vgl. **Abbildung 22**). Während die CO_2-Emissionen aus Braunkohlenkraftwerken im Rheinischen Revier im Jahr 2023 noch bei 49 Mio. tCO_2 liegen, was eine Reduzierung um 34 % gegenüber 2018 darstellt[66], fallen diese bis 2030 auf 34 Mio. tCO_2. Im Jahr 2038 betragen die CO_2-Emissionen aus Braunkohlenkraftwerken im Rheinischen Revier mit 28 Mio. tCO_2 weniger als die 40% der Emission des Jahres 2018.

- **Die Produkte aus der Veredlung von Braunkohle werden bis 2038 einen wesentlichen Beitrag zur Wärmeversorgung leisten:**

  Gemäß aktueller Erwartungen wird die Nachfrage nach Veredlungsprodukten aus Braunkohle ab dem Jahr 2023 bis 2038 konstant bei etwa 9 Mio. Tonnen Braunkohle pro Jahr bleiben. Veredlungsprodukte aus dem Rheinischen Revier werden überwiegend von Industriekunden zur Erzeugung von Prozesswärme, zur Trocknung- und Heizdampf sowie für elektrische Energie verwendet. Ein dauerhafter Wechsel des Energieträgers ist in der Regel mit Vorlaufzeiten und Investitionen verbunden. Eine historische Betrachtung der Rohkohlefördermengen für rheinische Veredlungsanlagen seit 2004 zeigt keinen Trend, sondern relativ konstante Mengen, die auch zukünftig erwartet werden können.

- **Um den oben genannten Beitrag zu leisten, werden im Rheinischen Revier von 2019 bis 2038 ca. 1,1 Mrd. Tonnen Braunkohle gefördert:**

  Die Braunkohlenförderung für die Verstromung sinkt im Rheinischen Revier auf ca. 35 Mio. Tonnen im Jahr 2030 und 29 Mio. Tonnen im Jahr 2038. Im gesamten Zeitraum von 2019 bis 2038 ergibt sich in unserer Analyse ein Fördervolumen von ca. 1,1 Mrd. Tonnen (inkl. Veredlung).

[66] Eigene Berechnung: Die CO_2-Emissionen für das Jahr 2018 wurden auf Basis eines gewichteten durchschnittlichen Wirkungsgrades der Rheinisches Braunkohlekraftwerke und des Emissionsfaktoren für Rheinische Braunkohle des Umweltbundesamtes (2017) auf rund 74,5 Mio. tCO_2 geschätzt.

4 GESAMTWIRTSCHAFTLICHE EFFEKTE DER BRAUNKOHLENGEWINNUNG UND -NUTZUNG IM RHEINISCHEN REVIER

Kapitel 4 analysiert die gesamtwirtschaftliche Bedeutung von Braunkohlenförderung, -verstromung und -veredlung im Rheinischen Revier. Dazu kommt ein Input-Output-Modell zum Einsatz, das Produktion, Wertschöpfung und Beschäftigung quantifiziert, die in Deutschland mit der Braunkohle im Rheinischen Revier verbunden sind. Die ökonomische Bedeutung der Braunkohle in Nordrhein-Westfalen wird in **Kapitel 5** analysiert.

Die Erläuterung der gesamtwirtschaftlichen Analyse erfolgt in folgenden Schritten:

- Wir skizzieren den methodischen Ansatz zur Analyse der gesamtwirtschaftlichen Effekte in **Abschnitt 4.1**;
- Wir fassen die Quantifizierung der gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen der Braunkohlenförderung und -nutzung im Rheinischen Revier in **Abschnitt 4.2** zusammen.

4.1 Methodik

Direkte und indirekte volkswirtschaftliche Effekte

Die Förderung, Verstromung und Veredlung von Braunkohle sind insbesondere in den Revieren, aber auch für Deutschland insgesamt von wirtschaftlicher Bedeutung. Diese Bedeutung wird in der Volkswirtschaftslehre üblicherweise über die Größen Produktion (Bruttoproduktionswert, gemessen in Euro), Wertschöpfung (Bruttowertschöpfung, gemessen in Euro) und Beschäftigung (gemessen in der Anzahl der (sozialversicherungspflichtig) beschäftigten Personen) erfasst.

Die volkswirtschaftlichen Effekte der Braunkohlenförderung, -verstromung und -veredlung setzen zunächst in den direkt betroffenen Unternehmen an. Die dort entstehende Produktion und Wertschöpfung sowie die Arbeitsplätze werden als **Initialeffekt** bezeichnet. Dieser Initialeffekt führt zu weiterer Wertschöpfung und Beschäftigung.

Die Transmission des Initialeffekts erfolgt über die Vorleistungsverflechtungen der Unternehmen der Braunkohlenwirtschaft sowie die Nachfrage nach Konsumgütern. Als **Erstrundeneffekt** werden die Auswirkungen auf Produktion, Beschäftigung und Wertschöpfung in den Zulieferunternehmen der Braunkohlenwirtschaft bezeichnet. Beispielsweise geht mit der Braunkohlenförderung eine Nachfrage nach Produkten des Maschinenbausektors einher, die im Tagebau eingesetzt werden.

Entlang der Wertschöpfungsketten der Braunkohlenwirtschaft führt der Erstrundeneffekt zu weiteren gesamtwirtschaftlichen Wirkungen. Beispielsweise entstehen bei den Zulieferern des Maschinenbaus weitere Produktion,

Wertschöpfung und Arbeitsplätze. Diese Wirkungen werden als **Wertschöpfungsketteneffekt** zusammengefasst.

Darüber hinaus entsteht durch Löhne und Gehälter, die entlang der Wertschöpfungsketten der Braunkohlenwirtschaft gezahlt werden, eine Nachfrage nach Konsumgütern. Diese Konsumgüternachfrage ist ihrerseits mit gesamtwirtschaftlichen Wirkungen in Form weiterer Wertschöpfung und Beschäftigung verbunden. Diese Wirkungen werden als **Induzierter Effekt** bezeichnet.

Input-Output-Modell

In dieser Studie kommt ein gesamtwirtschaftliches Input-Output-Modell zur Anwendung, das auf die bewährten Methoden der Input-Output-Rechnung[67] zurückgreift und eine isolierte Betrachtung von Initialeffekten, Erstrundeneffekten, Wertschöpfungsketteneffekten sowie induzierten Effekten ermöglicht. Das Modell vereinfacht die regionale Zerlegung der Effekte (vgl. **Kapitel 5**).

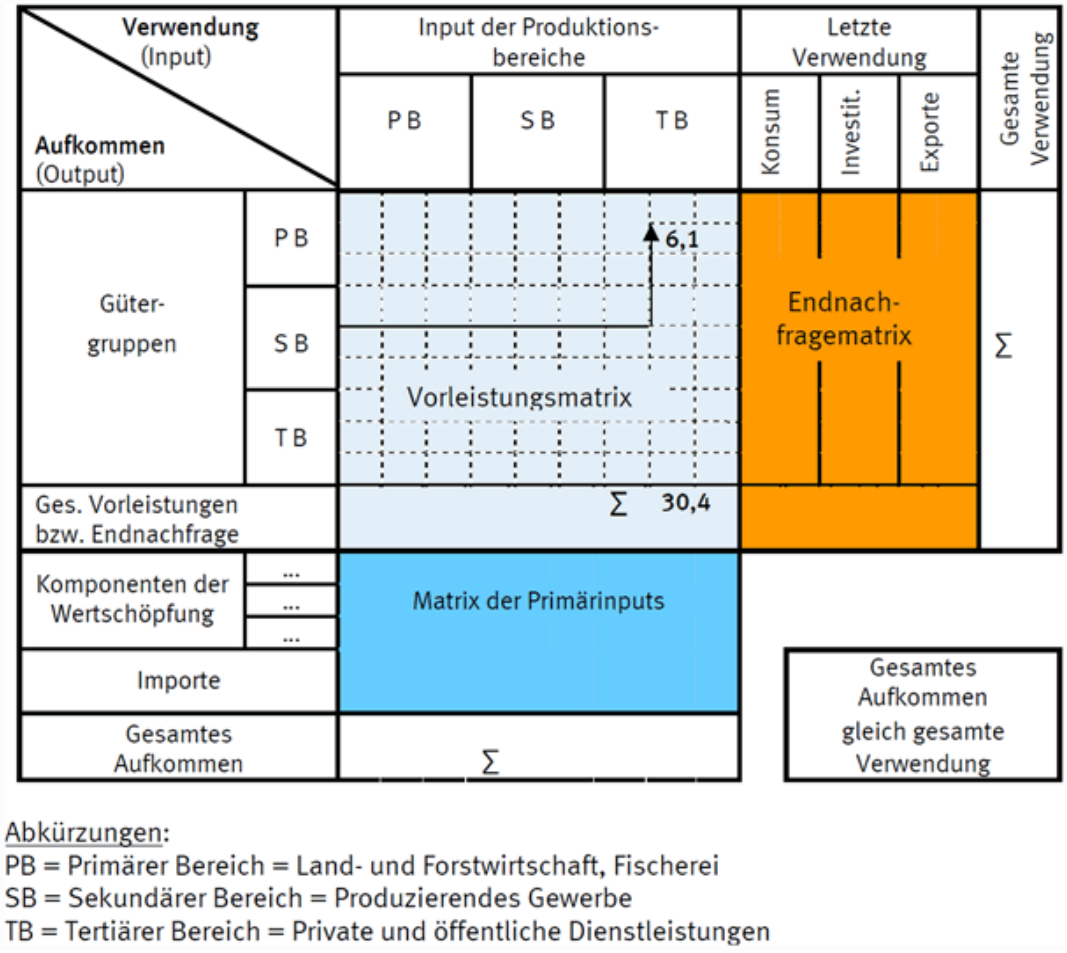
Datengrundlage des Modells ist die Input-Output-Tabelle des Statistischen Bundesamtes für das Jahr 2015.[68] Input-Output-Tabellen zeichnen den Austausch von Waren und Dienstleistungen in einer Volkswirtschaft innerhalb eines Jahres in Geldeinheiten nach.[69] **Abbildung 27** illustriert den Aufbau einer Input-Output-Tabelle schematisch.

[67] Miller, Ronald E.; Blair, Peter D. 2009

[68] Statistisches Bundesamt 2019

[69] Statistisches Bundesamt 2010

Abbildung 27. Schematischer Aufbau einer nationalen Input-Output-Tabelle



Quelle: Statistisches Bundesamt[70]

Input-Output-Tabellen bestehen aus drei Matrizen:

- Die in **Abbildung 27** hellblau hinterlegte Vorleistungsmatrix zeichnet den Austausch von Gütern auf, die als Vorleistungen in den weiteren Produktionsprozess eingehen. Hierzu zählt beispielsweise der Einsatz von Maschinenbauprodukten in der Kohleförderung.
- Die Matrix des Primärinputs (dunkelblau hinterlegt) beinhaltet Informationen über Wertschöpfung sowie Importe von Waren und Dienstleistungen.
- Die Endnachfragematrix (orange hervorgehoben) umfasst Daten über den Einsatz von Gütern zu Konsum- und Investitionszwecken sowie ihren Export.

Mithilfe der Input-Output-Rechnung ist es mathematisch möglich, nicht nur die direkten Vorleistungsverflechtungen aus der Vorleistungsmatrix, sondern auch die Verflechtungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette zu berechnen. Somit kann beispielsweise quantifiziert werden, welcher Einsatz von Vorleistungen aus dem Maschinenbau insgesamt in der Braunkohlenwirtschaft notwendig ist. Bei der Analyse der volkswirtschaftlichen Bedeutung der

[70] Statistisches Bundesamt 2010

Braunkohle erlaubt die Input-Output-Rechnung auf Basis eines **Initialeffekts** wiederum die Quantifizierung von **Erstrunden-** und **Wertschöpfungsketteneffekten.** Mit den daraus resultierenden Veränderungen von Bruttolöhnen und -Gehältern werden die beschriebenen **Induzierten Effekte** berechnet.[71]

Input-Output-Modelle stellen eine etablierte ökonomische Methode dar, mit deren Hilfe insbesondere volkswirtschaftliche Verflechtungen sowie Auswirkungen von Markteingriffen quantifiziert werden können. Sie sind methodisch klar strukturiert und vermeiden damit die Kritik, Analyseergebnisse seien in einer „Black Box" generiert. Input-Output-Modelle sind in der Lage, die vier oben skizzierten Effekte zu isolieren. Sie vereinfachen dadurch die Regionalisierung der gesamtwirtschaftlichen Effekte (vgl. **Kapitel 5**). Ihre breite Anwendung vereinfacht darüber hinaus den Vergleich mit Ergebnissen aus der Literatur.[72]

Der Einsatz von Input-Output-Modellen geht mit (impliziten) Annahmen einher: Erstens unterstellen sie limitationale Produktionsfunktionen. Das heißt, die Herstellung von Gütern erfolgt mit einem festen Einsatzverhältnis von Vorleistungen und Produktionsfaktoren. Dies impliziert wiederum, dass Preisänderungen keinen Einfluss auf das Einsatzverhältnis von Arbeit, Kapital und Vorprodukten haben. Zweitens wird die Bedeutung der Braunkohle in internationalen Wertschöpfungsketten nicht berücksichtigt.

Annahmen für die Modellierung

Zur Berechnung der volkswirtschaftlichen Bedeutung der Braunkohle im Rheinischen Revier wird auf folgenden Initialeffekt zurückgegriffen: Der Bruttoproduktionswert von Förderung, Verstromung und Veredlung entspricht 3,4 Mrd. Euro. Dieser Wert beruht auf Daten der RWE für das Rheinische Revier[73], die auf das Jahr 2018 fortgeschrieben wurden.[74] In der Braunkohlenwirtschaft des Rheinischen Reviers waren im Jahr 2018 9.986 Menschen beschäftigt.[75] Produktionswert und Beschäftigung teilen sich wie folgt auf[76]: 55 % von Produktionswert und Beschäftigung fallen im Tagebau an, 35 % in der Verstromung und 10 % in der Veredlung.

Für die Braunkohlenwirtschaft in Deutschland wird ein Bruttoproduktionswert von 6,0 Mrd. Euro angenommen. Dieser basiert auf einer Hochrechnung der Zahlen der RWE für das Rheinische Revier auf alle Braunkohlereviere im Jahr 2018.[77]

---

71 Bei der Berechnung der Induzierten Effekte wird zuerst die Veränderung von Bruttolöhnen und -gehältern quantifiziert. Mithilfe des Konsumanteils aus den laufenden Wirtschaftsrechnungen (LWR) wird der Anteil der Bruttolöhne und -gehälter bestimmt, der zu Konsumzwecken dient. Weitere Komponenten der Wertschöpfung, insbesondere die Nettobetriebsüberschüsse, werden in Anlehnung an die Literatur nicht berücksichtigt, da kein entsprechender Konsumanteil bekannt ist.

72 Prognos 2011; RWI 2017; Frontier Economics; Economic Trends Research; Georg Consulting; Visionometrics 2018; IW 2018.

73 RWE 2017

74 ETR 2019

75 Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2019a

76 RWE 2017

77 RWE 2017; Frontier Economics; Economic Trends Research; Georg Consulting; Visionometrics 2018.

Im Rheinischen, Lausitzer und Mitteldeutschen Revier waren 2018 zusammen 20.744 Menschen direkt in der Braunkohlenwirtschaft beschäftigt.[78]

4.2 Bedeutung der Braunkohlenförderung und -nutzung für Beschäftigung und Wertschöpfung

Effekte der Braunkohlenförderung und -nutzung im Rheinischen Revier

Die Förderung, Verstromung und Veredlung der Braunkohle hat Wirkungen auf die deutsche Volkswirtschaft, die über die Unternehmen der Braunkohlenwirtschaft hinausgehen. Im Folgenden wird zunächst die gesamtwirtschaftliche Bedeutung der Braunkohlenförderung, -verstromung und -veredlung im Rheinischen Revier mithilfe des Input-Output-Modells bis zum Jahr 2038 quantifiziert. Danach werden analoge Ergebnisse für die Braunkohlenwirtschaft in Deutschland insgesamt dargestellt.

Als Indikatoren für die gesamtwirtschaftliche Bedeutung der Braunkohlenwirtschaft im Rheinischen Revier dienen Bruttoproduktionswert, Bruttowertschöpfung und Beschäftigung in Deutschland. Die spezifischen Effekte in Nordrhein-Westfalen werden in **Kapitel 5** analysiert. Eine Analyse der gesamtwirtschaftlichen Effekte der Braunkohlenwirtschaft in allen drei Revieren findet sich in **Anhang B**.

Tabelle 8 zeigt die Bedeutung der Braunkohle im Rheinischen Revier für Bruttoproduktionswert, Bruttowertschöpfung sowie die Anzahl der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten in Deutschland im Jahr 2018. Dabei werden die vier zuvor beschriebenen Effekte einzeln ausgewiesen: Der **Initialeffekt** entspricht der Produktion, Wertschöpfung und Beschäftigung in der Braunkohlenwirtschaft des Rheinischen Reviers. Der **Erstrundeneffekt** umfasst die Bedeutung der Braunkohlenwirtschaft für die direkten Zulieferunternehmen in Deutschland. Der **Wertschöpfungsketteneffekt** quantifiziert den Bruttoproduktionswert, die Bruttowertschöpfung und die Arbeitsplätze, die entlang der Wertschöpfungskette mit der Braunkohlenwirtschaft des Rheinischen Reviers verbunden sind. Der **induzierte Effekt** umfasst die zusätzliche Produktion, Wertschöpfung und Beschäftigung, die durch die Konsumausgaben der – direkt oder indirekt – für die Braunkohlenwirtschaft tätigen Menschen ausgelöst werden.

[78] Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2019a

Tabelle 8 **Mit der Braunkohlenwirtschaft im Rheinischen Revier verbundener Bruttoproduktionswert und Bruttowertschöpfung in Mrd. Euro sowie Beschäftigung in 1000 Personen in Deutschland 2018**

	Brutto-produktionswert pro Jahr (Mrd. Euro)	Brutto-wertschöpfung pro Jahr (Mrd. Euro)	Beschäftigte (Personen)
Initialeffekt	3,4	1,0	10.000
Erstrundeneffekt	1,8	0,7	5.900
Wertschöpfungs-ketteneffekt	1,4	0,6	5.200
Induzierter Effekt	1,9	1,0	7.400
Gesamt	**8,4**	**3,3**	**28.500**

Quelle: Fraunhofer IMWS

Die Braunkohlenwirtschaft im Rheinischen Revier erzeugte 2018 einen direkten Bruttoproduktionswert von etwa 3,4 Mrd. Euro[79] und schaffte etwa 10.000 Arbeitsplätze[80]. Dadurch entstand eine Bruttowertschöpfung in Höhe von 1,0 Mrd. Euro. Diese Beschäftigung und Wertschöpfung sind regional im Rheinischen Revier konzentriert (vgl. **Kapitel 5** für eine detaillierte Betrachtung der regionalwirtschaftlichen Bedeutung).

Die Fertigung von Vorleistungen für die Braunkohlenwirtschaft des Rheinischen Reviers, berechnet als Summe aus Erstrunden- und Wertschöpfungsketteneffekt, erwirtschaftete einen Bruttoproduktionswert von weiteren ca. 3,1 Mrd. Euro. Darüber hinaus entstanden Wertschöpfung in Höhe von ca. 1,4 Mrd. Euro sowie 11.100 Arbeitsplätze. Durch den Induzierten Effekt, also den Konsum der Beschäftigten der Braunkohlenwirtschaft und ihrer Zulieferer, wurden ein Bruttoproduktionswert von 1,9 Mrd. Euro, eine Wertschöpfung von 1,0 Mrd. Euro sowie 7.400 Arbeitsplätze generiert.

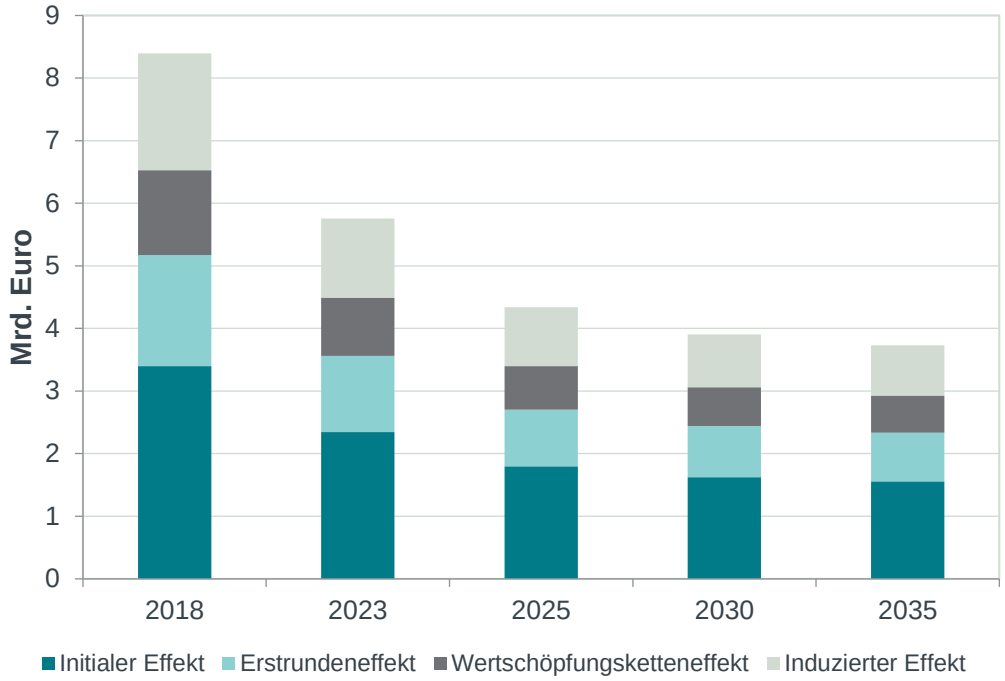
In Deutschland waren mit der Förderung, Verstromung und Veredlung der Braunkohle im Rheinischen Revier insgesamt ein Bruttoproduktionswert von 8,4 Mrd. Euro, eine **Bruttowertschöpfung in Höhe von 3,3 Mrd**. Euro sowie für **28.500 sozialversicherungspflichtige Arbeitsplätze** verknüpft.

Abbildung 28 zeigt die Entwicklung des Bruttoproduktionswerts, der mit der Förderung und Nutzung der Braunkohle im Rheinischen Revier in Deutschland verbunden ist, in Milliarden Euro pro Jahr. Im Jahr 2018 war mit der Braunkohlenwirtschaft im Rheinischen Revier ein Bruttoproduktionswert von 8,4 Mrd. Euro verbunden. Dabei sind der Erstrunden-, der Wertschöpfungsketten- sowie der Induzierte Effekt berücksichtigt.

[79] RWE 2017; Frontier Economics; Economic Trends Research; Georg Consulting; Visionometrics 2018

[80] Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2019a

Abbildung 28 Mit der Braunkohlenwirtschaft im Rheinischen Revier verbundener Bruttoproduktionswert in Deutschland in Milliarden Euro pro Jahr



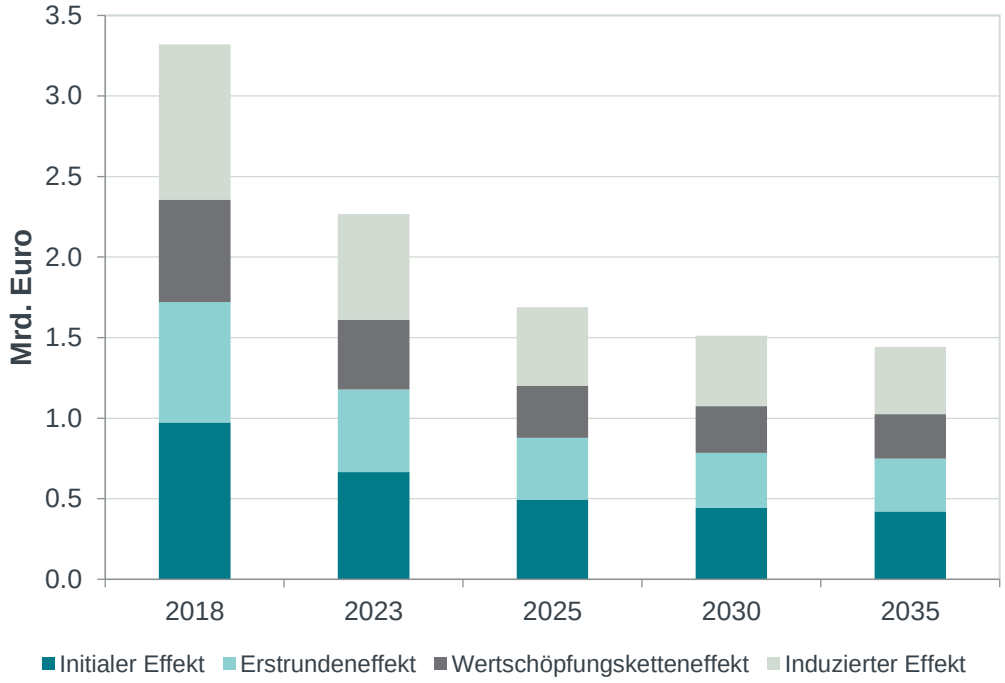
Quelle: Fraunhofer IMWS

Die Entwicklung des Bruttoproduktionswerts bis 2038 spiegelt den sukzessiven Ausstieg aus der Braunkohlenförderung, -verstromung und -veredlung im Rheinischen Revier wider. Er ergibt sich aus dem in **Abschnitt 3.1.4** diskutierten Ausstiegspfad. Dieser antizipiert die Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“[81]. Es sei darauf hingewiesen, dass dieser Ausstiegspfad in Abwesenheit endgültiger politischer Beschlüsse einen illustrierenden Charakter hat.

Dem Ausstiegspfad entsprechend verringert sich der Bruttoproduktionswert, der von der Braunkohlenförderung und -nutzung im Rheinischen Revier ausgelöst wird, bis 2025 um 2,6 Mrd. Euro auf dann 5,8 Mrd. Euro pro Jahr. Im Jahr 2030 wäre mit der Förderung, Verstromung und Veredlung von Braunkohle im Rheinischen Revier ein Bruttoproduktionswert von 4,3 Mrd. Euro verbunden. Von diesen 4,3 Mrd. Euro sind 1,8 Mrd. Euro auf den Initialeffekt zurückzuführen. 41,4 % des Bruttoproduktionswerts entstehen somit in den Unternehmen der Braunkohlenwirtschaft. Der Erstrundeneffekt trägt 0,9 Mrd. Euro bei (21,0 %) und der Wertschöpfungsketteneffekt 0,7 Mrd. Euro (16,0 %). Durch den induzierten Effekt kommen weitere 0,9 Mrd. Euro (21,7%) hinzu. Der hohe Anteil von Initial-, Erstrunden- und induziertem Effekt am Gesamteffekt der Braunkohlenförderung im Rheinischen Revier auf den Bruttoproduktionswert in Deutschland deutet an, dass ein großer Teil dieser Effekte regional in und um das Rheinische Revier auftreten wird.

[81] BMWi 2019.

Abbildung 29 Mit der Braunkohlenwirtschaft im Rheinischen Revier verbundene Bruttowertschöpfung in Deutschland in Milliarden Euro pro Jahr

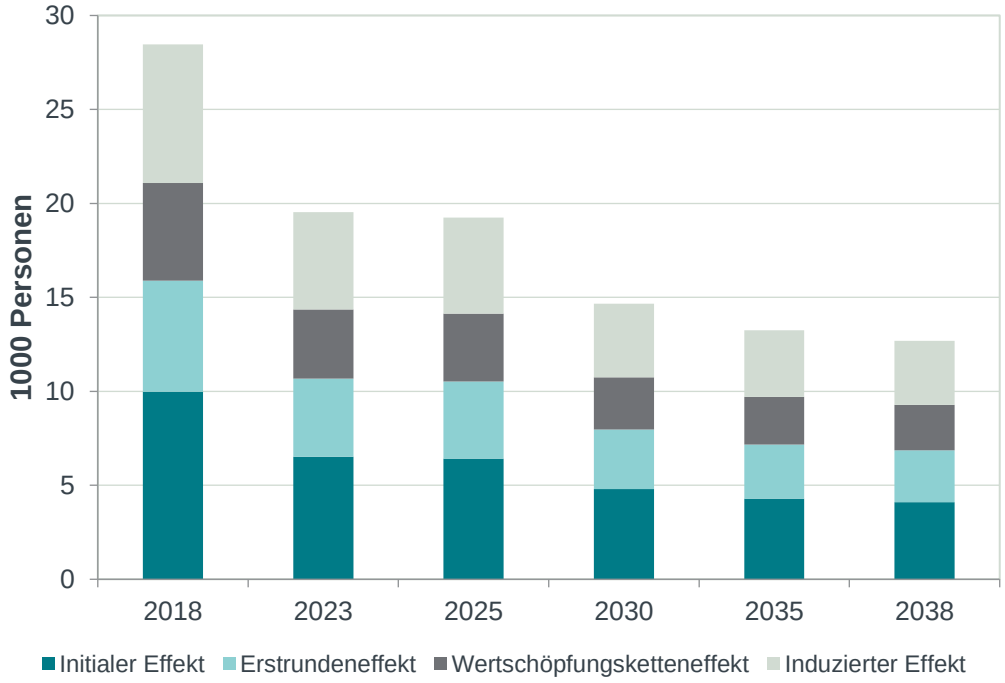


Quelle: Fraunhofer IMWS

Abbildung 29 stellt die Entwicklung der durch die Braunkohlenförderung und -nutzung im Rheinischen Revier geschaffenen Bruttowertschöpfung in Deutschland dar. Die Zahlen werden in Milliarden Euro pro Jahr ausgedrückt. Die Entwicklung folgt, wie die des Bruttoproduktionswerts, dem angenommenen Ausstiegspfad aus der Braunkohlenförderung und -nutzung.

Im Jahr 2018 war mit der Braunkohlenwirtschaft des Rheinischen Reviers in Deutschland eine Bruttowertschöpfung in Höhe von insgesamt 3,3 Mrd. Euro verbunden. Bis 2025 reduziert sich dieser Wert auf eine Bruttowertschöpfung von 2,3 Mrd. Euro pro Jahr. Im Jahr 2030 würde die Förderung und Nutzung der Braunkohle im Rheinischen Revier eine Bruttowertschöpfung von 1,7 Mrd. Euro in Deutschland erzeugen. Davon entfallen 0,5 Mrd. Euro auf den Initialeffekt (29,3 %) und 0,4 Mrd. Euro auf den Erstrundeneffekt. Damit entstehen 22,7 % der Wertschöpfung bei den direkten Zulieferern der Braunkohlenwirtschaft des Rheinischen Reviers. Durch den Wertschöpfungsketteneffekt wird eine Bruttowertschöpfung von 0,3 Mrd. Euro (19,2 %) generiert. Der Induzierte Effekt trägt weitere 0,5 Mrd. Euro bei. Letzterer hat einen, im Vergleich zum Bruttoproduktionswert, höheren Anteil von 28,9 % am Gesamteffekt (Bruttoproduktionswert: 21,7 %).

Abbildung 30 Mit der Braunkohlenwirtschaft im Rheinischen Revier verbundene sozialversicherungspflichte Beschäftigte in Deutschland in 1000 Personen



Quelle: Fraunhofer IMWS

Die Auswirkungen der Braunkohlenwirtschaft im Rheinischen Revier auf den Arbeitsmarkt in Deutschland werden in **Abbildung 30** gezeigt. Sie stellt die Zahl der mit der Braunkohlenwirtschaft im Rheinischen Revier verbundenen sozialversicherungspflichtig Beschäftigten zwischen 2018 und 2038 dar. Deren Entwicklung folgt wiederum dem Ausstiegspfad aus der Braunkohle. Darüber hinaus wird angenommen, dass kurzfristige Steigerungen der Arbeitsproduktivität erreicht werden.[82]

Zwischen 2018 und 2025 sinkt die Zahl der Arbeitsplätze, die direkt oder indirekt mit der Braunkohle des Rheinischen Reviers verbunden sind, von 28.500 auf 19.200. Die Braunkohle im hier analysierten Ausstiegspfad sichert 2030 noch 14.700 sozialversicherungspflichtige Arbeitsplätze. Von den insgesamt 14.700 Menschen sind 4.800 in der Braunkohlenwirtschaft des Rheinischen Reviers beschäftigt. Der Initialeffekt entspricht somit 32,7 % der gesamten durch die Förderung, Veredlung und Nutzung von Braunkohle im Rheinischen Revier implizierten Arbeitsplätze. Durch den Erstrundeneffekt werden 3.200 Arbeitsplätze geschaffen (21,6 %), durch den Wertschöpfungsketteneffekt weitere 2.800 (19,0 %). Die Konsumausgaben der direkt oder indirekt für die Braunkohlenwirtschaft im Rheinischen Revier arbeitenden Menschen sichern 2030 weitere 3.900 Arbeitsplätze (26,7 %).

[82] Es wird eine Steigerung der Arbeitsproduktivität von 1,4% pro Jahr bis einschließlich 2023 unterstellt.

Effekte der Braunkohlenförderung und -nutzung in allen deutschen Revieren

Zum Vergleich wurde im Rahmen dieser Studie auch untersucht, welche gesamtwirtschaftlichen Effekte sich durch die Braunkohlenförderung, -verstromung und -veredlung aller drei deutschen Reviere (Rheinisches, Mitteldeutsches und Lausitzer Revier) ergeben. Die Resultate dieser Untersuchung werden ausführlich in **Anhang B** dargestellt. Die Ergebnisse des Input-Output-Modells zeigen, dass mit der Braunkohlenwirtschaft in Deutschland im Jahr 2018 ein Bruttoproduktionswert von 14,8 Mrd. Euro im Inland verbunden war. Dabei werden der Erstrunden-, Wertschöpfungsketten- und der Induzierte Effekt berücksichtigt. Die damit verknüpfte Bruttowertschöpfung belief sich auf 5,9 Mrd. Euro. Darüber hinaus wurden 59.100 Arbeitsplätze in der Bundesrepublik geschaffen.

Diese Zahlen gleichen den Ergebnissen der Studie von Frontier Economics et al.[83], in welcher ein ähnliches Input-Output-Modell zur Analyse der gesamtwirtschaftlichen Bedeutung der Braunkohlenwirtschaft eingesetzt wird. Die Studie des RWI[84], deren Input-Output-Modell eine leicht abweichende methodische Basis aufweist, ermittelt etwa 56.600 Arbeitsplätze, die direkt oder indirekt von der Förderung und Nutzung der Braunkohle anhängen. Eine etwas höhere Beschäftigtenzahl berichtet die Untersuchung des IW.[85] Sie nutzt ein Input-Output-Modell, in dem die Vorleistungsverflechtungen der Braunkohlenwirtschaft auf Grundlage von Unternehmensbefragungen disaggregiert wurden. Mit diesem Modell ermitteln das IW, dass Bruttowertschöpfung in Höhe von 5,5 Mrd. Euro und 62.300 Arbeitsplätze mit der Braunkohle verbunden sind. Im Vergleich zur Untersuchung des IW sind die in dieser Studie ermittelten Arbeitsmarkteffekte geringer, die Wertschöpfungseffekte dagegen höher.

Die in dieser Studie ermittelten Werte für die Bedeutung der Braunkohlenförderung und -nutzung in den drei Revieren bestätigen also grundsätzlich die Zahlen aus der Literatur.

Für das Jahr 2030 wird in Deutschland durch die Förderung, Verstromung und Veredlung von Braunkohle ein Bruttoproduktionswert von 7,0 Mrd. Euro ausgelöst, legt man den in **Abschnitt 3.1.4** definierten Ausstiegspfad zugrunde. Die damit verbundene Wertschöpfung beläuft sich auf 2,7 Mrd. Euro. Im Jahr 2030 arbeiten immer noch 27.900 Menschen direkt oder indirekt für die Braunkohlenwirtschaft.

[83] Frontier Economics; Economic Trends Research; Georg Consulting; Visionometrics 2018

[84] RWI 2017

[85] IW 2018

5 REGIONALWIRTSCHAFTLICHE EFFEKTE

Die Bedeutung der Braunkohlenförderung, -verstromung und -veredlung für das Bundesgebiet wird in **Kapitel 4** dargestellt und erläutert. Wesentliche Teile der gesamtwirtschaftlichen Effekte des Rheinischen Reviers fallen aber innerhalb Nordrhein-Westfalens an, da die wirtschaftlichen Verflechtungen der Unternehmen in der Regel stark regional geprägt sind. Darüber hinaus haben die von der Braunkohlenwirtschaft abhängigen Arbeitsplätze vor Ort ein hohes Konsumpotenzial, da die Einkommen der Beschäftigten der Kohlewirtschaft relativ hoch sind.

Innerhalb und im Umfeld der Reviere hat die Braunkohlenwirtschaft aufgrund der historisch gewachsenen Strukturen also eine besonders hohe Bedeutung für Produktion und Wertschöpfung und sichert auf diese Weise eine Vielzahl von Arbeitsplätzen. Daher sind die ökonomischen Wirkungen der Braunkohlenwirtschaft innerhalb Nordrhein-Westfalens besonders groß.

Vor diesem Hintergrund betrachten wir in diesem Kapitel die regionalwirtschaftliche Bedeutung der Braunkohle innerhalb Nordrhein-Westfalens. Wie im vorhergehenden Abschnitt werden verschiedene Stichjahre betrachtet, sodass die Veränderungen im Ausstiegspfad deutlich werden. Dabei werden die unmittelbaren Wirkungen auf Förderung, Verstromung und Veredlung der Braunkohle ebenso wie die mittelbar von der Braunkohlenwirtschaft ausgehenden Wirkungen analysiert. Wir gehen wie folgt vor:

- Deskriptive Beschreibung der Wirtschafts- und Sozialstruktur im Rheinischen Revier (**Abschnitt 5.1**);
- Quantifizierung der regionalwirtschaftlichen und sektoralen direkten sowie indirekten wirtschaftlichen Effekte, die von der Braunkohlenförderung, -veredlung und -verstromung im Rheinischen Revier ausgehen, mittels Input-Output-Analyse (**Abschnitt 5.1**).

5.1 Sozioökonomischer Status quo im Rheinischen Revier

Das Rheinische Revier ist das größte deutsche Braunkohlerevier. Dort wurden im Jahr 2018 mit rund 86,3 Mio. Tonnen 51,9 % der gesamten Fördermenge des deutschen Braunkohletagebaus gefördert. Die Kohleförderung findet im Rheinland gegenwärtig in den Tagebauen Garzweiler, Hambach und Inden statt. Hierbei entfällt der größte Anteil auf Hambach (44,9 %), gefolgt von Garzweiler (34,9 %) und Inden (20,2 %).[86] Mit der gewonnenen Braunkohle werden Braunkohlenkraftwerke und Veredlungsbetriebe versorgt, die zusammen mit den Tagebauen das Rheinische Braunkohlenrevier ausmachen.

Bei einer Betrachtung auf Kreisebene hat das Rheinische Revier mit einer Nord-Süd-Ausdehnung von etwa 100 Kilometern und einer Ost-West-Ausdehnung von etwa 80 Kilometern eine hohe Reichweite direkter regionalwirtschaftlicher

[86] Vgl. Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2019b.

Ausstrahlungseffekte (vgl. **Abbildung 31**). Die Braunkohlenförderung und -verstromung wirkt sich deshalb direkt auf einen beträchtlichen Teil des Bundeslandes Nordrhein-Westfalen aus. Entsprechendes gilt für die regionalwirtschaftlichen Effekte, die im Zusammenhang mit der Braunkohlenwirtschaft entstehen.

Abbildung 31 Rheinisches Revier

Quelle: ETR

Hinweis: Diese Übersichtskarte soll einen groben Überblick über die räumliche Dimension und Kreiszugehörigkeit der Braunkohlereviere bieten und erhebt keinen Anspruch auf Exaktheit der Standorte und Reviergrenzen

Zum Ende des Jahres 2017 lebten rund 2,3 Mio. Menschen in den Landkreisen und kreisfreien Städten des Rheinischen Reviers. Die Bevölkerung hat im Zeitraum von 2010 bis 2017 um 2,8 % zugenommen. Auch in der Zukunft dürfte sich das Bevölkerungswachstum fortsetzen. Das Statistische Landesamt für Nordrhein-Westfalen geht bis zum Jahr 2035 von einer weiteren Zunahme der

Bevölkerung um 3 % aus,[87] wohingegen die Bevölkerung in Deutschland insgesamt im Prognosezeitraum leicht zurückgehen dürfte.

Im Rheinischen Revier gab es im Jahr 2016 1,06 Mio. Erwerbstätige, wovon über 68 % sozialversicherungspflichtig beschäftigt waren. Die Arbeitslosenquote liegt in allen Teilen der Region teilweise deutlich über dem bundesdeutschen Durchschnitt von 5 % und betrug im Rheinischen Revier durchschnittlich 6,5 % im Juni 2018. Besonders hoch ist die Arbeitslosigkeit in Mönchengladbach und der Städteregion Aachen mit 9,6 % bzw. 6,9 %. Im Juni 2018 gab es im Revier 78.900 Arbeitslose, rund 15.600 weniger als im selben Monat des Jahres 2010. Dies entspricht einem Rückgang der Arbeitslosenzahlen um 16,5 % in diesem Zeitraum. Deutschlandweit ging die Arbeitslosigkeit um knapp 28 % zurück. Der Rückgang der Arbeitslosigkeit verläuft im Revier damit langsamer als im Bundestrend.[88] Auch das verfügbare Einkommen liegt mit etwa 21.310 Euro je Einwohner im Rheinischen Revier unterhalb des bundesweiten Durchschnitts von 21.920 Euro.

Das Rheinische Revier folgt dem bundesweiten Trend, indem die Bedeutung von Dienstleistungen stetig zunimmt. So ist der Industrieanteil an der Erwerbstätigkeit zwischen 2010 und 2016 zurückgegangen und lag im Jahr 2016 mit 21,6 % unterhalb des bundesdeutschen Durchschnitts von 24,2 %. Auf der anderen Seite entstehen in den Branchen des Dienstleistungssektors überdurchschnittlich viele neue Arbeitsplätze. Seit 2010 ist die Erwerbstätigkeit in diesem Sektor im Rheinischen Revier um 8,7 % gestiegen, während der bundesweite Zuwachs lediglich bei 7,1 % lag.[89] Sollte sich diese Entwicklung fortsetzen, könnten bestimmte Dienstleistungsbranchen – bei entsprechender Qualifizierung – voraussichtlich einen Teil der in der Braunkohlenwirtschaft freigesetzten Arbeitskräfte aufnehmen bzw. eine Perspektive für neu in den Arbeitsmarkt eintretende Personen bieten. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die Arbeitsplätze in der Braunkohlenwirtschaft im Durchschnitt mit hohen Einkommen verbunden sind. Bei Verlagerungen von Arbeitsplätzen in den Dienstleistungssektor, die im Durchschnitt schlechter bezahlt sind, ist daher mit regionalwirtschaftlichen Einkommenseinbußen zu rechnen. Damit würde die Einkommenslücke der Einwohner im Rheinischen Reviers gegenüber dem Bundesdurchschnitt weiter zunehmen.

5.1 Regionalwirtschaftliche Bedeutung der Braunkohlenwirtschaft

Mit Hilfe einer für Nordrhein-Westfalen regionalisierten Input-Output-Analyse[90] kann die Bedeutung der Braunkohlenwirtschaft für Produktion, Wertschöpfung und Beschäftigung im Bundesland quantifiziert werden. Diese Wirkungen stellen

87 Vgl. Statistisches Landesamt Nordrhein-Westfalen 2019.

88 Vgl. Statistik der Bundesagentur für Arbeit 2019.

89 Vgl. Statistische Ämter der Länder 2019.

90 Die regionale Betrachtung erfolgt analog zur gesamtwirtschaftlichen Analyse auf Basis der aktuellen Input-Output-Tabelle für das Jahr 2015. Hierbei wird die bundesdeutsche Input-Output-Tabelle (vgl. Statistisches Bundesamt 2019) mit der FLQ-Methode für das Bundesland Nordrhein-Westfalen regionalisiert. Zur Methodik vgl. Kowalewski (2013) sowie Flegg, Thomo (2011).

einen Teileffekt der bundesweiten Auswirkungen der Braunkohle dar, die in **Kapitel 4** betrachtet werden.

5.1.1 Aggregierte Effekte

Durch die Braunkohlenförderung, -verstromung und -veredlung entstehen im System Braunkohle unmittelbar Produktion, Wertschöpfung und Beschäftigung. Gegenwärtig wird im System Braunkohle im Rheinischen Revier eine Produktion von durchschnittlich 3,4 Mrd. Euro pro Jahr erwirtschaftet, die mit einer Wertschöpfung von ca. 1 Mrd. Euro einhergeht und ca. 10.000 Arbeitsplätze sichert (vgl. **Tabelle 9**). Dies entspricht den im vorhergehenden Abschnitt 4 errechneten Initialeffekten.

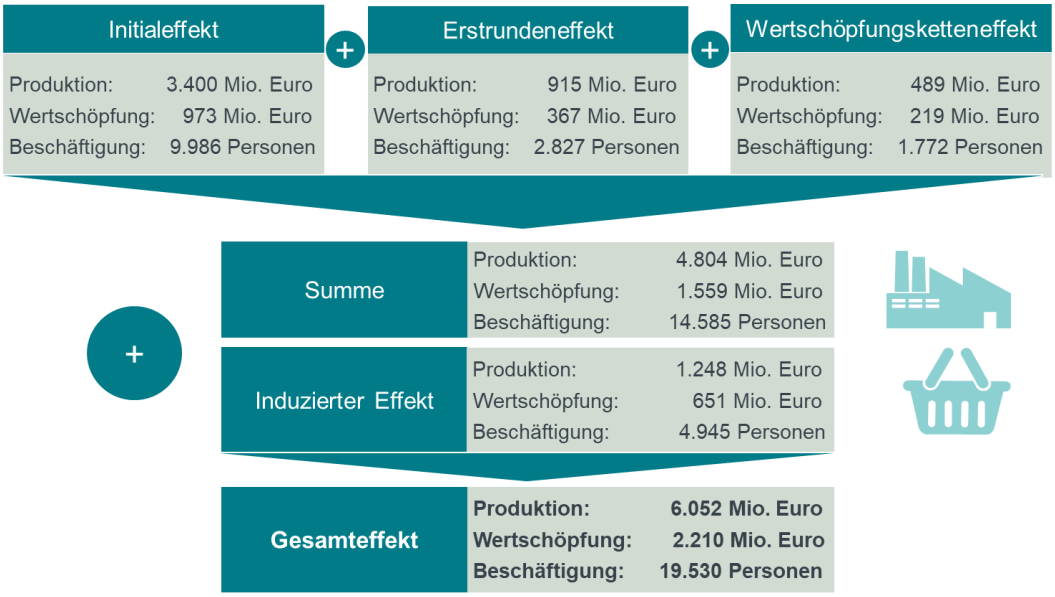
Tabelle 9 Initialeffekt der Braunkohlenwirtschaft im Rheinischen Revier

	Produktion Mio. Euro	Wertschöpfung Mio. Euro	Beschäftigung
2018	3.400	973	9.986
2023	2.382	675	6.520
2025	2.347	664	6.417
2030	1.796	495	4.798
2035	1.625	442	4.297
2038	1.558	422	4.101

Quellen: Statistik der Kohlenwirtschaft (2019), ETR

Basierend auf den Ausstiegspfaden hat die Braunkohlenwirtschaft in jedem spezifischen Jahr bis 2038 eine unterschiedliche Bedeutung für Produktion, Wertschöpfung und Beschäftigung im Rheinischen Revier. Dies sind die Initialeffekte der regionalwirtschaftlichen Wirkungen innerhalb Nordrhein-Westfalens (vgl. **Tabelle 9**).

Abbildung 32 Regionalwirtschaftliche Bedeutung der Braunkohlenwirtschaft in Nordrhein-Westfalen im Jahr 2018 (Förderung, Verstromung, Veredlung)



Quelle: ETR

Von der unmittelbaren Produktion im System Braunkohle des Rheinischen Reviers sind auch die Zulieferer der Unternehmen der Braunkohlenwirtschaft betroffen, da ein Teil der Nachfrage nach ihren Produkten und Dienstleistungen vom System Braunkohle ausgeht. Dieser Erstrundeneffekt umfasst innerhalb Nordrhein-Westfalens eine Produktion von 915 Mio. Euro, womit eine Bruttowertschöpfung von 367 Mio. Euro und eine Beschäftigung in Höhe von 2.827 Arbeitskräften in Zusammenhang steht.

Im nächsten Schritt fragen auch die unmittelbaren Zulieferer der Braunkohlenwirtschaft Vorleistungen bei den ihnen vorgelagerten Unternehmen nach, was wiederum eine Vorleistungsnachfrage jener Unternehmen bedingt. Die über die gesamte vorgelagerte regionale Wertschöpfungskette summierten Produktionswirkungen belaufen sich innerhalb des Bundeslandes auf 489 Mio. Euro, wodurch eine Wertschöpfung von 219 Mio. Euro und eine Beschäftigung von 1.772 Personen gesichert werden. Fasst man den Initial-, Erstrunden- und Wertschöpfungsketteneffekt zusammen, so entsteht durch das System Braunkohle innerhalb Nordrhein-Westfalens eine Produktion in Höhe von 4,8 Mrd. Euro, die mit einer Bruttowertschöpfung von ca. 1,6 Mrd. Euro und einer Beschäftigung von 14.585 Personen einhergeht (vgl. **Abbildung 32**).

Auf Basis der Beschäftigung entstehen Einkommen, die zum Teil für Konsum verwendet werden. Hierdurch ergibt sich eine Nachfrage nach Konsumgütern, die wiederum Produktionswirkungen in anderen Wirtschaftsbereichen auslöst. Insgesamt ergeben sich durch die Braunkohlenwirtschaft induzierte Produktionseffekte in Höhe von ca. 1,25 Mrd. Euro im Jahr 2018 innerhalb Nordrhein-Westfalens, womit eine Wertschöpfung von 651 Mio. Euro und 4.945 Arbeitsplätze in Zusammenhang stehen.

Zusammengefasst über sämtliche Runden und Effekte sichert das System Braunkohle somit eine regionalwirtschaftliche Produktion von 6,1 Mrd. Euro pro

Jahr in Nordrhein-Westfalen. Infolgedessen ergibt sich eine Wertschöpfung in Höhe von 2,2 Mrd. Euro, die mit 19.530 Arbeitsplätzen im Bundesland verbunden ist (vgl. **Abbildung 32**).

Abbildung 33 Multiplikatorwirkungen[91] der Braunkohlenwirtschaft (Förderung, Verstromung, Veredlung) im Rheinischen Revier auf Nordrhein-Westfalen im Jahr 2018

Quelle: ETR

Bezieht man den gesamten regionalwirtschaftlichen Effekt auf den auslösenden Effekt (Initialeffekt), so ergibt sich ein Multiplikator, der das Ausmaß der regionalwirtschaftlichen Wirkung innerhalb Nordrhein-Westfalens quantifiziert. Die Berechnungen ergeben einen Multiplikator des Produktionswertes von 1,8, der Bruttowertschöpfung von 2,3 und der Beschäftigung von 2,0. Dies bedeutet, dass eine durch die Braunkohlenwirtschaft im Rheinischen Revier initial erzeugte Produktion sich entlang der Wertschöpfungsketten innerhalb des Bundeslandes um 80 % erhöht. Die durch die Braunkohlenwirtschaft unmittelbar entstehende Wertschöpfung erhöht sich im Bundesland sogar um 130 %. Der Multiplikator bezüglich der Beschäftigung ist derart zu interpretieren, dass, wenn im System Braunkohle im Rheinischen Revier ein Beschäftigter eingestellt wird, es entlang der regionalen Wertschöpfungskette infolge der gestiegenen Gesamtproduktion zur Einstellung von fast einem weiteren Beschäftigten kommt (vgl. **Abbildung 33**).

Diese dargestellten Multiplikatoren sind für das Jahr 2018 berechnet. Die Zusammensetzung des Initialeffektes variiert jedoch über die Jahre, da beispielsweise die Fördermengen für die Veredlung ab dem Stichjahr 2023 von gegenwärtig 11,6 Mio. Tonnen auf dann 9 Mio. Tonnen zurückgehen und anschließend bis 2038 auf diesem Niveau verbleiben. Danach endet mit der Einstellung der Braunkohlenförderung auch die Veredlung. Die Struktur der

[91] Die hier dargestellten Multiplikatoren sind nicht mit den revierinternen Multiplikatoren bei der „Folgenabschätzung des CO_2-Sektorziels für die Energiewirtschaft im Klimaschutzplan 2050“ vergleichbar, da sich diese nicht – wie in der hier vorliegenden Untersuchung – auf das gesamte Bundesland Nordrhein-Westfalen beziehen, sondern nur auf das Rheinische Revier beziehen.

initialen Wirkungen und damit die Multiplikatoren fallen daher ab 2023 anders aus als zum Beispiel im Jahr 2018. In **Tabelle 10** sind die regionalwirtschaftlichen Gesamteffekte für Nordrhein-Westfalen in verschiedenen Jahren dargestellt. Angegeben ist die regionalwirtschaftliche Bedeutung der Braunkohlenwirtschaft für Produktion, Wertschöpfung und Beschäftigung im jeweiligen Jahr.[92] Durch Division der Gesamteffekte durch die zugehörigen Initialeffekte ergeben sich die jahresspezifischen Multiplikatoren.

Tabelle 10 Regionalwirtschaftlicher Gesamteffekt der Braunkohlenwirtschaft im Rheinischen Revier auf Nordrhein-Westfalen

	Produktion Mio. Euro	Wertschöpfung Mio. Euro	Beschäftigung
2018	6.052	2.210	19.530
2023	4.227	1.535	12.793
2025	4.163	1.510	12.590
2030	3.148	1.123	9.421
2035	2.834	1.003	8.440
2038	2.710	956	8.049

Quellen: Statistik der Kohlenwirtschaft 2019; ETR

Mit Beendigung der Verstromung endet im Modell auch die Beschäftigung. Auf eine Abbildung des erforderlichen Nachlaufbetriebs in den Tagebauen, für die noch andauernden Restarbeiten wie beispielsweise Rückbau der Anlagen, abschließende Rekultivierung sowie die Begleitung und Sicherstellung der Flutung der Tagebauseen wurde verzichtet. Die Beschäftigung wird nach Ende der Verstromung auf rd. 1.000 Mitarbeiter absinken und nach einer Übergangszeit etwa bei rd. 300-500 Mitarbeitern verharren.

5.1.2 Sektorale und regionale Effekte

Sektorale Effekte

Die im letzten Abschnitt dargestellten regionalwirtschaftlichen Produktionseffekte über die Vorleistungsketten verteilen sich sehr unterschiedlich auf die einzelnen Wirtschaftsbereiche.

[92] Es ist zu beachten, dass die jahresspezifischen Effekte von Produktion und Wertschöpfung als Stromgrößen über die Jahre zu einem Gesamteffekt aufaddiert werden können. Die Beschäftigungswirkungen sind über die Jahre hingegen nicht additiv, da sie Bestandsgrößen darstellen.

Tabelle 11 Sektorale Verteilung der Gesamteffekte im Jahr 2018

zeigt die Verteilung des regionalwirtschaftlichen Gesamteffektes im Jahr 2018 auf die Wirtschaftssektoren.

Da die Initialeffekte und auch ein Großteil der Erstrundeneffekte im Produzierenden Gewerbe anfallen, ist insbesondere dieser Sektor stark von der Braunkohlenwirtschaft abhängig.

Tabelle 11 Sektorale Verteilung der Gesamteffekte im Jahr 2018

Sektor	Produktionswert (Mio. Euro)	Bruttowertschöpfung (Mio. Euro)	Beschäftigung
Land- und Forstwirtschaft, Fischerei	15	5	46
Produzierendes Gewerbe	4.592	1.355	13.055
Darunter			
Verarbeitendes Gewerbe	871	184	1.524
Baugewerbe	94	44	446
Dienstleistungsbereiche	1.445	850	6.429
Darunter			
Handel, Verkehr und weitere	572	292	2.996
Finanz- und Unternehmensdienstl.	630	393	2.005
Öffentliche und private Dienstl.	242	165	1.428
Insgesamt	6.052	2.210	19.530

Quelle: ETR

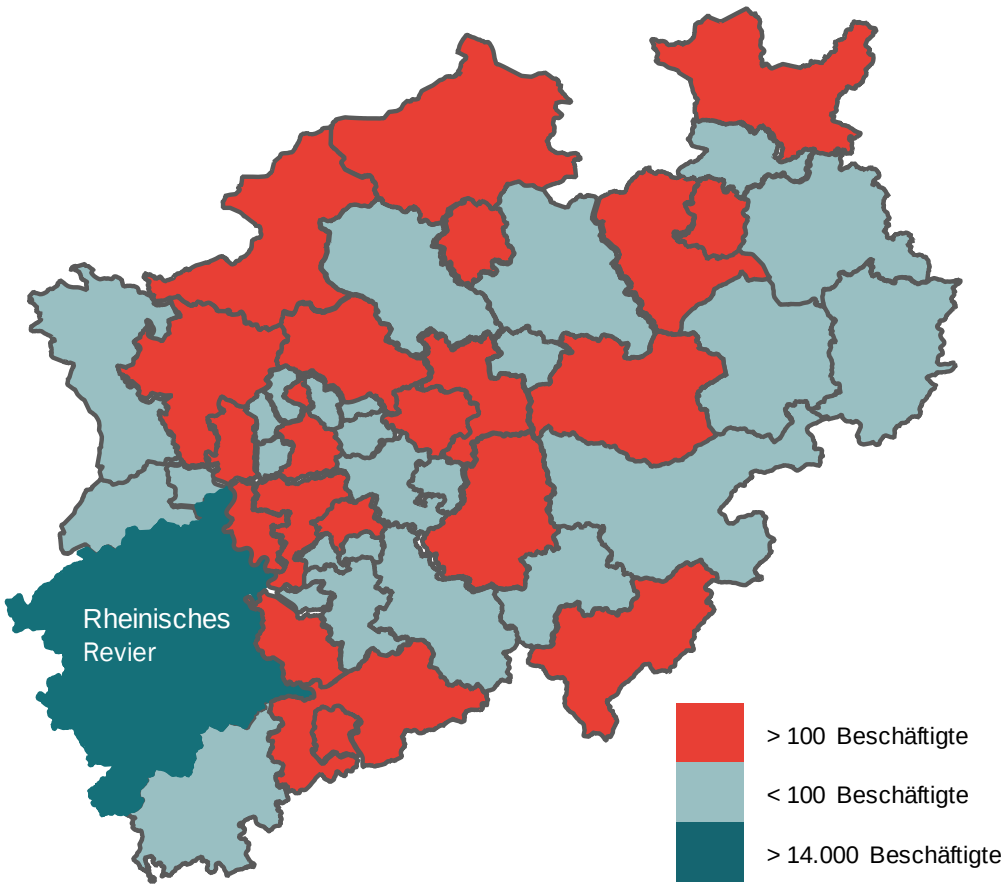
Es zeigt sich, dass 75,9 % der Produktionseffekte in Nordrhein-Westfalen im Jahr 2018 im Produzierenden Gewerbe anfallen, während 23,9 % auf den Dienstleistungssektor entfallen. Die Auswirkungen auf die Landwirtschaft sind mit einem Anteil von 0,2 % der Gesamtwirkungen hingegen sehr gering. Bei der Wertschöpfung und der Beschäftigung ist der Industrieanteil am Gesamteffekt im Vergleich zur Produktion hingegen etwas geringer und beträgt 61,3 % bzw. 66,8 %.

Regionale Effekte

In regionaler Betrachtung auf Kreisebene profitiert das Rheinische Revier am stärksten von der Braunkohlenwirtschaft, da der gesamte Initialeffekt und in der Folge auch ein Großteil der induzierten Wirkungen hier anfallen. Insgesamt liegt der Anteil des Rheinischen Reviers an den Beschäftigungseffekten innerhalb Nordrhein-Westfalens im Jahr 2018 bei 72,2 %. Das bedeutet, dass fast drei Viertel der durch die Braunkohlenwirtschaft im Bundesland ausgelösten Beschäftigungswirkungen im Rheinischen Revier anfallen. In Abhängigkeit von ihrer jeweiligen Wirtschaftsstruktur sind über die regionalen Wertschöpfungsketten jedoch auch die nordrhein-westfälischen Landkreise und kreisfreien Städte außerhalb des Rheinischen Reviers von der Braunkohlenförderung, -verstromung und -veredlung betroffen. **Abbildung 34**

zeigt die hiermit verbundene Bedeutung für die Beschäftigung in den Landkreisen und kreisfreien Städten des Bundeslandes im Jahr 2018.

Abbildung 34 Von der Braunkohlenwirtschaft abhängige Beschäftigung in den kreisfreien Städten und Landkreisen Nordrhein-Westfalens im Jahr 2018



Quelle: ETR

5.2 Fazit zu den regionalen Effekten

Die Braunkohlenwirtschaft hat insbesondere innerhalb des Rheinischen Reviers eine überragende Bedeutung für Produktion, Wertschöpfung und Beschäftigung. Entlang der regionalwirtschaftlichen Wertschöpfungsketten breiten sich die Auswirkungen des Systems Braunkohle ausgehend vom Revier allerdings auch in die anderen Teile Nordrhein-Westfalens aus.

In Abhängigkeit von den Ausstiegspfaden für Förderung, Veredlung und Verstromung ergeben sich in den kommenden Jahren unterschiedliche regionalwirtschaftliche Bedeutungen der Braunkohlenwirtschaft. Im Jahr 2018 sichert das System Braunkohle innerhalb Nordrhein-Westfalens eine Produktion in Höhe von etwa 6,1 Mrd. Euro, die mit einer Wertschöpfung von mehr als 2,2 Mrd. Euro verbunden ist. Mit dieser Wertschöpfung gehen wiederum über 19.500 Arbeitsplätze einher.

In sektoraler Betrachtung fällt die Mehrheit der Wirkungen innerhalb des produzierenden Gewerbes an, weil die Braunkohlenwirtschaft hier verortet ist. 66,8 % der Beschäftigungseffekte fallen auf die Industrie zurück.

In regionaler Abgrenzung innerhalb des Bundeslandes profitieren insbesondere die Kreise des Rheinischen Reviers in erheblichem Maße von der Braunkohlenwirtschaft , weil sich hier die initialen Wirkungen vollständig und die induzierten Effekte zu einem relativ großen Teil manifestieren. Aus Beschäftigungsperspektive treten fast drei Viertel der bundeslandweiten Effekte innerhalb des Rheinischen Reviers auf.

LITERATURVERZEICHNIS

- AG Energiebilanzen e.V. (2018): Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern.
- AG Energiebilanzen e.V. (2019), Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2018: https://ag-energiebilanzen.de/28-0-Zusatzinformationen.html, Zugriff 13.08.2019.
- Agora Energiewende und Aurora Energy Research (2019): Die Kohlekommission. Ihre Empfehlungen und deren Auswirkungen auf den deutschen Stromsektor bis 2030.
- BMWi (2019a): Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, Abschlussbericht.
- BMWi (2019b): Monitoringbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 i.V.m. § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität Stand: Juni 2019;
- COM (2011) 112: A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050 (08 March 2011).
- ETR (2019): Fortschreibung des Bruttoproduktionswerts der Braunkohlenwirtschaft im Rheinischen auf Basis interner Unternehmensangaben der RWE.
- European Commission (2016): EU Reference Scenario 2016.
- European Environment Agency, EU Emissions Trading System (ETS) data viewer.
- Europäische Kommission (2018): Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Europäischen Rat, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss, den Ausschuss der Regionen und die Europäische Investitionsbank Ein sauberer Planet für alle. Eine Europäische strategische, langfristige Vision für eine wohlhabende, moderne, wettbewerbsfähige und klimaneutrale Wirtschaft (COM(2018) 773 final).
- Europäischer Rat (2014): Schlussfolgerungen des Europäischen Rates vom 23./24. Oktober 2014 (EUCO 169/14).
- Europäische Union (2009): Entscheidung Nr. 406/2009/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.April 2009 über die Anstrengungen der Mitgliedstaaten zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen mit Blick auf die Erfüllung der Verpflichtungen der Gemeinschaft zur Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020.
- Flegg, A. T.; Tohmo, T. (2011): Regional Input-Output Tables and the FLQ Formula: A Case Study of Finland, Regional Studies.
- Fraunhofer (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr.
- Fraunhofer ISE (2019): Energy Charts.
- Frontier Economics; Economic Trends Research; Georg Consulting; Visionometrics (2018): Folgenabschätzung des CO2-Sektorziels für die Energiewirtschaft im Klimaschutzplan 2050. Eine Studie im Auftrag der RWE AG.

- IEA (2018): World Energy Outlook 2018.
- IW (2018): Folgenabschätzung Klimaschutzplan und Strukturwandel in den Braunkohleregionen.
- Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (2019a): Energieatlas NRW, https://www.energieatlas.nrw.de/site/werkzeuge/planungsrechner, Zugriff am 15.09.2019.
- Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (2019b): LANUV-Fachbericht 95: Treibhausgas-Emissionsinventar, Nordrhein-Westfalen 2017.
- Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen (2016): Klima-Fortschrittsbericht Nordrhein-Westfalen.
- Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019): https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019, Zugriff 30.06.2019.
- Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 19. Legislaturperiode (2018): Ein neuer Aufbruch für Europa; Eine neue Dynamik für Deutschland; Ein neuer Zusammenhalt für unser Land.
- Kowalewski, J. (2013): Regionalization of National Input-Output-Tables: Empirical Evidence on the Use of the FLQ Formula, Regional Studies.
- Miller, Ronald E.; Blair, Peter D. (2009): Input–Output Analysis. Foundations and Extensions. 2. Aufl. Cambridge: Cambridge University Press.
- Prognos (2011): Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland.
- RWE (2017): Interne Unternehmensangaben.
- RWE (2019): Geschäftsbericht 2018.
- RWI (2017): Erarbeitung aktueller vergleichender Strukturdaten für die deutschen Braunkohleregionen.
- Statistik der Bundesagentur für Arbeit (2019): Bestand an Arbeitslosen im Juni 2010 und 2018, Nürnberg.
- Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. (2019a): Beschäftigte im Braunkohlenbergbau. Stand: 07/19, Essen und Bergheim.
- Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. (2019b): Verwendung der Braunkohlenförderung nach Revieren, Köln.
- Statistische Ämter der Länder (2019): Bruttoinlandsprodukt, Bruttowertschöpfung und Einkommen der privaten Haushalte in den kreisfreien Städten und Landkreisen der Bundesrepublik Deutschland, Stuttgart.
- Statistisches Bundesamt (2019): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Input-Output-Rechnung. Fachserie 18 Reihe 2. 2015 (Revision 2014, Stand: August 2018).
- Statistisches Bundesamt (2010): Input-Output-Rechnung im Überblick. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.

- Statistisches Landesamt Nordrhein-Westfalen (2019): Vorausberechnung der Bevölkerung in den kreisfreien Städten und Kreisen Nordrhein-Westfalens 2018 bis 2040/2060, Düsseldorf.
- TYNDP (2016): ENTSO-E Ten-Year-Network-Development Plan, https://www.entsoe.eu/publications/tyndp/tyndp-2016/, Zugriff am 25.05.2019
- TYNDP (2018): ENTSO-E Ten-Year-Network-Development Plan, https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/, Zugriff am 25.05.2019.
- Umweltbundesamt (2016): Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland.
- Umweltbundesamt (2017): Daten und Fakten zu Braun- und Steinkohlen, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/171207_uba_hg_braunsteinkohle_bf.pdf, Zugriff am 12.11.2019
- Umweltbundesamt (2019): Klimaschutzziele Deutschlands, https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/klimaschutzziele-deutschlands, Zugriff am 30.05.2019.
- Vereinte Nationen (2015): UN Treaty Collection, Vol II, Chapter 27 ; 7d Paris Agreement.

ANHANG A STROMMARKTMODELLIERUNG

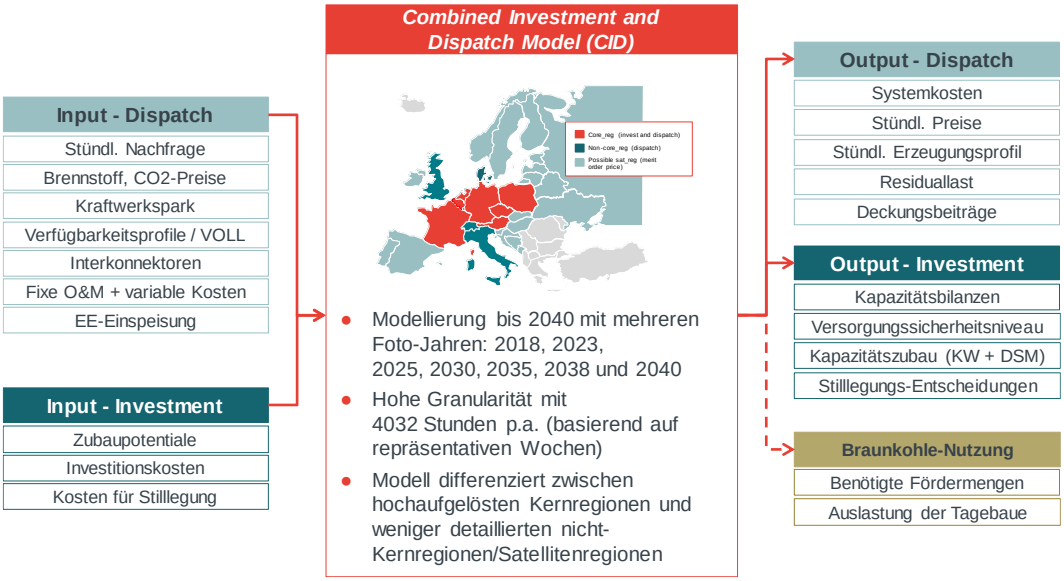
A.1 Modellbeschreibung

A.1.1 Modelleigenschaften

Unser europäisches Strommarktmodell, das wir zur Beantwortung der hier aufgeworfenen Fragen anwenden, kann wie folgt beschrieben werden:

- **Zielfunktion** – Als Zielfunktion ist die „Minimierung der Gesamtkosten der Stromerzeugung in Europa (Barwert heute)“ formuliert. Als wichtigste Nebenbedingungen der Optimierung enthalten sind u.a.
  - die Deckung der stündlichen Energiebilanz in jeder Region (mit der Möglichkeit zu Versorgungseinschränkung);
  - die Übertragungsnetzkapazitäten zwischen den Regionen; und
  - die technischen und ökonomischen Randbedingungen der Kraftwerke, Speicher, Erneuerbare Energien und Demand Side Management (DSM).
- **Integriertes Investitions- und Dispatchmodell** – Das Modell ist ein integriertes Investitions- und Kraftwerkseinsatzmodell. Somit ist der Optimierungszeitraum an der Lebensdauer von Kraftwerken orientiert (Modell optimiert unter Verwendung von Stichjahren bis zum Jahr 2040), die zeitliche Auflösung beträgt 4032 Stunden pro Stichjahr. In dieser Stufe werden auf Basis aggregierter Kraftwerksblöcke Zubauten und Rückbauten im Europäischen Kraftwerkspark, auch unter Berücksichtigung von Kapazitätsmärkten, modelliert. Zudem ist das Modell geeignet, Knappheitsrenten auf Erzeugungsseite für jene Modellperioden (Stichjahre) zu bestimmen, in denen das Kapazitätsangebot in Stunden mit hoher Residualnachfrage knapp ist. Diese Information wird bei der Bestimmung der stündlichen Strompreise modellendogen berücksichtigt.
- Das Modell ist als **lineares Optimierungsproblem in GAMS** formuliert. Inputs und Outputs werden über Microsoft Access und Excel eingelesen. Das Optimierungsproblem wird mit Hilfe des kommerziellen Solvers CPLEX gelöst.
- **Modellergebnisse** sind zum Beispiel stündliche Strompreise auf Basis kurzfristiger Grenzkosten für 4032 Stunden pro Stichjahr. Daneben können unter anderem die detaillierten Fahrweisen der Kraftwerke, Abrufe von Lastflexibilität, Stromaustäusche zwischen Modellregionen und weitere Ergebnisse aus dem Modell generiert werden. Diese Informationen dienen im vorliegenden Projekt der Plausibilisierung und Erklärung der Strompreiskurven. Zudem generieren wir in diesem Arbeitsschritt durch Interpolation die Strompreise (mit entsprechender Strompreisvolatilität) für die Jahre, die keine Stichjahre darstellen („Zwischenjahre“).

Abbildung 35 Übersicht über Modelllogik und Ableitung der Strompreise



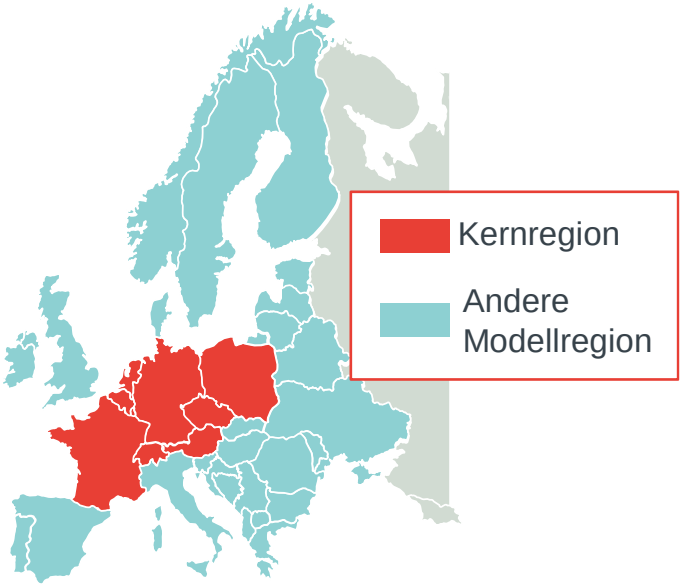
Quelle: Frontier Economics

A.1.2 Regionale Abdeckung

Unser Modell umfasst Deutschland und alle Nachbarländer (sowie weitere Regionen in Europa). Kernmodellregion sind Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Österreich, Polen und Tschechien. Weitere Regionen (wie zum Beispiel Großbritannien) werden wahlweise mit aggregierter Angebots- und Nachfragefunktion oder mit exogen vorgegebenem Strompreis modelliert (siehe **Abbildung 36**):

- **Kernregionen (rot gekennzeichnet)** – Hochgranularer Kraftwerkspark, optimierter Kraftwerkseinsatz und optimierte Investitions- und Stilllegungsentscheidungen.
- **Umliegende Modellregionen (blau gekennzeichnet)** – Geringere Granularität des Kraftwerksparks, exogene Kapazitätsentwicklung und optimierter Kraftwerkseinsatz oder exogene stündliche Strompreise und Netzkapazitäten zum Stromaustausch mit Modellregionen.

Abbildung 36 Modellregionen im Investitions- und Dispatchmodell



Quelle: Frontier Economics

A.2 Szenariorahmen für die Strommarktanalyse

Der Szenariorahmen dieser Studie umfasst den Ausstieg aus der Kohleverstromung gemäß KWSB als Referenzfall sowie zwei weitere Sensitivitäten:

- **Referenzfall – Ausstiegsszenario nach KWSB:** Wir definieren einen Referenzfall für die zukünftige Entwicklung des Strommarktes. Dieser Referenzfall stellt ein „Best-View Szenario“ dar, basierend auf den aktuellen Erwartungen in Bezug auf Preisentwicklungen der Brennstoffe und CO_2-Zertifikate und in Bezug auf Energie- und Klimapolitik.
- **Alternative Umwelt- bzw. Rahmenbedingungen:** Diese Szenarien prüfen die stromwirtschaftliche Bedeutung der Braunkohlenverstromung unter alternativen Umweltbedingungen und testen somit die Robustheit der Analyse.
  - **Sensitivität „Hoher CO_2-Preis“:** Es ist nicht auszuschließen, dass sich die Ziele im EU ETS bis 2030 und darüber hinaus verschärfen und damit der CO_2-Preis stärker steigt als im Referenzfall angenommen. Dies könnte zum Beispiel der Fall sein, wenn sich EU-Mitgliedstaaten entschließen, CO_2-Zertifikate aus dem Markt zu nehmen, wie es die jüngste Novellierung der Handelsregeln erlaubt. In dieser Sensitivität unterstellen wir einen Anstieg des CO_2-Preises auf 59 €/tCO_2 in 2040.[93]
  - **Sensitivität „Höhere EE-Quote“**: Im Referenzfall nehmen wir bereits einen Ausbau der EE-Erzeugung auf 65 % im Jahr 2030 an. Ein noch weitergehender Ausbau ist nicht auszuschließen. In dieser Sensitivität analysieren wir einen stärkeren Ausbau der Erneuerbaren Energien auf eine EE-Quote von 70 % im Jahr 2030.

Zudem rechnen wir zur Analyse möglicher Strompreiseffekte eine hypothetische **Situation „ohne Braunkohlenverstromung“.** In dieser Rechnung nehmen wir hypothetisch an, dass ab dem Jahr 2025 keine Braunkohlenverstromung zur Verfügung stünde. Die Entwicklung der Steinkohlekapazitäten entspricht weiterhin dem Pfad der KWSB-Empfehlung.

[93] European Commission 2016. Preise real, 2017.

A.3 Marktumfeldannahmen der Strommarktmodellierung

Für ein konsistentes und umfassendes Markt- und Umfeldszenario, das vollständig definiert und in sich geschlossen ist, sind Annahmen zur zukünftigen Entwicklung bezüglich einer Reihe von Parametern zu treffen. Wir verfolgen in dieser Studie den Ansatz, dass

- die Annahmen möglichst aus **öffentlich zugänglichen und bekannten Quellen** stammen sollten;
- die Annahmen **neueste Entwicklungen widerspiegeln** sollten, wie zum Beispiel in Bezug auf Sektorkopplung, KWK-Zielen, EE-Ausbau oder Technologieentwicklungen; und
- in der Öffentlichkeit auf **größtmögliche Akzeptanz** stoßen sollen.

Wir bedienen uns hierzu

- Einschlägiger **verfügbarer Prognosen und Einschätzungen** anerkannter Quellen (IEA, EIA, EU Kommission, ENTSO-E etc.) wie zum Beispiel
  - Ten-Year-Network-Development Plan und Scenario Outlook and Adequacy Forecast des ENTSO-E; oder
  - International Energy Agency: World Energy Outlook;
- **Daten aus einschlägigen Datenbanken** (BNetzA-Kraftwerksliste, Platts-Datenbank für Kraftwerke, ENTSO-E Daten für Grenzübergangskapazitäten, nationale Statistiken etc.);
- **Gesetzestexten und politischen Programmen** (in Deutschland Ziele und Beschlüsse der Bundesregierung zur Energiewende, Energie- und Klimapakete der EU etc.).

Im Folgenden beschreiben wir den Ansatz und die Annahmen der Kernparameter

A.3.1 Brennstoffpreisentwicklung

Die Brennstoffpreise sind Teil der Kernannahmen und werden über die modellierten Szenarien hinweg nicht variiert. Zur Ableitung der Annahmen wenden wir die folgende Methode an:

- **Kurzfristig (bis 2022) Future-Preise:** Die Preise für Erdgas und Steinkohle in der Periode von 2020 bis 2022 basieren auf Futures für das jeweilige Jahr, die an der EEX gehandelt werden[94].
- **Mittelfristige Interpolierung auf IEA World Energy Outlook:** Die mittelfristigen Brennstoffpreise für Steinkohle und Gas für 2023 bis 2025 basieren auf einer Interpolation der Preise der Futures (bis 2022) und der

[94] Handelstag 21.05.2019, Deflationieren der Futures auf 2017er Preisniveau anhand der erwarteten Inflationsrate von 2% (CPI) für die Jahre 2018 – 2022 und der beobachteten Inflationsrate in der Eurozone von 1,5% im Jahr 2017.

Prognose des New Policies Szenarios des World Energy Outlook der IEA (2018).[95]

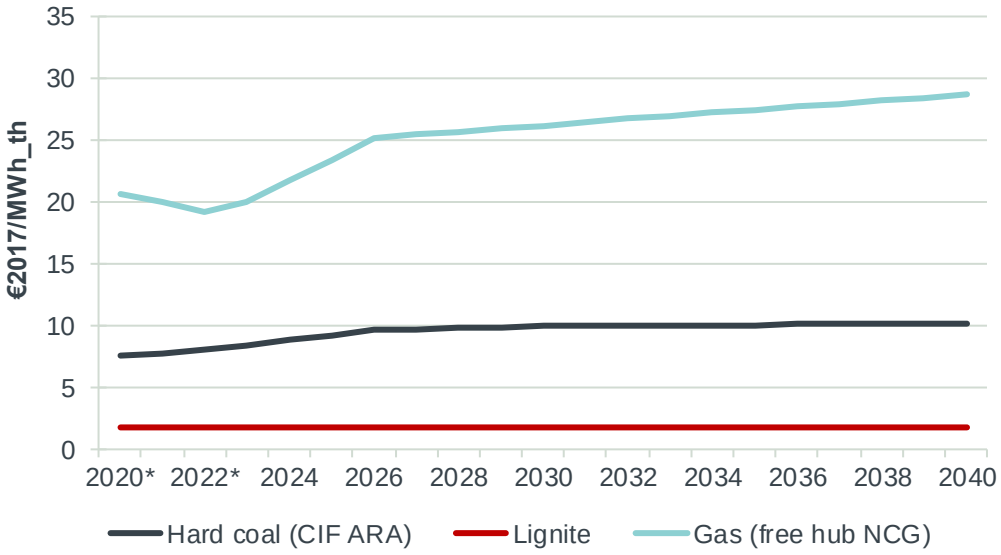
- **Langfristige Orientierung an WEO (New Policies Scenario):** Im weiteren Verlauf bis 2040 verwenden wir ebenfalls die Prognose des New Policies Szenarios des World Energy Outlook der IEA (2018) und interpolieren die Zwischenjahre.

Für die Energieträger Gas und Steinkohle ergeben sich die folgenden Preisannahmen:

- **Erdgas**: In der nahen Zukunft, basierend auf Preisen der gehandelten Futures, sinkt der Erdgaspreis leicht auf unter 20 €/MWh bis ins Jahr 2022. Mittel- und langfristig wird eine Erholung des Erdgaspreises auf 25 - 30 €/MWh erwartet.
- **Steinkohle:** Bei der Steinkohle erwarten wir eine Erholung der niedrigen Brennstoffpreise (2020: <8 €/MWh) auf mittel- und langfristig rund 10 €/MWh (vgl. **Abbildung 37**).

Die Brennstoffkosten für Braunkohle sind über den Modellierungszeitraum hinweg real konstant mit 1,70 €/MWh angenommen.

Abbildung 37 Brennstoffpreisentwicklung



Quelle: EEX NCG as published on Energate (gehandelt am gehandelt am 20.05.2019), IEA 2018.
Hinweis: Preise real, 2017.

A.3.2 CO_2-Preisentwicklung

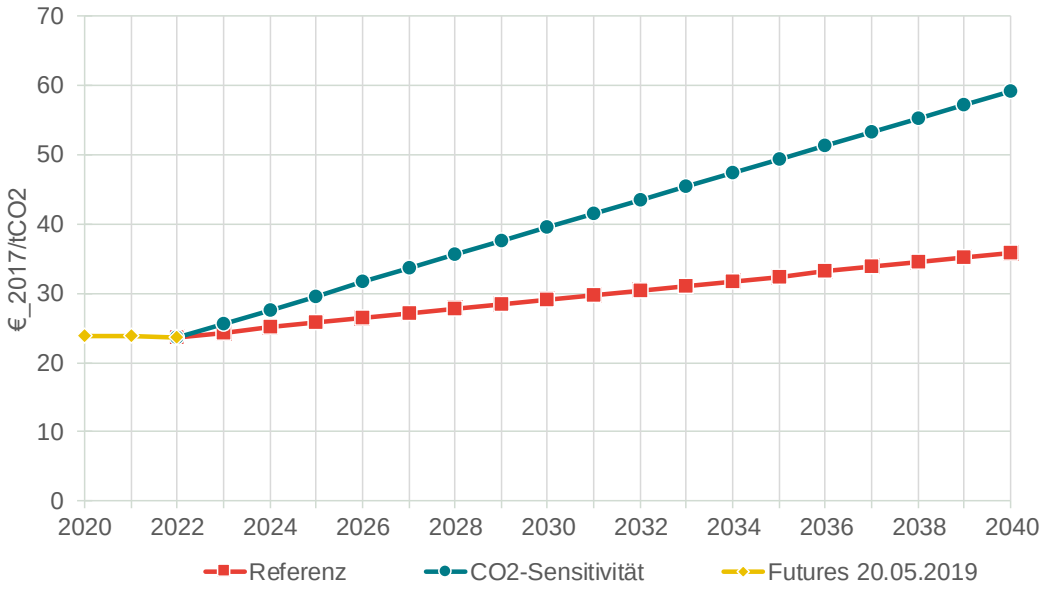
Die Annahmen zur Preisentwicklung der CO_2-Zertifikate des Europäischen Emissionshandelssystems (EU ETS) basieren bis einschließlich 2022 auf den an der EEX gehandelten Jahres-Futures.

[95] Die Umrechnung erfolgt anhand eines angenommenen Wechselkurses von 1,2 USD/EUR.

Sowohl im **Referenzfall** als auch in der **Sensitivität „Höhere EE-Quote“** interpolieren wir ab 2022 auf die Prognose des New Policies Szenarios des World Energy Outlook der IEA (2018), welche für das Jahr 2040 einen CO_2-Preis von rund 36 €/tCO_2 ausgibt.

In der **Sensitivität „Hoher CO_2-Preis“** interpolieren wir ab 2022 auf das EU Reference Scenario 2016, das für das Jahr 2050 einen CO_2-Preis von 79 €/tCO_2 prognostiziert.

Abbildung 38 CO2-Preisentwicklung



Quelle: EEX European Carbon Futures bereitgestellt von Energate (gehandelt am gehandelt am 20.05.2019), IEA (2018) World Energy Outlook, EU Reference Scenario 2016

Hinweis: Preise real, 2017.

A.3.3 Entwicklung der Stromnachfrage

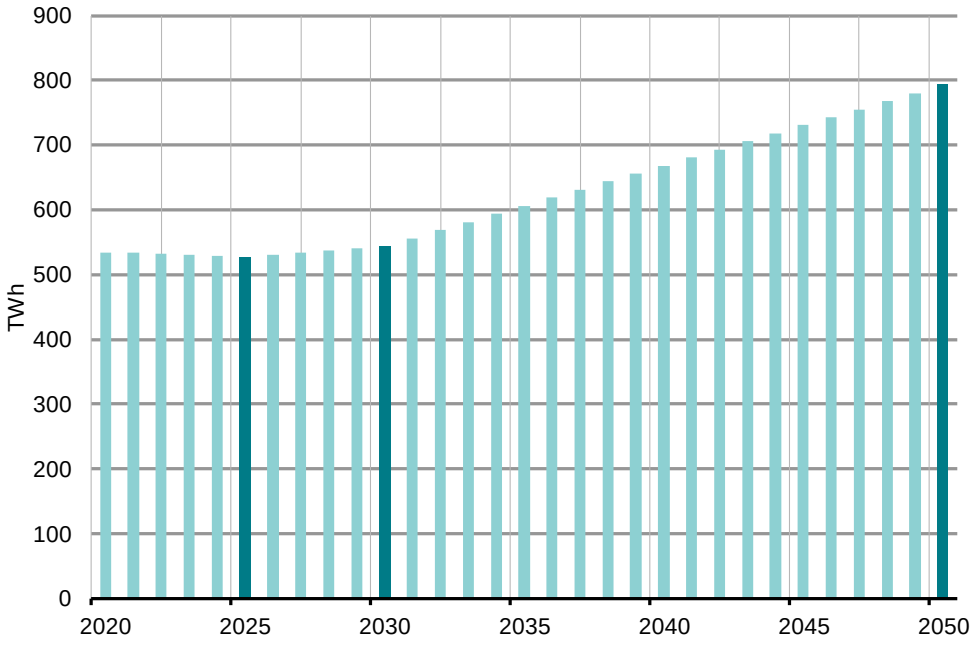
Die Entwicklung der Stromnachfrage bis 2040 basiert auf den Prognosen im „Netzentwicklungsplan Strom 2030“ (2019) und in der Studie „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“ des Fraunhofer Instituts (2015):

- **Kurzfristig wird ein leichter Rückgang der Stromnachfrage** von 539 TWh im Jahr 2017[96] auf 528 TWh im Jahr 2025, basierend auf Szenario B des Netzentwicklungsplans 2030, angenommen.
- **Mittelfristig steigt die Nachfrage moderat an** auf 544 TWh (ebenfalls basierend auf dem Szenario B des Netzentwicklungsplans 2030).
- **Langfristig wird ein deutlicher Anstieg** der Nachfrage durch zusätzliche Stromanwendungen aus der Sektorkopplung, vor allem in den Sektoren Wärme und Verkehr, angenommen. So steigt die Stromnachfrage bis 2050 auf 793 TWh. Die Zwischenjahre bis 2040 werden interpoliert.

[96] Quelle: ENTSO-E

Die Entwicklung der Stromnachfrage in den weiteren Ländern der Kernregion wird in **Abbildung 40** dargestellt. Auch in diesen Ländern wird mehrheitlich langfristig ein Anstieg des Strombedarfs erwartet.

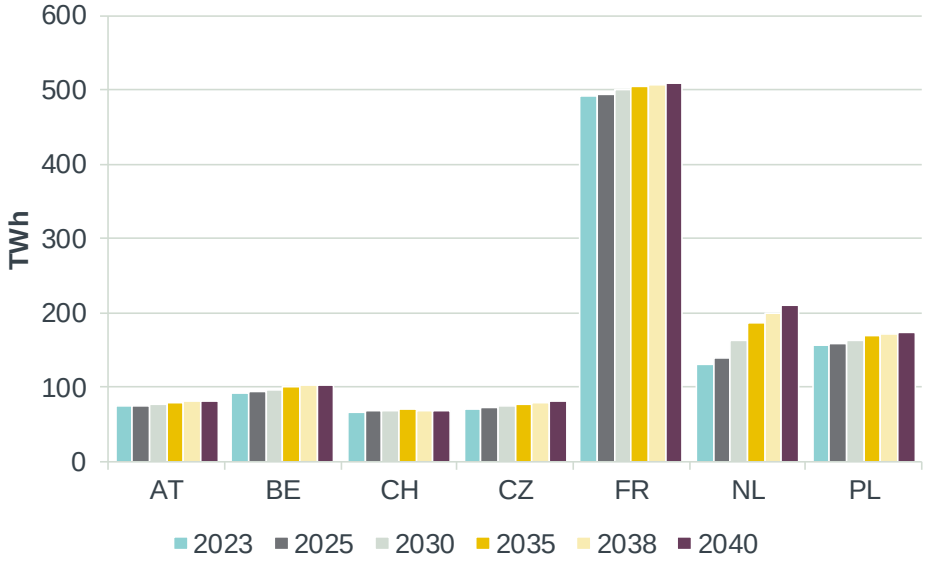
Abbildung 39 Stromnachfrage in Deutschland



Quelle: ENTSOA (2019), Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Sz. B). Fraunhofer (2015), Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr

Hinweis: Die Stromnachfrage für die Stichjahre 2025, 2030 und 2050 basiert auf dem NEP, Szenario B, und der Prognose des Fraunhofer Instituts "Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr". Die Zwischenjahre wurden interpoliert

Abbildung 40 Stromnachfrage in der Kernregion (exkl. DE)



Quelle: Frontier Economics

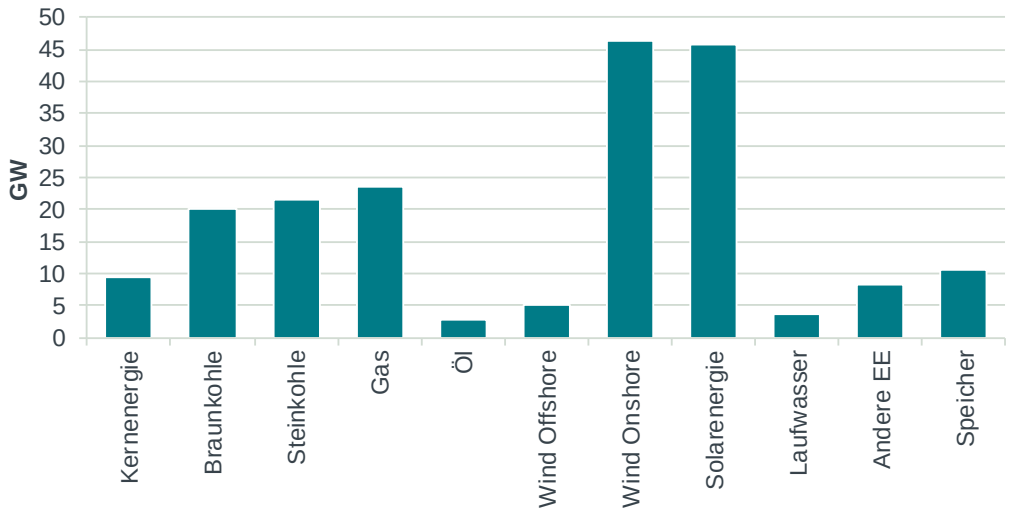
A.3.4 Entwicklung der Erzeugungskapazität

Konventionelle Kraftwerkskapazitäten

Der deutsche Kraftwerkspark wird im Strommarktmodell auf Ebene der einzelnen Kraftwerke abgebildet. Die Kapazitäten basieren auf der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. **Abbildung 41** stellt die Kapazitäten je Brennstoff für das Jahr 2018 dar. Die Kraftwerkskapazitäten der weiteren modellierten Länder basieren auf den Statistiken der ENTSO-E sowie der Platts Powervision Datenbank. Als integriertes Dispatch- und Investitionsmodell werden Investitions- und Stilllegungsentscheidungen im Modell endogen getroffen. Exogene Zubauten und Stilllegungen werden dabei vorgegeben. Zudem werden die Zielkorridore des EEG 2017 sowie der Kernenergieausstieg und der Kohleausstieg gemäß KWSB-Empfehlung berücksichtigt. Carbon Capture and Storage (CCS) politisch wird in Deutschland nicht als Zubauoption berücksichtigt.

Die Kraftwerkskapazitäten in allen Ländern der Kernregion im Jahr 2018 werden in **Tabelle 12** dargestellt.

Abbildung 41 Kraftwerkskapazitäten in Deutschland in 2018



Quelle: BNetzA-Kraftwerksliste

Tabelle 12 Kraftwerkskapazitäten in der Modellregion in GW (exkl. DE), 2018

	FR	NL	BE	GB	IT	AT	CH	DK	CZ	PL
Kernenergie	63,1	0,5	3,8	9,6	0,0	0,0	3,2	0,0	4,0	0,0
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,1	9,4
Steinkohle	4,7	6,3	0,5	19,2	5,2	1,2	0,0	1,3	1,9	19,1
Gas	6,4	10,1	5,9	31,4	41,6	2,8	0,1	2,3	1,5	1,3
Öl	6,8	0,7	0,8	1,0	6,6	0,4	0,0	0,7	0,0	0,3
Wind offshore	0,0	0,4	0,7	6,1	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0
Wind onshore	8,6	2,7	1,1	8,9	8,6	2,1	0,1	3,7	0,3	3,8
PV	5,2	1,6	2,9	4,8	18,2	0,7	0,5	0,6	2,1	0,0
ROR	10,3	0,0	0,1	1,1	10,4	5,6	3,8	0,0	0,2	1,0
KWK	0,0	6,9	0,0	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,2	0,0
Andere EE	1,1	0,8	0,5	3,8	3,1	0,7	0,0	1,5	0,3	0,4
Hydro	13,2	0,0	1,3	2,7	13,0	7,3	9,3	0,0	1,9	1,4

Quelle: Frontier Economics basierend auf Bundesnetzagentur, Platts Powervision, ENTSO-E.

Kapazitäten aus Erneuerbaren Energien

Der dem Modell vorgegebene Ausbau der Erneuerbaren Energien erfolgt anhand der Kapazitätsvorgaben des EEG 2017 und beinhaltet folgenden Zubau:

- **Wind onshore** – Jährlicher Zubau von 2,9 GW zwischen 2020 und 2025, danach 2,5 GW pro Jahr.
- **Wind offshore** – Ausbau auf 6,5 GW bis 2020 und 15 GW bis 2030, danach linearer Trend (1 GW pro Jahr).
- **Photovoltaik** (PV) – Zubau von 2,5 GW bis zum Erreichen des Deckels von 52 GW im Jahr 2020, danach reduzierter Zubau von 350 MW pro Jahr.
- **Biomasse** - Zubau von 200 MW pro Jahr ab 2020.

Wir unterstellen zudem, dass ein Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien von 65 % an der Nachfrage im Jahr 2030 erreicht wird. Dies erfolgt durch zusätzlichen modellendogenen Zubau an Erneuerbaren Anlagen.

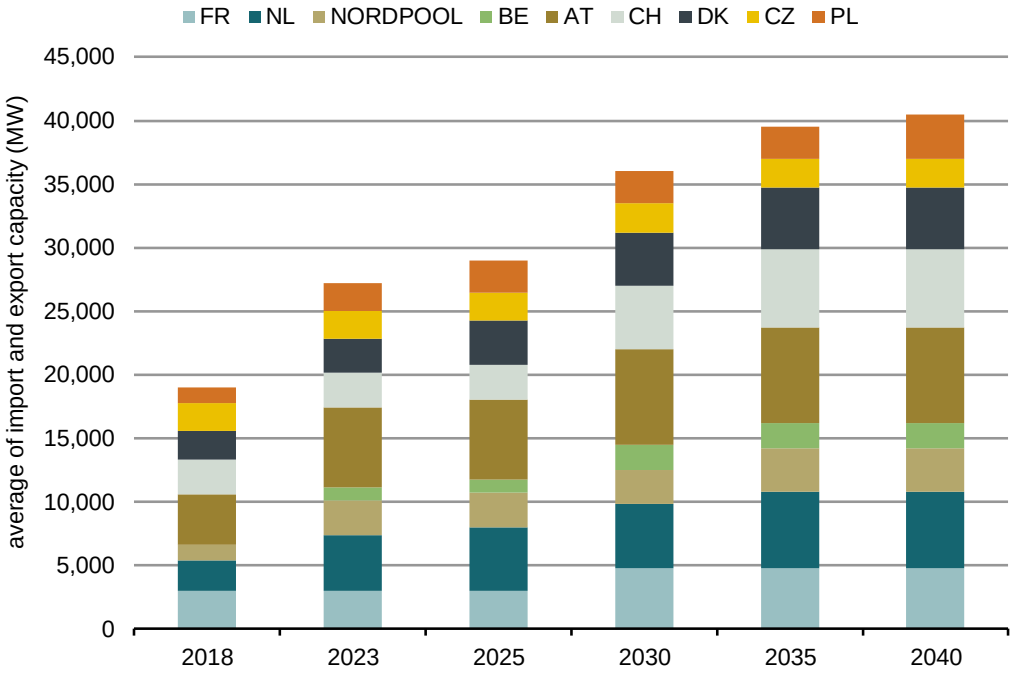
Zudem ist es möglich, dass das Modell aufgrund der Wirtschaftlichkeit von Anlagen Erneuerbare Energien modellendogen zubaut.

A.3.5 Entwicklung der Interkonnektorkapazität

Der angenommene Ausbau der Interkonnektorkapazitäten basiert auf dem ENTSO-E Ten-Year-Network-Development-Plan (TYNDP) der Jahre 2016 und 2018 und dem Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Bei Projekten, die sich gemäß des TYNDP in der „design&permitting“-Phase befinden, unterstellen wir aufgrund von Erfahrungswerten eine Projektverzögerung von 5 Jahren. Projekte mit dem Status „under consideration“ finden keine Berücksichtigung.

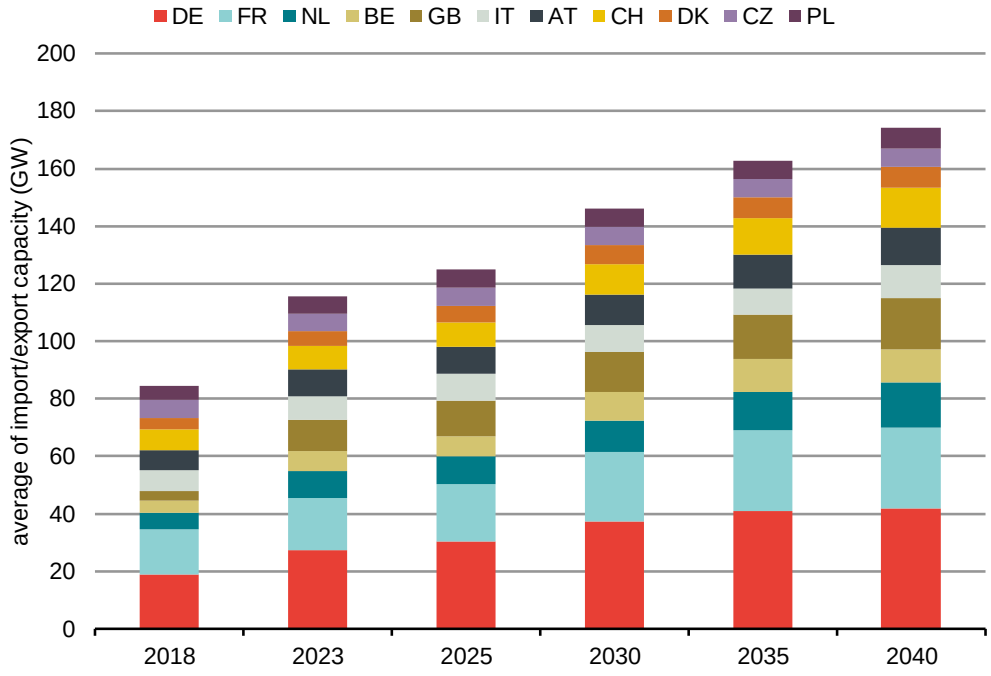
Insgesamt ist der damit angenommene Ausbau des deutschen und europäischen Übertragungsnetzes als hoch einzustufen. Zwischen Deutschland und seinen Anrainerstaaten kommt es bis zum Jahr 2040 nahezu zu einer Verdopplung der Übertragungskapazität, davon etwa 10 GW zwischen 2020 und 2030.

Abbildung 42 Deutsche Interkonnektorkapazität bis 2040



Quelle: Frontier Economics basierend auf TYNDP (2016/2018) und dem NEP Strom 2030 (Version 2019)

Abbildung 43 Interkonnektorkapazität der Modellregion bis 2040



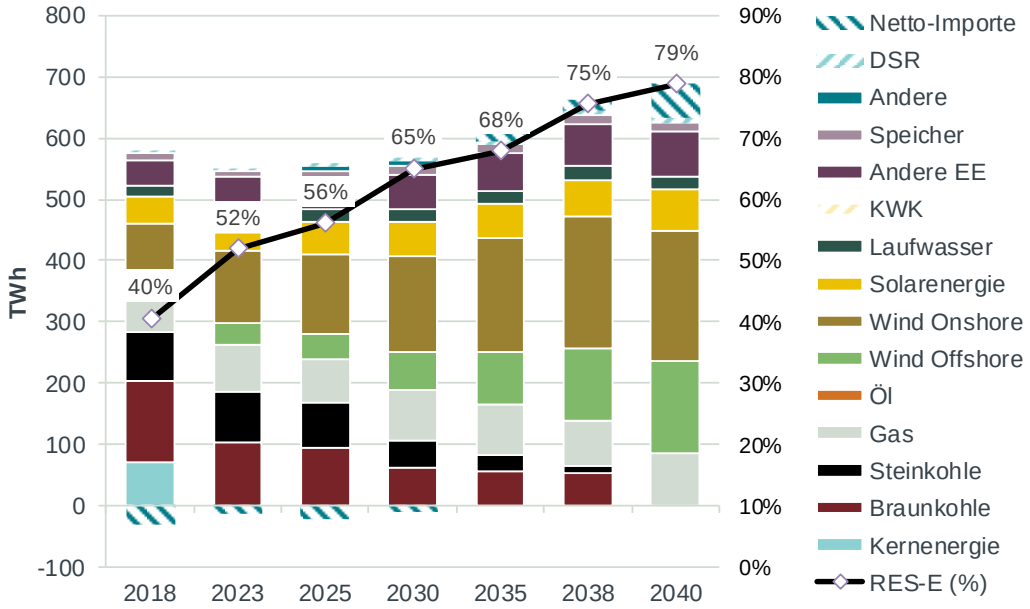
Quelle: Frontier Economics basierend auf TYNDP (2016/2018) und dem NEP Strom 2030 (Version 2019)

Hinweis: Abbgebildet sind alle Länder der modellierten Kernregion sowie Italien, Dänemark und Großbritanien

A.4 Detaillierte Modellierungsergebnisse

A.4.1 Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland

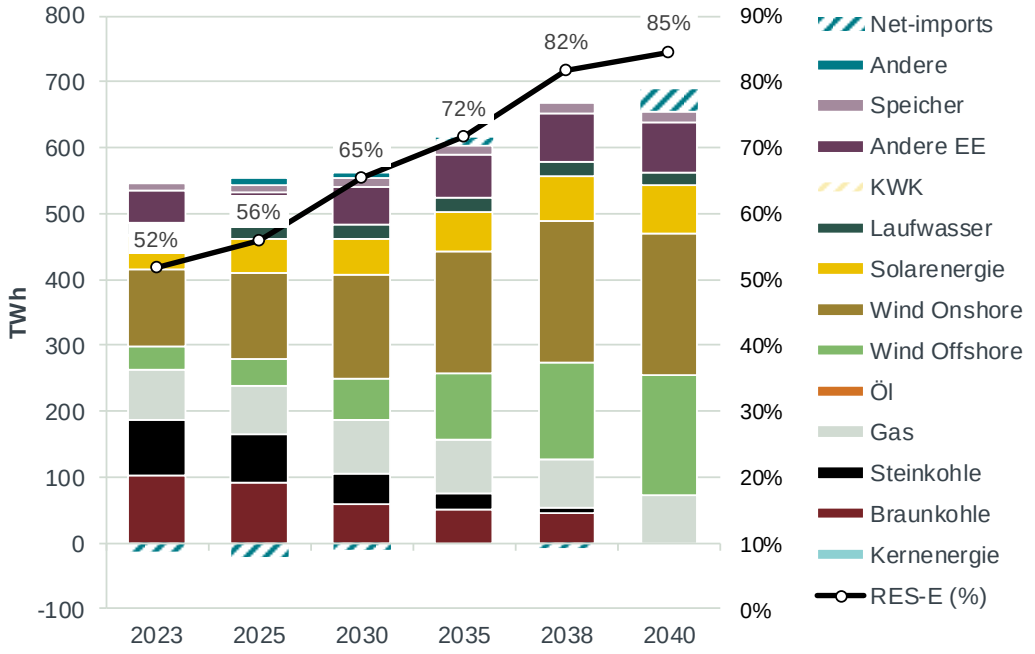
Abbildung 44 Stromerzeugung in Deutschland (Referenzfall)



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Erzeugung aus dem "Innovationsprojekt" wird in der Kategorie "Andere" erfasst; DSR: Demand Side Response bezeichnet Nachfrageflexibilität; RES-E (%) bezeichnet Erneuerbaren-Energien-Anteil an Gesamterzeugung

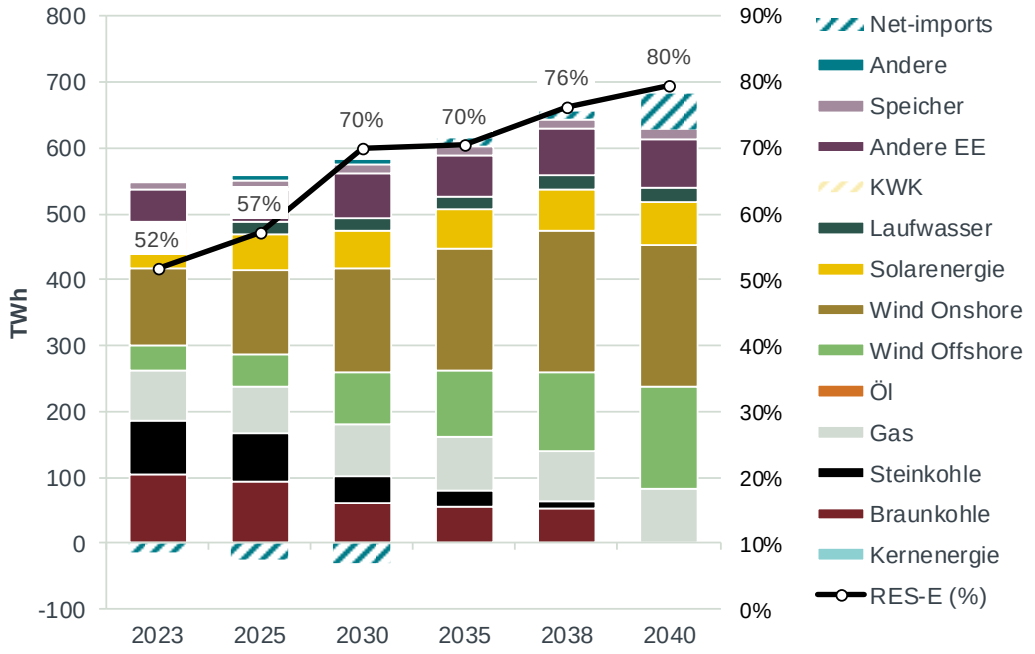
Abbildung 45 Stromerzeugung in DE (Sensitivität "Hoher CO_2-Preis")



Quelle: *Frontier Economics*

Hinweis: *Erzeugung aus dem "Innovationsprojekt" wird in der Kategorie "Andere" erfasst; DSR: Demand Side Response bezeichnet Nachfrageflexibilität; RES-E (%) bezeichnet Erneuerbaren-Energien-Anteil an Gesamterzeugung*

Abbildung 46 Stromerzeugung in DE (Sensitivität "Höhere EE-Quote")

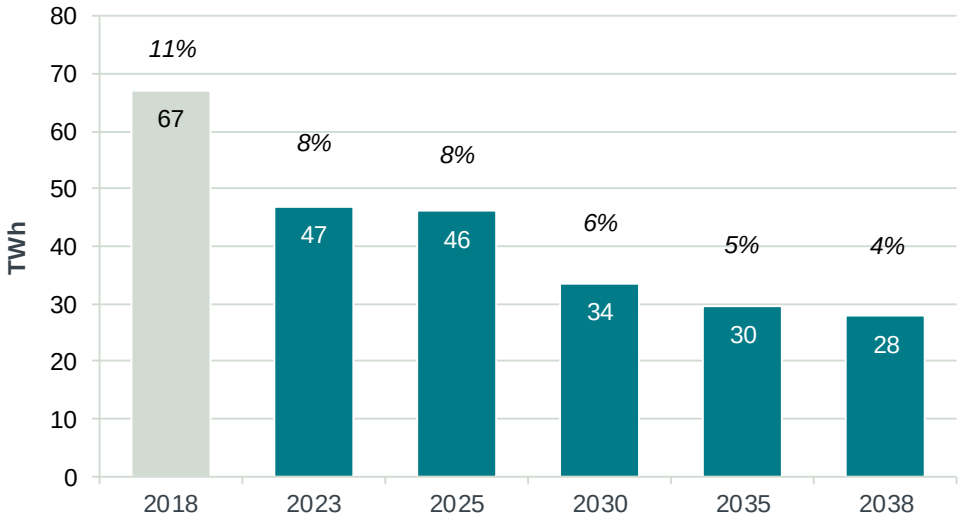


Quelle: *Frontier Economics*

Hinweis: *Erzeugung aus dem "Innovationsprojekt" wird in der Kategorie "Andere" erfasst; DSR: Demand Side Response bezeichnet Nachfrageflexibilität; RES-E (%) bezeichnet Erneuerbaren-Energien-Anteil an Gesamterzeugung*

A.4.2 Entwicklung der Stromerzeugung aus Braunkohlenkraftwerken im Rheinischen Revier

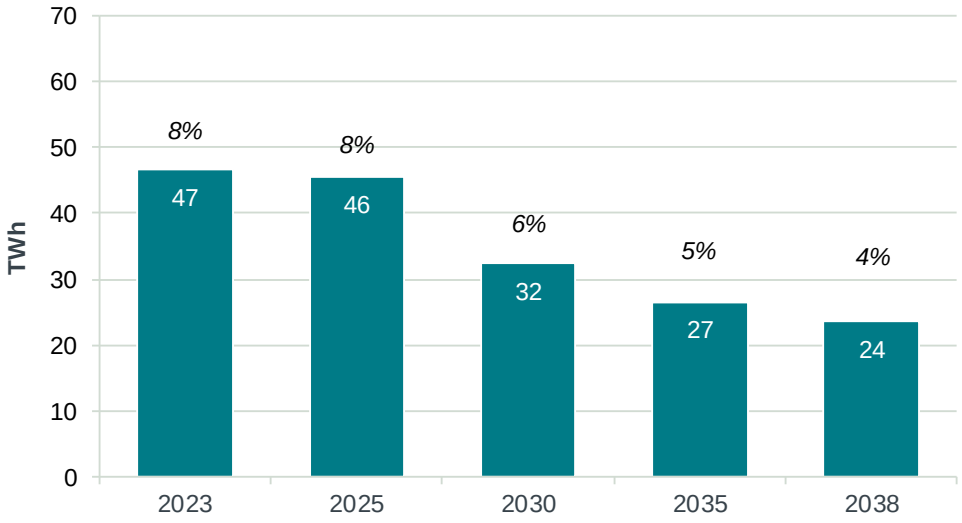
Abbildung 47 Stromerzeugung aus Braunkohle im Rheinischen Revier und Anteil an gesamtdeutscher Erzeugung im Referenzfall



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Inklusive Erzeugung aus Klein- und Veredlungsanlagen

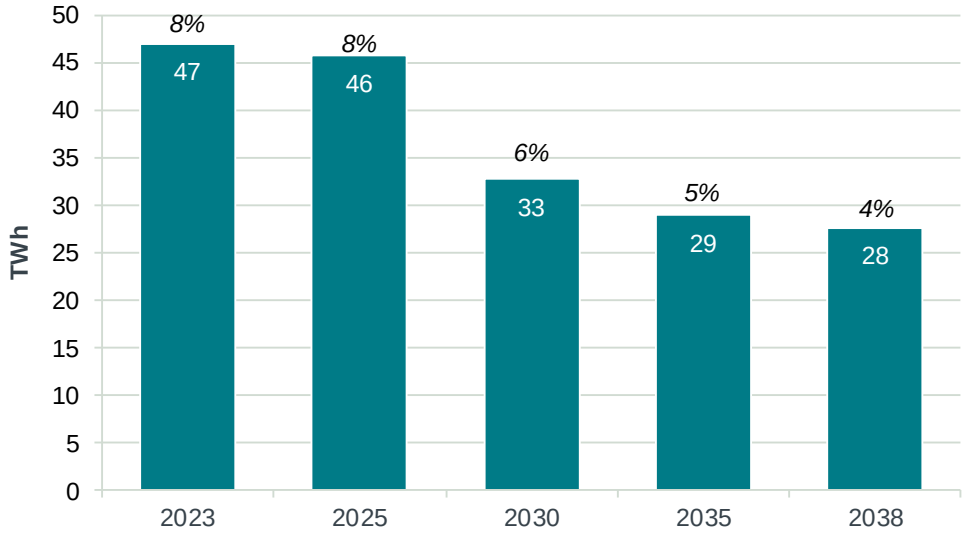
Abbildung 48 Stromerzeugung aus Braunkohle im Rheinischen Revier und Anteil an gesamtdeutscher Erzeugung (Sensitivität "Hoher CO_2-Preis")



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Inklusive Erzeugung aus Klein- und Veredlungsanlagen

Abbildung 49 Stromerzeugung aus Braunkohle im Rheinischen Revier und Anteil an gesamtdeutscher Erzeugung (Sensitivität "Höhere EE-Quote")

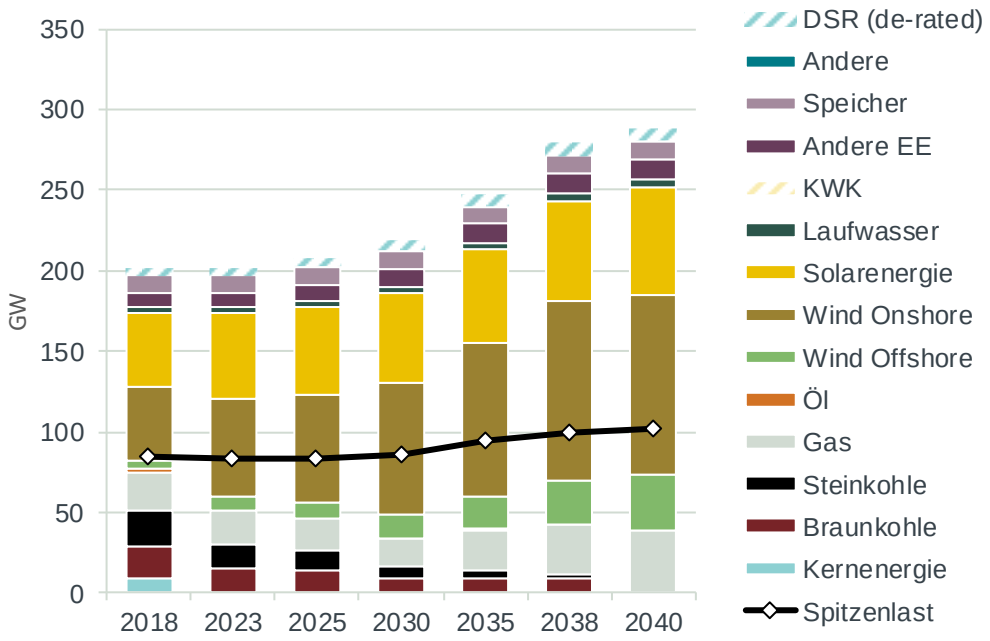


Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Inklusive Erzeugung aus Klein- und Veredlungsanlagen

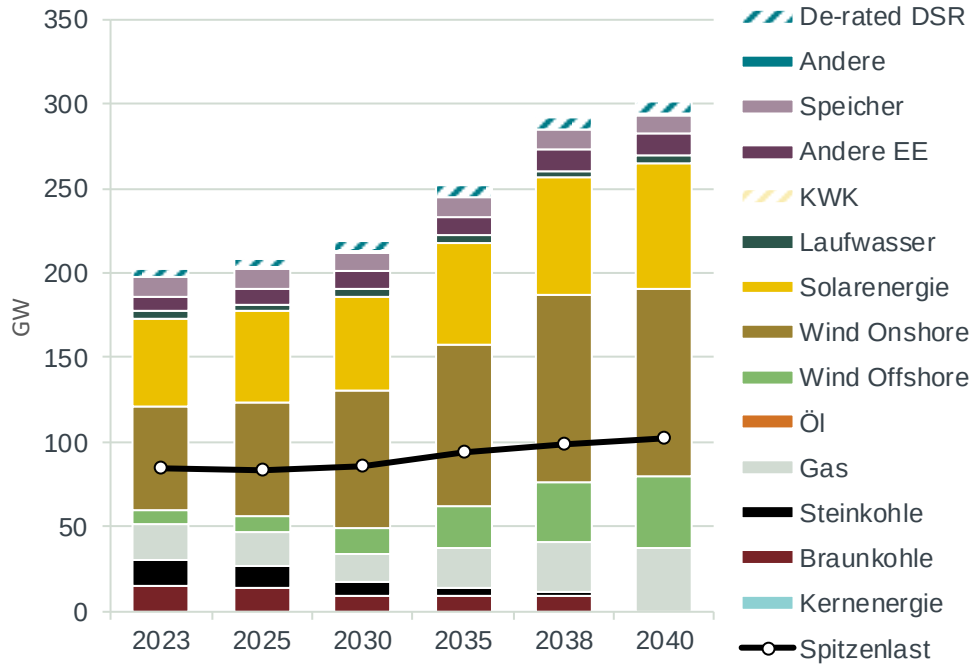
A.4.3 Kapazitätsentwicklung in Deutschland

Abbildung 50 Kapazitätsentwicklung in DE im Referenzfall



Quelle: Frontier Economics
Hinweis: DSR: Demand Side Response

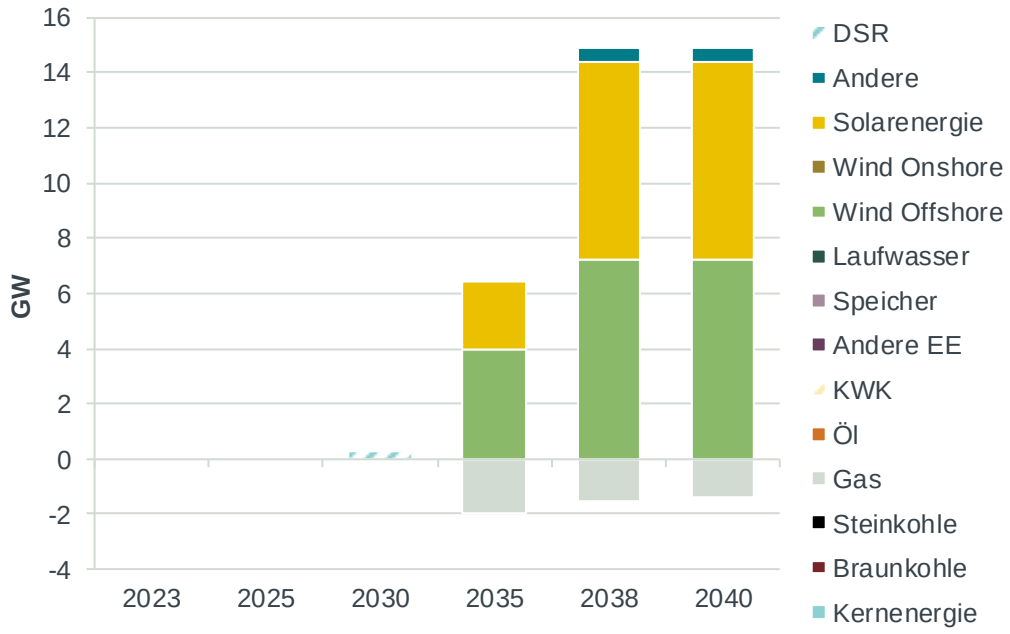
Abbildung 51 Kapazitätsentwicklung in DE in der Sensitivität "Hoher CO_2-Preis"



Quelle: Frontier Economics

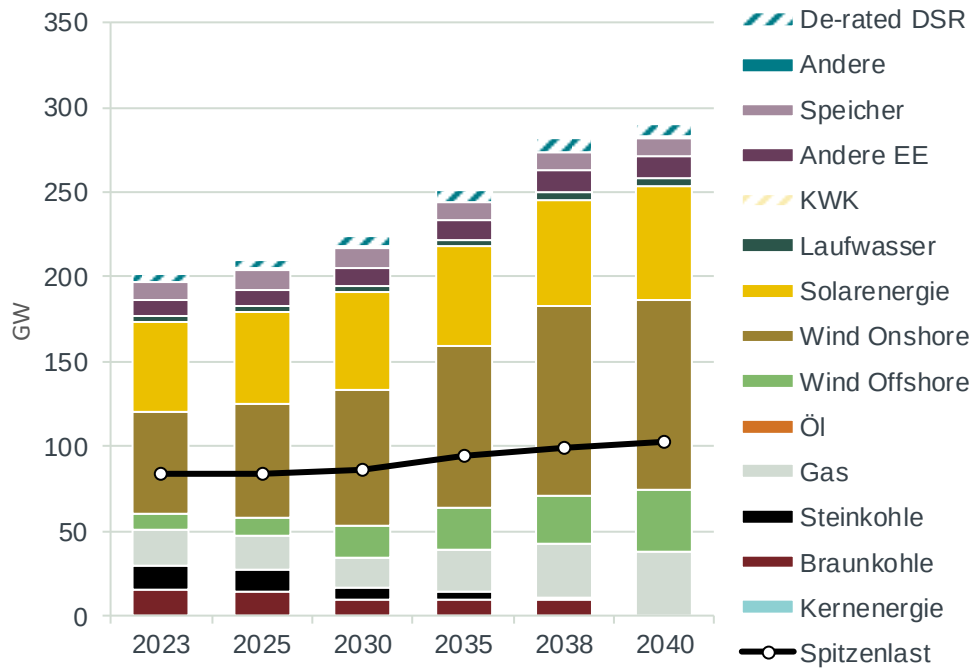
Hinweis: DSR: Demand Side Response

Abbildung 52 Kapazitätsdifferenzen in DE zwischen Sensitivität "Hoher CO_2-Preis" und Referenzfall



Quelle: Frontier Economics

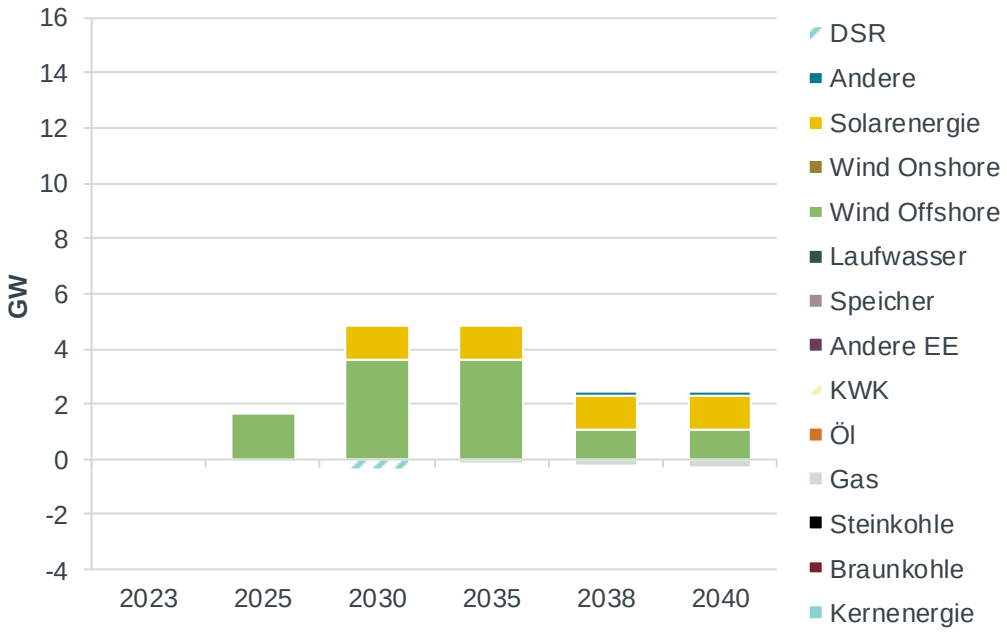
Abbildung 53 Kapazitätsentwicklung in DE in der Sensitivität "Höhere EE-Quote"



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: DSR: Demand Side Response

Abbildung 54 Kapazitätsdifferenzen in DE zwschen Sensitivität "Höhere EE-Quote" und Referenzfall



Quelle: Frontier Economics

A.4.4 Adequacy Reserve Margin

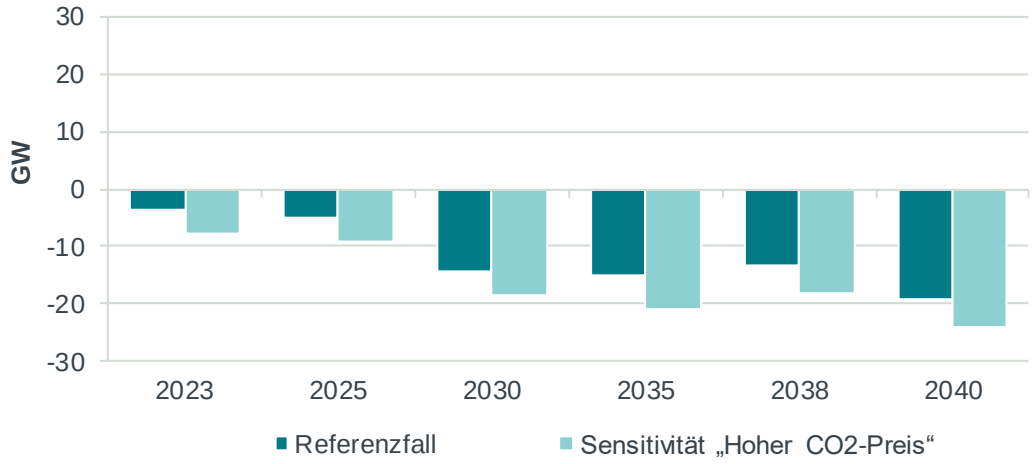
Wir haben folgende Kapazitätskredite der Erzeugungstechnologien angenommen:

Abbildung 55 Kapazitätskredite der Erzeugungstechnologien

Erzeugungstechnologie	Kapazitätskredit
Kernenergie	93 %
Braunkohle	90 %
Steinkohle	90 %
Gas	85 %
Wind Offshore	11 %
Wind Onshore	8 %
Solarenergie	2 %
Laufwasser	48 %
Andere EE	90 %
Speicher	88 %

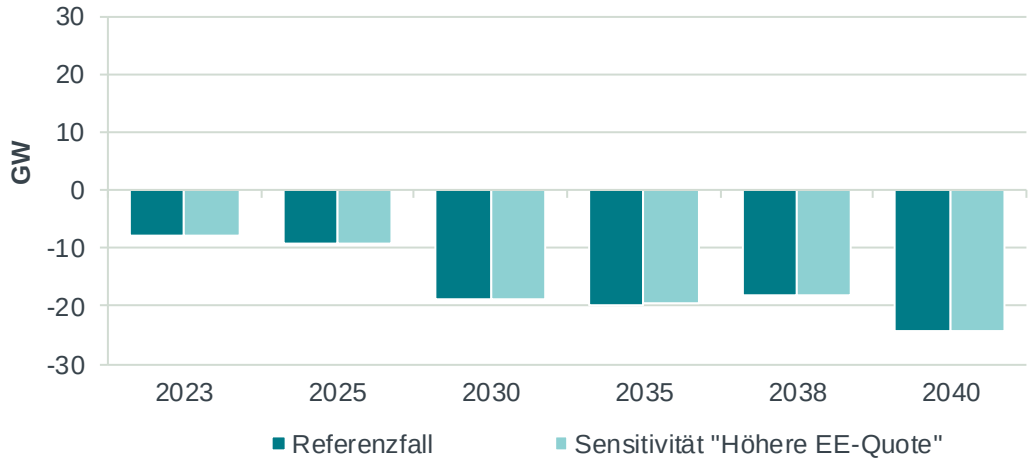
Quelle: Frontier Economics

Abbildung 56 Adequacy Reserve Margin in DE im Referenzfall und in der Sensitivität „Hoher CO_2-Preis“



Quelle: Frontier Economics

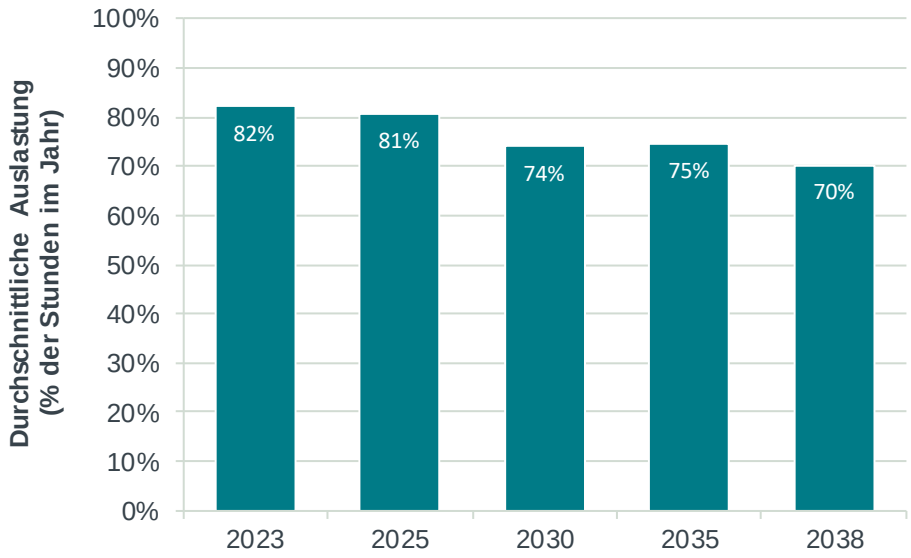
Abbildung 57 Adequacy Reserve Margin im Referenzfall und in der Sensitivität "Höhere EE-Quote"



Quelle: Frontier Economics

A.4.5 Auslastung der Braunkohlenkraftwerke

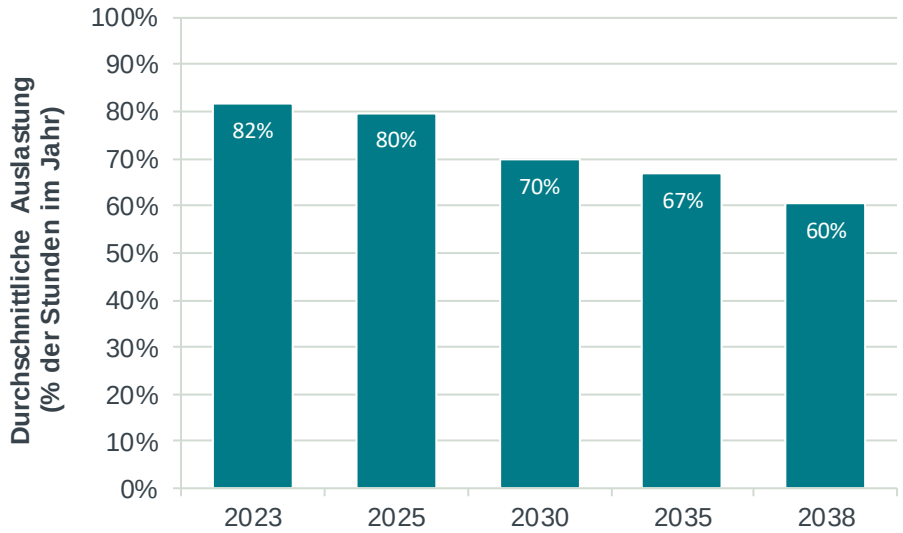
Abbildung 58 Durchschnittliche Auslastung der Braunkohlenkraftwerke im Rheinischen Revier von 2023 bis 2038 im Referenzfall



Quelle: *Frontier Economics*

Hinweis: *Die Auslastung ist berechnet auf Basis von 8.760 Stunden im Jahr. Es wurde keine Korrektur für Nichtverfügbarkeiten der Kraftwerke vorgenommen. Veredlungsanlagen und Kleinkraftwerke wurden nicht berücksichtigt, da ihre Auslastung nicht ausschließlich vom Großhandelsstrompreis abhängt.*

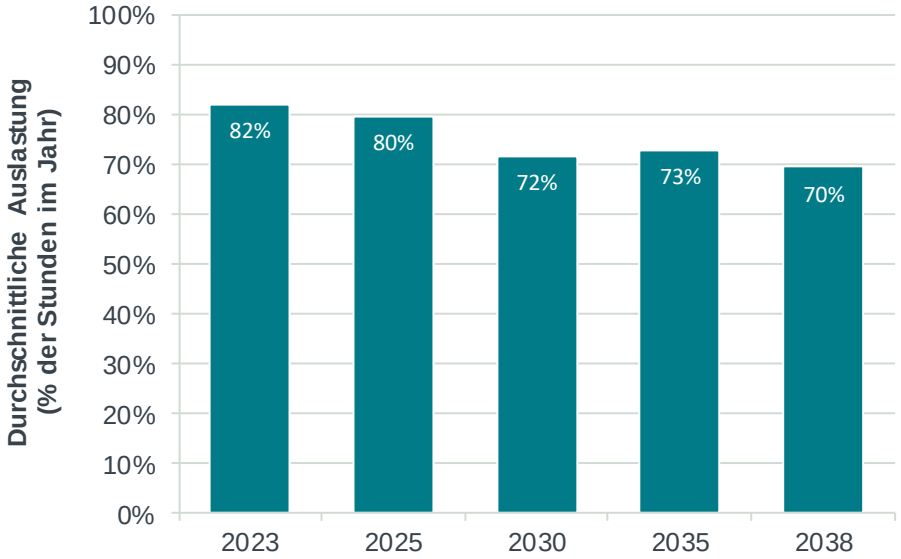
Abbildung 59 Durchschnittliche Auslastung der Braunkohlenkraftwerke im Rheinischen Revier von 2023 bis 2038 in der Sensitivität „Hoher CO_2-Preis“



Quelle: *Frontier Economics*

Hinweis: *Die Auslastung ist berechnet auf Basis von 8.760 Stunden im Jahr. Es wurde keine Korrektur für Nichtverfügbarkeiten der Kraftwerke vorgenommen. Veredlungsanlagen und Kleinkraftwerke wurden nicht berücksichtigt, da ihre Auslastung nicht ausschließlich vom Großhandelsstrompreis abhängt.*

Abbildung 60 Durchschnittliche Auslastung der Braunkohlenkraftwerke im Rheinischen Revier von 2023 bis 2038 in der Sensitivität „Höhere EE-Quote“

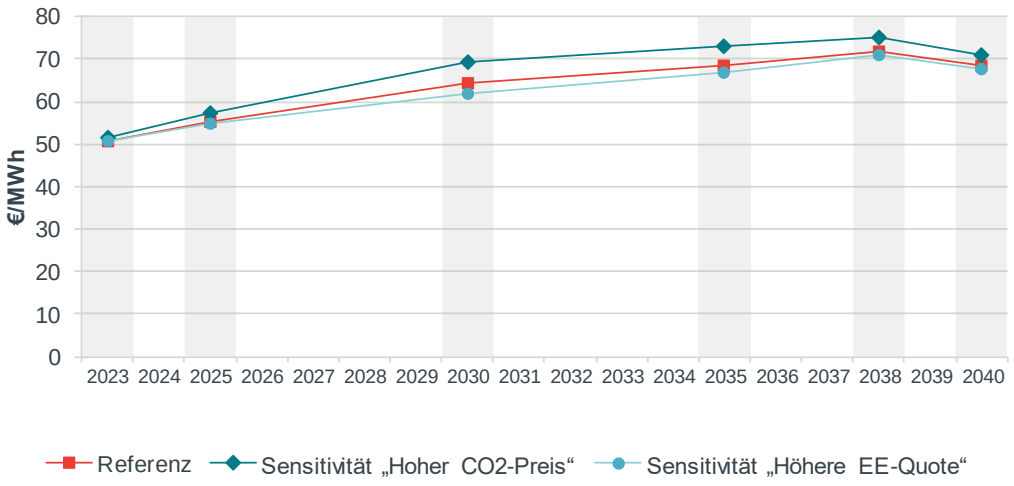


Quelle: *Frontier Economics*

Hinweis: *Die Auslastung ist berechnet auf Basis von 8.760 Stunden im Jahr. Es wurde keine Korrektur für Nichtverfügbarkeiten der Kraftwerke vorgenommen. Veredlungsanlagen und Kleinkraftwerke wurden nicht berücksichtigt, da ihre Auslastung nicht ausschließlich vom Großhandelsstrompreis abhängt.*

A.4.6 Entwicklung der Großhandelsstrompreise

Abbildung 61 Strompreisentwicklung in Deutschland: Vergleich des Referenzfalls mit Sensitivitäten



Quelle: Frontier Economics
Hinweis: Stichjahre hervorgehoben. Zwischenjahre wurden interpoliert. Preise real, 2018.

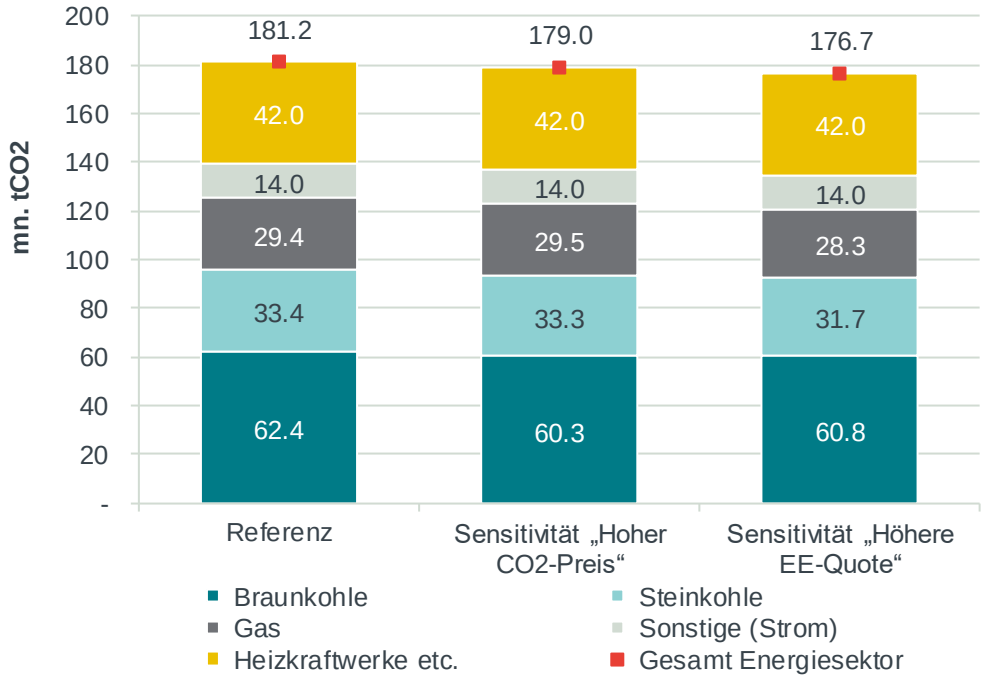
Tabelle 13 Großhandelsstrompreise in Deutschland (€/MWh)

	Referenz	Verschärfung des EU ETS	höhere EE-Quoten
2023	51	52	51
2025	55	57	55
2030	64	69	62
2035	69	73	67
2038	72	75	71
2040	68	71	68

Quelle: Frontier Economics
Hinweis: Preise real, 2017.

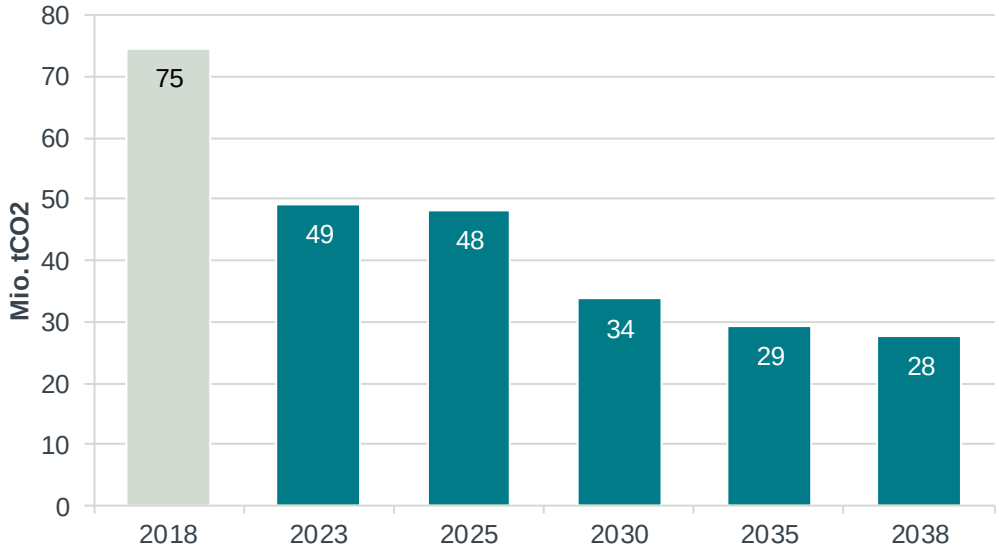
A.4.7 Entwicklung der CO_2-Emissionen

Abbildung 62 Emissionen aus der Stromerzeugung in DE im Jahr 2030 in Referenz und Sensitivitäten



Quelle: Frontier Economics

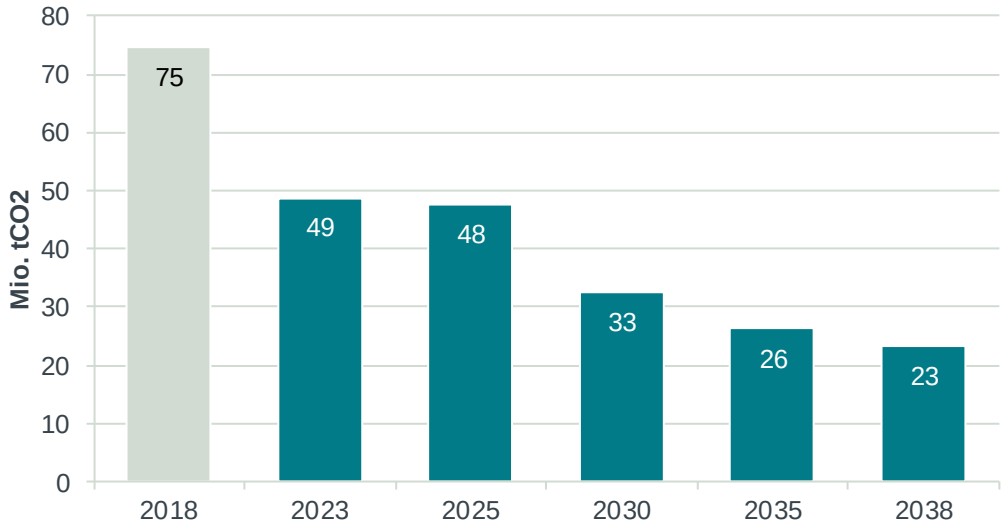
Abbildung 63 Emissionen aus Braunkohlenkraftwerken im Rheinischen Revier im Referenzfall



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Emissionen aus rheinischen Veredlungsanlagen sind nicht berücksichtigt.

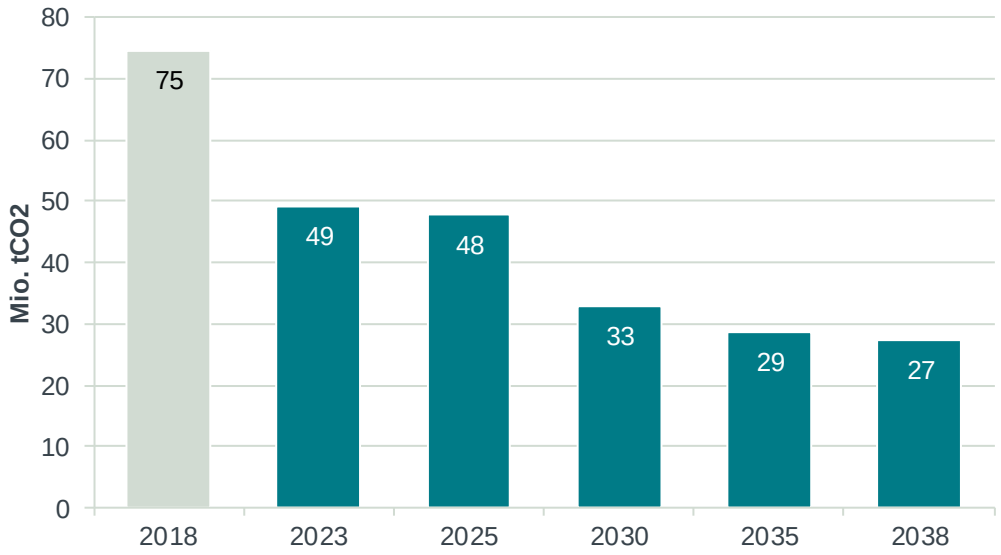
Abbildung 64 Emissionen aus Braunkohlenkraftwerken im Rheinischen Revier in der Sensitivität „Hoher CO_2-Preis“



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Emissionen aus rheinischen Veredlungsanlagen sind nicht berücksichtigt.

Abbildung 65 Emissionen aus Braunkohlenkraftwerken im Rheinischen Revier in der Sensitivität „Höhere EE-Quote“



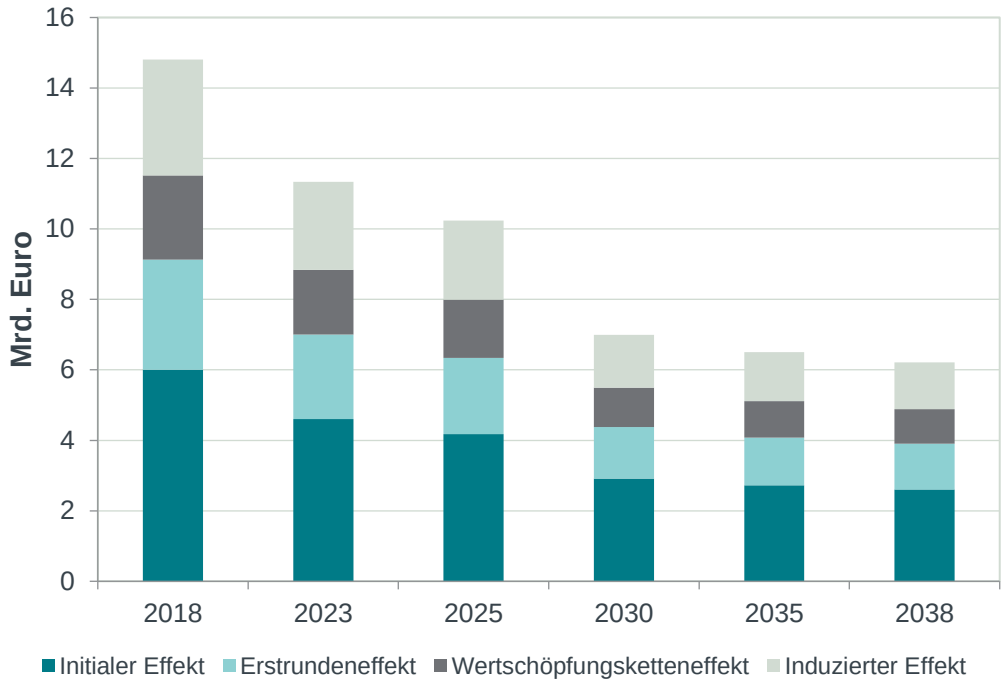
Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Emissionen aus rheinischen Veredlungsanlagen sind nicht berücksichtigt.

ANHANG B ANALYSE GESAMTWIRTSCHAFTLICHER EFFEKTE

Die Analyse der gesamtwirtschaftlichen Bedeutung der Braunkohlenförderung, -verstromung und -veredlung aller drei deutschen Reviere auf Basis des Input-Output-Modells wird im Folgenden illustriert.

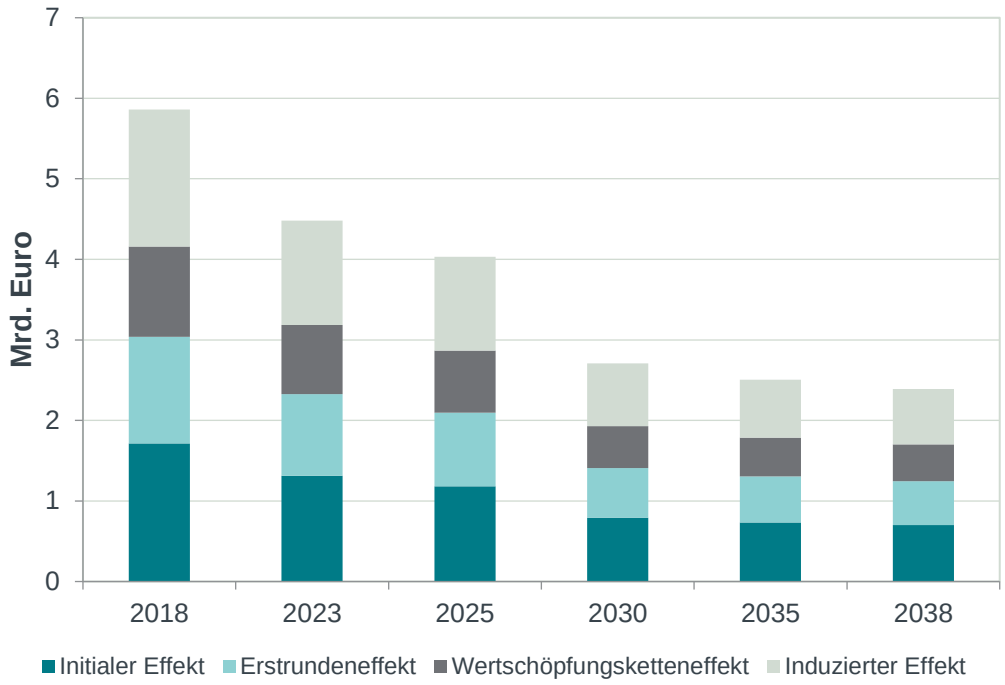
Abbildung 66 Mit der Braunkohlenwirtschaft in Deutschland verbundener Bruttoproduktionswert in Milliarden Euro pro Jahr



Quelle: Fraunhofer IMWS

Die Bedeutung der Förderung, Verstromung und Veredlung der Braunkohle in den drei Revieren für den Bruttoproduktionswert in Deutschland wird in **Abbildung 66** dargestellt. Die Zahlen werden in Milliarden Euro pro Jahr gemessen. Auch hier spiegelt sich der unterstellte Ausstiegspfad wider. Im Jahr 2018 wurde in Deutschland ein Bruttoproduktionswert von 14,8 Mrd. Euro durch die Braunkohlenwirtschaft impliziert. Im Jahr 2030 läge dieser Wert bei 7,0 Mrd. Euro.

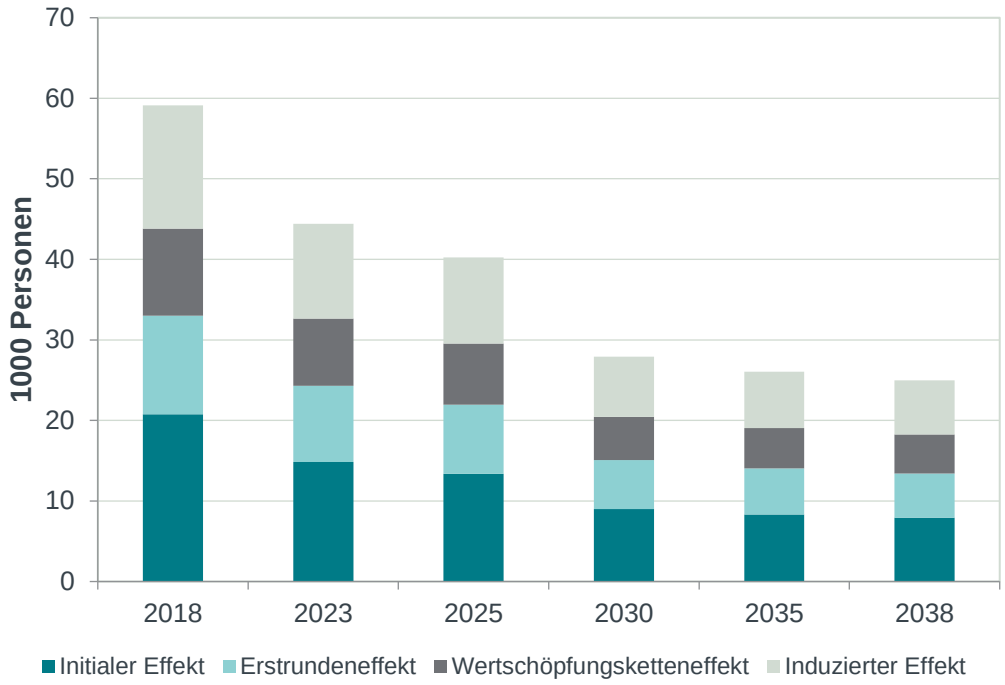
Abbildung 67 Mit der Braunkohlenwirtschaft in Deutschland verbundene Bruttowertschöpfung in Milliarden Euro pro Jahr



Quelle: Fraunhofer IMWS

Abbildung 67 zeigt, welchen Einfluss die Braunkohlenförderung und -nutzung in Deutschland auf die Bruttowertschöpfung in der Bundesrepublik hat. Sie wird in Milliarden Euro pro Jahr dargestellt. Im Jahr 2018 war eine Bruttowertschöpfung von 5,9 Mrd. Euro mit der deutschen Braunkohlenwirtschaft verbunden. Im Jahr 2030 läge die mit der Braunkohle verknüpfte Bruttowertschöpfung bei 2,7 Mrd. Euro.

Abbildung 68 Mit der Braunkohlenwirtschaft in Deutschland verbundene sozialversicherungspflichtige Beschäftigte in 1000 Personen



Quelle: Fraunhofer IMWS

Abbildung 68 zeigt die Zahl der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten, deren Arbeitsplätze mit der Braunkohlenförderung und -nutzung verbunden sind. Im Jahr 2018 lag diese bei 59.100 Menschen, bis 2030 würde sich dieser Wert auf 27.900 reduzieren.

frontier economics

www.frontier-economics.com