

R2B ENERGY CONSULTING GMBH
HAMBURGISCHES WELTWIRTSCHAFTSINSTITUT GMBH



Aktionsprogramm Klimaschutz 2020: Konsequenzen potenzieller Kraftwerksstilllegungen

*im Auftrag des Bundesverbandes der Deutschen Industrie
(BDI) e. V.*

Köln und Hamburg, 19. November 2014

r2b energy consulting GmbH
Zollstockgürtel 61
50969 Köln
Tel.: +49 (0)221 - 78 95 98 60
<http://www.r2b-energy.com>

Hamburgisches WeltWirtschaftsInstitut gGmbH
Heimhuderstr. 71
20148 Hamburg
Tel.: +49 (0)40 - 340576 - 0
<http://www.hwwi.org>

Inhaltsverzeichnis

Das Wichtigste in Kürze	1
1 Einführung	4
2 Vorüberlegungen zur nationalen Klimapolitik	6
3 Energiewirtschaftliche Analyse.....	9
3.1 Energiewirtschaftliche Rahmenannahmen.....	9
3.1.1 Entwicklung des Stromverbrauchs	9
3.1.2 Förderung und Ausbau erneuerbarer Energien	11
3.1.3 Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks	12
3.1.4 Entwicklung der Brennstoffpreise und der Preise für EUAs	14
3.2 Energiewirtschaftliche Ergebnisse.....	17
3.2.1 Kraftwerkspark und Stromerzeugung	17
3.2.2 Brennstoffverbrauch	24
3.2.3 CO ₂ -Emissionen	26
3.2.4 Großhandelspreise für Strom	28
3.2.5 Zusatzkosten in der Energiewirtschaft	29
4 Gesamtwirtschaftliche Analyse	32
4.1 Stromeinsatz in der deutschen Wirtschaft.....	32
4.2 Modell zur Schätzung der gesamtwirtschaftlichen Folgen des ‚Aktionsprogramms Klimaschutz 2020‘	33
4.2.1 Methodische Grundlagen	33
4.2.2 Modellaufbau und Schätzszenarien	34
4.2.3 Datenbasis	36
4.3 Die volkswirtschaftlichen Effekte des ‚Aktionsprogramms Klimaschutz 2020‘	37
4.3.1 Effekte der Kraftwerksstilllegung auf die Beschäftigung	37
4.3.2 Effekte erhöhter Strompreise auf die Wertschöpfung	39
4.3.3 Effekte erhöhter Strompreise auf die Beschäftigung	42
5 Fazit.....	45
6 Literaturverzeichnis.....	47

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1: Entwicklung des Stromverbrauchs im Referenzszenario	10
Abbildung 3-2: Entwicklung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien	11
Abbildung 3-3: Zusätzliche Kraftwerksstilllegungen im Klimaschutzszenario	14
Abbildung 3-4: Entwicklung der CO ₂ -Preise	16
Abbildung 3-5: Veränderung der installierten Leistung in Deutschland	18
Abbildung 3-6: Vergleich der gesicherten Kraftwerksleistung	19
Abbildung 3-7: Veränderung der Erzeugung in Deutschland im Szenario „Aktionsprogramm“	21
Abbildung 3-8: Veränderung der Leistung im europäischen Ausland	22
Abbildung 3-9: Veränderung der Stromerzeugung im europäischen Ausland	23
Abbildung 3-10: Veränderung der Stromerzeugung der polnischen Steinkohlekraftwerke	24
Abbildung 3-11: Veränderung des Brennstoffverbrauchs in Deutschland	25
Abbildung 3-12: Veränderung des Brennstoffverbrauchs im europäischen Ausland	26
Abbildung 3-13: Veränderung der CO ₂ -Emissionen in der deutschen Energiewirtschaft	27
Abbildung 3-14: Veränderung der CO ₂ -Emissionen in der ausländischen Energiewirtschaft	28
Abbildung 3-15: Veränderung der Großhandelspreise für Strom	29
Abbildung 4-1: Stromintensität der deutschen Industriezweige 2013	32
Abbildung 4-2: Anteile Industriezweige an industrieller Wertschöpfung 2013	33
Abbildung 4-3: Effekte einer Strompreiserhöhung in der CGE Simulation	36
Abbildung 4-4: Arbeitsplatzverluste aus der Stilllegung von Braunkohlekraftwerken	39
Abbildung 4-5: Wertschöpfungsverluste aus Strompreiserhöhungen im Simulationszeitraum	40
Abbildung 4-6: Effekte des Szenarios „Aktionsprogramm“ auf die Beschäftigtenzahl	43

Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1:	Brennstoffpreise in €/MWh _{th} frei Kraftwerk für Deutschland	15
Tabelle 4-2:	Anstieg der Gesamtkosten durch den durch das ‚Aktionsprogramm Klimaschutz 2020‘	30
Tabelle 5-1:	Simulierte Effekte des Szenarios ‚Aktionsprogramm‘ auf das deutsche BIP	40
Tabelle 5-2:	Simulierte Effekte auf die Bruttowertschöpfung deutscher Branchen	41
Tabelle 5-3:	Simulierte Veränderung der sektoralen Beschäftigtenzahlen	44

Das Wichtigste in Kürze

Die Bundesregierung verfolgt das Ziel, die CO₂-Emissionen in Deutschland bis zum Jahr 2020 um 40 % gegenüber dem Referenzjahr 1990 zu vermindern (vgl. Koalitionsvertrag von CDU/CSU und SPD). Zahlreiche bereits beschlossene Maßnahmenpakete zum Klimaschutz sorgen bereits heute dafür, dass die Emissionen in Deutschland und Europa zukünftig sinken werden. Eine Schlüsselrolle kommt dabei dem Europäischen ‚emissions trading system‘ (ETS) zu. Durch die Integration Deutschlands in den Europäischen Rahmen des ETS ist sichergestellt, dass Emissionen dort vermieden werden, wo dies am einfachsten und günstigsten möglich ist. Dabei ist die europäisch harmonisierte Vorgehensweise effizienter und volkswirtschaftlich sinnvoller als nationale Lösungen. Durch die bindende Gesamtmengenbeschränkung in Europa und Rückkopplungseffekte innerhalb des Emissionshandelssystems in anderen Ländern und Sektoren wird darüber hinaus durch nationale Maßnahmen in ETS-Sektoren europaweit kein CO₂ eingespart. Ein nationales Subziel wird mit europäisch harmonisierten Instrumenten jedoch nicht notwendigerweise erreicht.

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) hat in diesem Zusammenhang einen Diskussionsprozess angestoßen, der durch die Veröffentlichung eines ‚Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 - Eckpunkte des BMUB‘ weiter vorangetrieben wird. Durch das Aktionsprogramm soll sichergestellt werden, dass Deutschland seine CO₂-Emissionen bis 2020 im Vergleich zum Basisjahr 1990 um 40 % senkt. Dazu soll nach den Vorstellungen des BMUB im Energiesektor bis zum Jahr 2020 eine zusätzliche Emissionsreduktion von 40-65 Mt erbracht werden. Um dieses Ziel zu erreichen, wird eine vorzeitige Stilllegung von 10 GW Erzeugungsleistung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken diskutiert. Neben einer nationalen Emissionsreduktion ergäben sich durch vorzeitige Stilllegungen jedoch auch energie- und gesamtwirtschaftliche Folgen, die von der deutschen Volkswirtschaft getragen werden müssten.

Vor diesem Hintergrund hat der Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. die Arbeitsgemeinschaft aus r2b energy consulting GmbH und Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut (HWWI) mit der Erstellung des vorliegenden Gutachtens beauftragt. In diesem werden die möglichen Folgen eines ordnungspolitischen Eingriffs in den deutschen Energiemarkt, der über eine vorzeitige Stilllegung von Kohlekraftwerken die nationalen CO₂-Emissionen reduziert, dargestellt. Im Gutachten werden sowohl energiewirtschaftliche wie auch gesamtwirtschaftliche Effekte analysiert.

Die Untersuchung erfolgte dabei modellgestützt, indem ein Strommarktmodell von r2b energy consulting, das partielle Gleichgewichte auf dem Strommarkt mit einem hohen Detaillierungsgrad bestimmt, mit einem gesamtwirtschaftlichen Gleichgewichtsmodell des HWWI gekoppelt wurde. Da für die zukünftige Entwicklung nicht einfach der heutige Status quo fortgeschrieben werden kann, wurden die Folgen eines ordnungspolitischen Eingriffs im Rahmen des ‚Aktionsprogramms Klimaschutz 2020‘ mit einer Entwicklung ohne diesen Eingriff, d. h. einem Referenzszenario, verglichen.

Aus energiewirtschaftlicher Sicht führt der ordnungsrechtlich vorgegebene Rückgang an Erzeugungsleistung im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ zu einer gegenüber dem untersuchten Referenzszenario abnehmenden inländischen Stromerzeugung, die zum überwiegenden Teil durch eine verschlechterte Stromaußenhandelsbilanz und einen preisbedingten Nachfragerückgang ausgeglichen wird.

Konkret nimmt im Inland die Stromerzeugung im Jahr 2020 um fast 50 TWh (entspricht fast 10 % des Netto-Stromverbrauchs) ab. Mehr als 10 TWh dieses Rückgangs resultieren aus einem durch den Strompreisanstieg verursachten Nachfragerückgang. Im europäischen Ausland werden dagegen im Jahr 2020 mehr als 35 TWh Strom zusätzlich erzeugt, wovon rund 95 % auf Steinkohlekraftwerke entfallen. Hierbei handelt es sich häufig um ältere, ineffiziente und emissionsintensive Anlagen. Entsprechend steigt im Ausland auch der Emissionsausstoß. Im Jahr 2020 beträgt der Zuwachs im europäischen Ausland 32 Mt CO₂. Der Rückgang im Inland von 59 Mt CO₂ wird damit zu mehr als der Hälfte unmittelbar negiert. Betrachtet man auch andere Effekte wie Preisanpassungen im CO₂-Emissionszertifikatemarkt bzw. Emissionsverlagerungen in den Industriesektor, so würde die Einsparung sogar vollständig aufgezehrt.

In Deutschland ergeben sich durch die Unterschiede bei der installierten Leistung auch für die Versorgungssicherheit negative Effekte: Gegenüber dem Referenzszenario ist die installierte Kraftwerksleistung im Szenario Aktionsplan im Jahr 2020 in Deutschland mehr als 5 GW geringer.

Neben Auswirkungen auf Stromverbrauch, -erzeugung und gesicherte Leistung hat die vorzeitige Stilllegung wirtschaftlicher Erzeugungsanlagen auch Auswirkungen auf die Großhandelspreise für Strom. Gegenüber dem Referenzszenario steigt der Großhandelsstrompreis schon bis zum Jahr 2020 um 7 €/MWh an. Dies entspricht einem Anstieg von mehr als 15 %. Dieser Anstieg erfolgt zusätzlich zu einem Preisanstieg im Großhandelsmarkt, der in Zukunft zur Deckung von Vollkosten in Europa ohnehin zu erwarten ist. Bis zum Jahr 2025 vergrößert sich dieser zusätzliche Strompreisanstieg sogar noch weiter.

Die vorzeitige Stilllegung wirtschaftlicher Anlagen und insbesondere der Zuwachs an notwendigen Stromimporten erhöhen darüber hinaus die elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtkosten in Deutschland. Im Jahr 2020 betragen die zusätzlichen Mehrkosten des ‚Aktionsprogramms Klimaschutz 2020‘ allein in der Energiewirtschaft mehr als 2 Mrd. €₂₀₁₄. In den darauf folgenden Jahren steigen die zusätzlichen Kosten sogar noch weiter an (über 3 Mrd. €₂₀₁₄ in den Jahren 2022 und 2025). Summiert über den Zeitraum bis zum Jahr 2030 betragen die durch die Verbraucher in Deutschland zu tragenden Mehrkosten infolge der hier angenommenen Maßnahmen im ‚Aktionsprogramm Klimaschutz 2020‘ allein in der Stromproduktion 25,5 Mrd. €₂₀₁₄ – bei einem gleichzeitigen Rückgang des Stromverbrauchs.

In den Simulationen wurde ferner deutlich, dass die erwarteten Auswirkungen des ‚Aktionsprogramms Klimaschutz 2020‘ auf die Struktur der deutschen Stromerzeugung auch eine volkswirtschaftliche Dimension haben. Diese können weit über die in den Kohlekraftwerken direkt auftretenden Arbeitsplatzverluste hinausgehen. Verantwortlich dafür sind die zu erwartenden Strompreissteigerungen gegenüber dem Referenzszenario, vor allem im Zeitraum 2020 - 2025. Betroffen sind zunächst vorrangig stromintensiv produzierende Branchen des Verarbeitenden Gewer-

bes wie die Papier- und die Metallindustrie. Ihre preisliche Wettbewerbsfähigkeit würde besonders belastet. Es wurde außerdem gezeigt, dass über die Rückkoppelungen in der Ökonomie auch die Wertschöpfung in den vor- und nachgelagerten Branchen spürbar negativ betroffen wäre. Dies schließt auch das tertiäre Segment, also Handel und Dienstleistungen, mit ein. Gesamtwirtschaftlich führt das in unseren Simulationen in einzelnen Jahren zu einem Wertschöpfungsverlust von bis zu 8 Mrd. €₂₀₁₄ pro Jahr. Der Gesamtverlust innerhalb des Simulationszeitraums 2020-2030 beträgt mehr als 70 Mrd. €₂₀₁₄. Bei erwarteter Entwicklung der Erwerbstätigkeit wären damit Beschäftigungsverluste in einer Größenordnung von bis zu 50.000 sozialversicherungspflichtigen Arbeitsplätzen zu erwarten. Hinzu kommen unmittelbare Arbeitsplatzverluste im Kraftwerksbereich und angeschlossenen Bergbau. Allein der Beschäftigungsverlust aus der vorzeitigen Stilllegung von Braunkohlekraftwerken wird (einschließlich der Effekte auf Tagebau und Zuliefererbranchen) auf etwa 24.000 Arbeitsplätze geschätzt.

Zusammengefasst zeigt sich, dass eine vorzeitige Stilllegung von ansonsten wirtschaftlichen Braun- und Steinkohleanlagen dazu beitragen kann, die vom BMUB genannte deutsche ‚Klimaschutzlücke‘ bis 2020 zu schließen. Die hiermit verbundenen volkswirtschaftlichen Kosten wären jedoch signifikant und würden Erzeuger, Haushalte und Industrie belasten. Als mittelbare Konsequenz würde dies auch mit einem bedeutenden Verlust an Arbeitsplätzen einhergehen.

1 Einführung

Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, die CO₂-Emissionen in Deutschland bis zum Jahr 2020 um 40 % gegenüber dem Referenzjahr 1990 zu vermindern (vgl. Koalitionsvertrag von CDU/CSU und SPD). Zahlreiche bereits beschlossene Maßnahmenpakete zum Klimaschutz stellen bereits heute sicher, dass die Emissionen in Deutschland und Europa zukünftig sinken. Im Bereich der Energiewirtschaft kann hier als wichtigste Klimaschutzmaßnahme insbesondere das europäische Emissionshandelssystem (‘emissions trading system’ - ETS) genannt werden, durch welches eine europaweite Emissionsminderung sichergestellt wird. Ein nationales Subziel wird mit solchen Instrumenten, die europäisch optimierte Vermeidungsstrategien vorantreiben, jedoch nicht notwendigerweise erreicht. Aus diesem Grund werden aktuell weitere politische Maßnahmen zur Erreichung dieses Ziels diskutiert.

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) hat in diesem Zusammenhang einen Diskussionsprozess angestoßen, der durch die Veröffentlichung eines ‚Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 - Eckpunkte des BMUB‘ weiter vorangetrieben wird. Das BMUB geht darin davon aus, dass sich die CO₂-Emissionen in Deutschland ohne weitere Maßnahmen bis zum Jahr 2020 um rund 33 % reduzieren werden. Wird die Zielzahl des Koalitionsvertrags von 40 % verfolgt, sind nach dieser Lesart weitere Maßnahmen erforderlich. Die Energiewirtschaft ist trotz bereits hoher Einsparungen nach wie vor ein bedeutender Emittent von CO₂. Deshalb soll nach den Vorstellungen des BMUB „dieser Sektor einen entscheidenden Beitrag zur Schließung der Lücke leisten“.¹ Darüber hinaus ist allerdings wenig bekannt. So sind weder die Vermeidungsziele einzelner Sektoren noch die zur Vermeidung eingesetzten Instrumente innerhalb oder zwischen Sektoren bisher offiziell veröffentlicht. Eine Tischvorlage des BMUB nennt allerdings ein zusätzliches Reduktionsziel für die Energiewirtschaft. Im Raum stehen dafür regulatorische Eingriffe in den Energiesektor, die die Erzeugungskapazität der Braun- und Steinkohlekraftwerke in Deutschland reduzieren.

Vor diesem Hintergrund hat der Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. die Arbeitsgemeinschaft aus r2b energy consulting GmbH und Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut (HWWI) zur Erstellung des vorliegenden Gutachtens beauftragt. In diesem werden die möglichen Folgen eines regulatorischen Eingriffs in den deutschen Energiemarkt, der über eine vorzeitige Stilllegung von Kohlekraftwerken die CO₂-Emissionen reduziert, dargestellt. Zu diesem Zweck wird ein Stilllegungspfad für Kohlekraftwerke vorgegeben und in seiner Entwicklung mit einem Referenzszenario ohne derartige Eingriffe verglichen. Im Rahmen dieses Gutachtens werden sowohl energiewirtschaftliche wie auch gesamtwirtschaftliche Effekte analysiert. Die Untersuchung basiert auf zwei Szenarien: dem Szenario ‚Aktionsprogramm‘, in welchem die gemäß ‚Aktionsprogramm Klimaschutz 2020‘ des BMUB vorzeitigen Stilllegungen wirtschaftlicher Kraftwerke erfolgen und dem Referenzszenario, in dem keine solchen Stilllegungen durchgeführt werden.

¹ Vgl. BMUB (2014), S. 7

Die ökonomische Analyse erfolgt auf Basis geeigneter Modelle. Zum einen werden die energie-wirtschaftlichen Auswirkungen durch das von der r2b energy consulting GmbH entwickelte eu-ropäische Strommarktmodell abgebildet. Zum anderen erfolgt die Analyse der volkswirtschaftli-chen Auswirkungen auf Basis eines integrierten sektoralen Gleichgewichtsmodells des HWWI. Die beiden Modelle werden über geeignete Schnittstellen miteinander verbunden.

Dieses Gutachten ist wie folgt aufgebaut. Zunächst werden in Abschnitt 2 Vorüberlegungen zum nationalen Klimaziel angestellt. Dabei erfolgt eine Einordnung eines nationalen Ziels in den ge-gebenen Rahmen internationaler Regelungen zum Klimaschutz. In Abschnitt 3 erfolgt eine Dar-stellung der energiewirtschaftlichen Annahmen sowie die Präsentation der energiewirtschaftli-chen Ergebnisse. Anschließend werden in Abschnitt 4 die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen des ‚Aktionsprogramms Klimaschutz 2020‘ dargestellt. In Abschnitt 5 werden die wichtigsten Ergebnisse der energie- und gesamtwirtschaftlichen Analysen präsentiert.

2 Vorüberlegungen zur nationalen Klimapolitik

Die durch den Ausstoß von anthropogenen Treibhausgasen verursachte Erderwärmung ist eine zentrale globale Herausforderung für die nächsten Jahrzehnte. Optimal zur Lösung einer globalen Herausforderung sind auch globale Lösungsansätze. Ohne weltweite Klimaschutzmaßnahmen, die auch bei großen Emittenten wie den USA, China, Indien und anderen schnell wachsenden Schwellenländern die Emissionen reduzieren, wird Klimaschutz nicht gelingen. Deshalb ist das Kyoto-Protokoll von 1997, das von 191 Staaten weltweit ratifiziert wurde, als Meilenstein zu werten. Obwohl seitdem Durchbrüche in ähnlicher Größenordnung ausgeblieben sind, wäre eine weltweit koordinierte Vorgehensweise zur Lösung des Problems nach wie vor erstrebenswert. Darauf sollte auch die Politik der Bundesrepublik hinwirken. Klimakonferenzen wie der 2015 United Nations Climate Change Conference in Paris (COP21) kommt deshalb eine hohe Bedeutung zu.

Gleichzeitig gibt es auf der europäischen Ebene mit dem Emissionshandelssystem ETS („emissions trading system“) ein Instrument zum Klimaschutz, das einerseits einen bereits etablierten institutionellen Rahmen für Klimaschutz in Europa bietet, andererseits jedoch – unter anderem aufgrund der aktuell niedrigen Preise für die gehandelten Emissionsrechte – in der Kritik steht. Instrumentenunabhängig ist die grundsätzliche Logik einer harmonisierten europäischen Klimapolitik bestechend: Sie stellt sicher, dass sich in ganz Europa und über alle teilnehmenden Emittenten identische Grenzvermeidungskosten ergeben. Das bedeutet, jeder Emittent kauft so lange Zertifikate, bis seine Grenzvermeidungskosten (die Kosten für die Vermeidung einer weiteren Tonne CO₂) dem jeweiligen Preis entsprechen. Dies ist eine notwendige Bedingung dafür, dass eine gewünschte Gesamt-CO₂-Einsparung zu den geringstmöglichen Kosten erfolgt. Am einfachsten lässt sich dies durch ein Gegenbeispiel belegen: Hätten zwei Länder (oder Emittenten) unterschiedliche Grenzvermeidungskosten, beispielsweise 10 und 100 €/t, so könnte der gleiche Klimaschutz erreicht werden, wenn der teure Emittent für 100 €/t eine Tonne weniger einspart und der günstigere Emittent für 10 €/t eine Tonne mehr. Die Differenz von 90 € könnte zwischen den beiden Akteuren als zusätzlicher Erlös bzw. Kostenvermeidung, aufgeteilt werden – bei identischem Klimaschutz. Eine einfache mikroökonomische Analyse dieses Zusammenhangs findet sich in Bade und Müsgens (2014), S. 20ff.

Diese Argumentation belegt, dass eine europäisch harmonisierte Klimapolitik nicht abgestimmten nationalen Vorgehensweise überlegen ist. Dennoch können Veränderungen im derzeitigen europäischen System sinnvoll sein. Beispielsweise wird sowohl weltweit als auch auf europäischer Ebene über die Vor- und Nachteile einer Mengensteuerung diskutiert.² Darüber hinaus sind die Preise für CO₂-Zertifikate aktuell niedriger als erwartet. Einer der Gründe hierfür ist, dass – unter anderem wegen der Weltwirtschaftskrise nach 2008 – insbesondere in Südeuropa weniger CO₂ emittiert worden ist als erwartet. Dies hat zu einer geringeren Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten und damit zu einem Absinken der Preise geführt. Schließlich wird auch das Vermei-

² Für einen Einstieg in die Diskussion seien die Arbeiten der beiden Protagonisten Rob Stavins (pro Mengensteuerung) sowie Bill Nordhaus (der als Alternative zur Mengensteuerung eine Preissteuerung vorschlägt) empfohlen.

dungsziel im ETS-Sektor (eine Reduktion der europaweiten CO₂-Emissionen um ca. 20 % gegenüber dem Niveau von 2005) von einigen Staaten als zu wenig ambitioniert empfunden. Edenhofer (2014) beschreibt neben den hier genannten noch weitere Gründe für Reformbedarf im ETS. Neben der europäischen Wirtschaftskrise kann beispielsweise auch fehlendes Vertrauen in eine langfristig konsistente Klimapolitik in Europa verantwortlich gemacht werden.

Auch auf europäischer Ebene besteht deshalb in der Klimapolitik Handlungsbedarf. Möchte Deutschland sich für Klimaschutz einsetzen, so sollten in diesem Umfeld Initiativen gestartet werden. Eine Allianz für ehrgeizigeren Klimaschutz könnte beispielsweise durch Transferzahlungen erreicht werden. In eine ähnliche Richtung hat sich auch der diesjährige Nobelpreisträger für Wirtschaft, Jean Tirole (2012), geäußert, der für eine intensivere Auseinandersetzung mit Kompensationsmechanismen plädierte.³

Erst an dritter Stelle kommen aus Sicht einer effizienten Klimapolitik Maßnahmen auf nationaler Ebene. Die mit nicht abgestimmten nationalen Lösungen verbundenen volkswirtschaftlichen Ineffizienzen sind bereits beschrieben worden. Nationale Lösungen bedingen darüber hinaus ‚carbon leakage‘-Effekte: Emissionen werden nicht vermieden, sondern nur verlagert. Exakt im Verhältnis eins-zu-eins geschieht dies, wenn eine nationale Mengeneinsparung parallel zu einem europäischen Emissionshandelssystem verfolgt wird. Werden also in Deutschland für Sektoren, die bereits im Rahmen des ETS Klimaschutz betreiben, weitere Maßnahmen auf nationaler Ebene ergriffen, ergibt sich der folgende Effekt: Die höhere Vermeidung in Deutschland führt dazu, dass die dann in Deutschland nicht benötigten Zertifikate stattdessen in anderen Sektoren und anderen europäischen Ländern verbraucht werden. Es bindet nach wie vor die Gesamtmengenbegrenzung im europäischen Handelssystem (‚Cap‘). Die europäischen Emissionen bleiben exakt gleich, sie werden nur vom deutschen Energiesektor in andere Emissionsquellen verschoben. Der letztlich gleiche Klimaschutz wird dann zu höheren Kosten erreicht (vgl. hierzu beispielsweise auch Weimann (2012) oder Müsgens et al. (2013)).

Der gleiche Effekt eines ‚carbon leakage‘, nur nicht im Verhältnis eins-zu-eins, tritt aber auch ohne die Einbettung in ein europäisches Handelssystem auf. So ist wie bei allen einseitigen Maßnahmen in einzelnen Ländern die Gefahr groß, dass Emissionen in der Stromerzeugung, die in Deutschland unterbleiben, stattdessen in anderen Ländern erfolgen. Dies betrifft zunächst direkte Effekte, wie verringerte Stromexporte oder erhöhte -importe. Nachgelagert gibt es aber auch indirekte Effekte wie die Abwanderung energieintensiver Industrien und den Import der entsprechenden Güter. Der Effekt des ‚carbon leakage‘ betrifft deshalb nicht nur die Energiewirtschaft, sondern auch andere (industrielle) Produktionsprozesse, die nicht über das ETS abgedeckt sind.

Sowohl ein weltweites Abkommen als auch eine zielgerichtete Reform des europäischen Handelssystems sollten also aus ökonomischer Sicht prioritär verfolgt werden. Natürlich sind auch nationale Maßnahmen zum Klimaschutz nicht grundsätzlich überflüssig. Idealerweise erfolgen sie aber abgestimmt und eingebettet in den europäischen Rahmen und möglichst kosteneffi-

³ Vgl. Tirole (2012)

zient. Nationale Maßnahmen sollten sich deshalb primär auf Sektoren konzentrieren, für die es keine europäischen Kooperationsmodelle gibt.

Auch unter der Prämisse, dass ein nationales Klimaschutzziel verfolgt werden soll, ist darüber hinaus grundsätzlich zwischen effizienten und ineffizienten Maßnahmen zu unterscheiden. Auch auf nationaler Ebene gilt: Tendenziell sind Instrumente effizienter, die zu ähnlichen Vermeidungseffekten innerhalb aber auch zwischen Sektoren führen.

3 Energiewirtschaftliche Analyse

3.1 Energiewirtschaftliche Rahmenannahmen

Die zukünftige Entwicklung der deutschen und europäischen Energiewirtschaft wird mitbestimmt von energiepolitischen und (welt-)wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die die Ergebnisse der energiewirtschaftlichen Modellierung sowohl angebotsseitig (z. B. über den Weltmarktpreis für Steinkohle oder die Einspeisung aus erneuerbaren Energien) als auch nachfrageseitig (z. B. über höhere Energieeffizienz und damit c. p. sinkenden Verbrauch) beeinflussen.

Neben kurzfristigen Auswirkungen, die den Einsatz von bereits existierenden Kraftwerken betreffen, haben die entsprechenden Rahmenannahmen auch Einfluss auf das mittel- und langfristige Verhalten der Marktakteure. Diese berücksichtigen bei Investitionsentscheidungen ihre Erwartung über die zukünftige Entwicklung, da bei Entscheidungen über Kraftwerksinvestitionen, Weiterbetrieb oder Stilllegungen langfristige Wertentwicklungen relevant sind. Im Folgenden wird daher dargestellt, wie sich die energiewirtschaftlichen Rahmenannahmen bis zum Jahr 2030 entwickeln und auf welchen Quellen die in diesem Gutachten dazu getroffenen Annahmen basieren. Alle Annahmen sind in den beiden untersuchten Szenarien identisch. Andernfalls wird explizit darauf hingewiesen.

3.1.1 Entwicklung des Stromverbrauchs

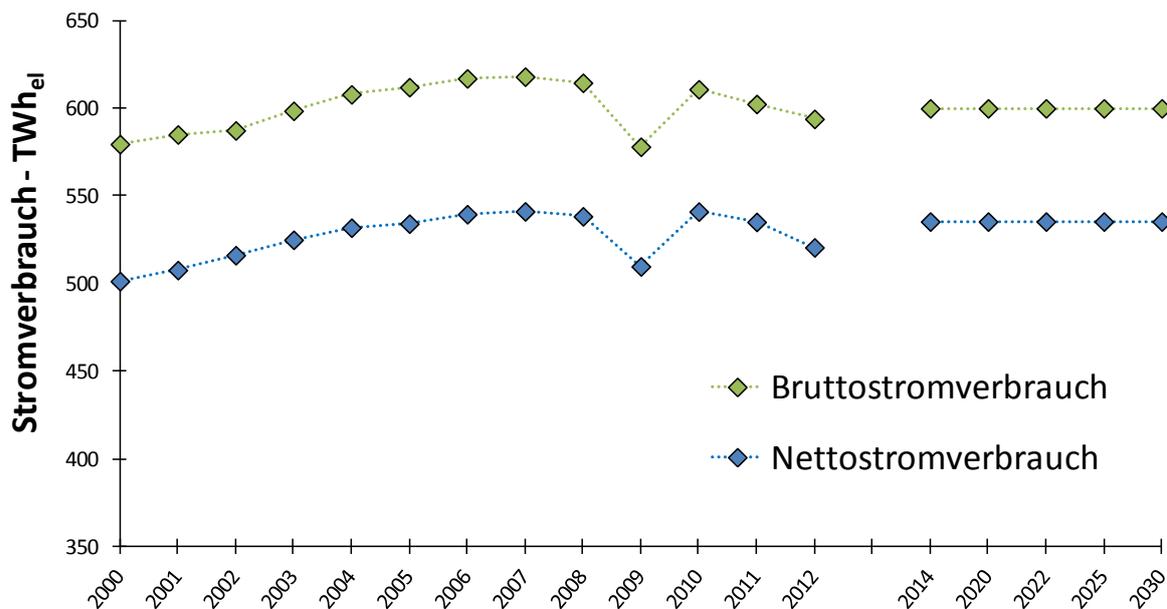
Der Bruttostromverbrauch war in Deutschland in der Vergangenheit an die wirtschaftliche Entwicklung gebunden. Er lag beispielsweise 2008 bei etwa 615 TWh, um im Jahr 2009 infolge der Auswirkungen der weltweiten Finanzkrise auf etwa 580 TWh abzusinken. Im Zuge der wirtschaftlichen Erholung in den folgenden Jahren stieg jedoch auch der Stromverbrauch wieder an. Bereits im Jahr 2010 betrug der Bruttostromverbrauch in Deutschland wieder 610 TWh und lag damit wieder auf dem Niveau von vor der Krise. Im langfristigen Trend beobachtete man in der Vergangenheit in Deutschland (genau wie in den meisten anderen Ländern Europas) einen zunehmenden Stromverbrauch.

Die zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchs wird von zwei gegenläufigen Trends bestimmt: Auf der einen Seite gibt es einen Trend in Richtung einer steigenden Energieeffizienz, sowohl technologisch als auch politisch. Dieser wird den Stromverbrauch negativ beeinflussen. Auf der anderen Seite gibt es jedoch auch Faktoren, die für eine Erhöhung des Stromverbrauchs sprechen. Neben den Erfahrungen der Vergangenheit sind hier z. B. weiteres Wirtschaftswachstum und ein Trend zu neuen Technologien⁴, der in der Regel zu Nachfragesteigerungen führt, auszumachen. In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass diese Trends sich ausgleichen und sowohl Brutto- als auch Netto-Stromverbrauch mittelfristig auf einem konstanten Niveau blei-

⁴ Bemerkenswert ist in diesem Zusammenhang, dass sogar Trends, die die Energieeffizienz erhöhen (bzw. den Primärenergieverbrauch reduzieren), gleichzeitig zu steigendem Stromverbrauch führen. Beispielhaft angeführt werden können dafür Wärmepumpen im Bereich der Haushaltsheizung, die Erdgas oder Öl verdrängen aber den Stromverbrauch erhöhen, sowie E-Mobility.

ben. Zur gleichen Einschätzung kommt auch der aktuelle Netzentwicklungsplan,⁵ der in allen betrachteten Zukunftsszenarien von einem konstanten Strombedarf ausgeht. Der dort angenommene Nettostromverbrauch von 535 TWh (inklusive Netzverluste) entspricht einem Bruttostromverbrauch von etwa 600 TWh, der in dieser Studie im Referenzszenario für den Prognosezeitraum bis 2030 angenommen wurde. In Abbildung 3-1 sind der historische Brutto- und Nettostromverbrauch, sowie der im Modell verwendete zukünftige Stromverbrauch dargestellt.

ABBILDUNG 3-1: ENTWICKLUNG DES STROMVERBRAUCHS IM REFERENZSZENARIO



Quelle: Eigene Darstellung r2b

Das Modell ist zeitlich hoch aufgelöst. In jedem Referenzjahr werden 4.380 Lastniveaus unterschieden.⁶ Die Struktur der Lastniveaus wurde aus der Vergangenheit abgeleitet.

Im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ wurde berücksichtigt, dass der im Verhältnis zum Referenzszenario höhere Strompreis zu Reaktionen auf der Nachfrageseite führt. Das Modellinstrumentarium von HWWI und r2b energy consulting ermöglicht eine genaue Analyse dieses Zusammenhangs. Der erwartete Nachfragerückgang wurde mittels einer iterativen Modellkopplung zwischen Strommarkt- und Gesamtwirtschaftsmodell bestimmt.

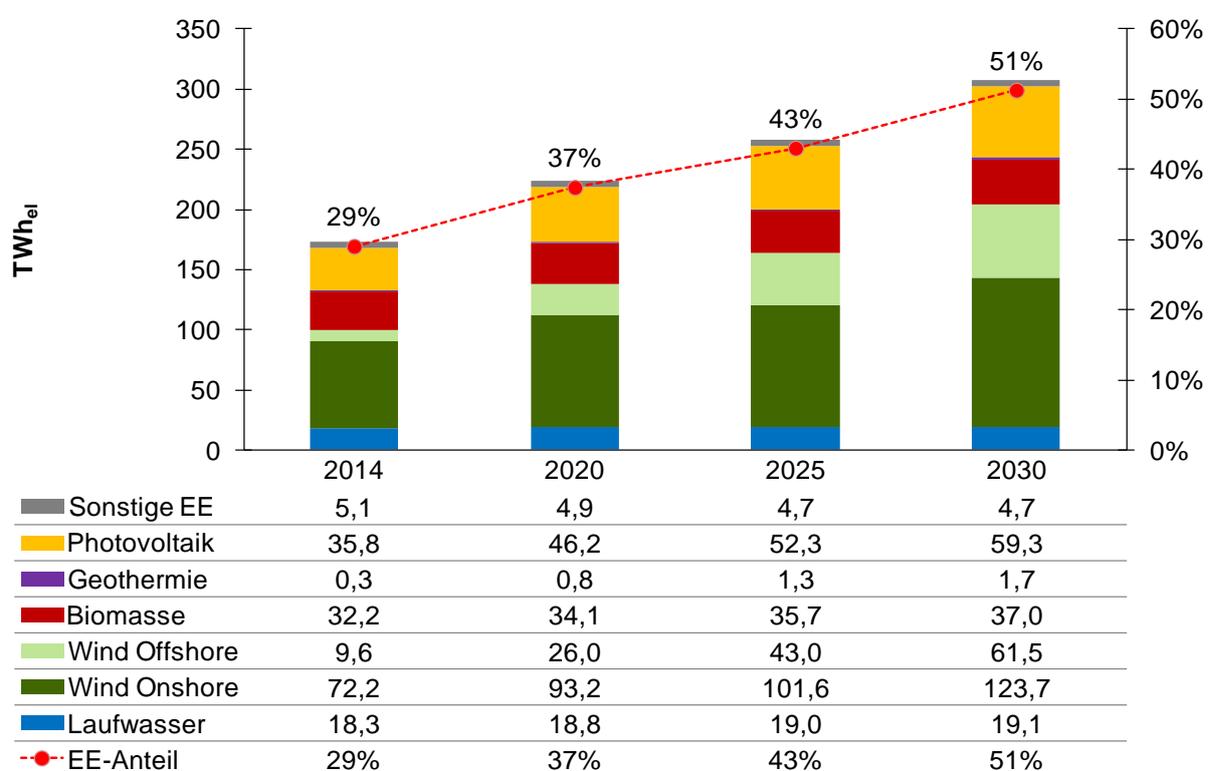
⁵ Vgl. Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (2013), S. 36ff

⁶ Ein Lastniveau repräsentiert also zwei Stunden. Eine so hohe zeitliche Auflösung ist für ein rechenintensives Investitionsmodell unter Einbeziehung von Speichern ungewöhnlich. Diese Genauigkeit erfordert an anderer Stelle Kompromisse, um die Rechenzeit des Modells handhabbar (bzw. das Modell überhaupt lösbar) zu halten. Beispielsweise wird auf – grundsätzlich mögliche – stochastische Analysen von Last oder EE-Einspeisung in diesem Gutachten verzichtet. Die Analysen erfolgen also deterministisch.

3.1.2 Förderung und Ausbau erneuerbarer Energien

In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass der Ausbau erneuerbarer Energien gemäß den Zielvorgaben im aktuellen erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)⁷ fortgesetzt wird. Der daraus resultierende Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch ist in Abbildung 3-2 dargestellt. Aktuelle Schätzungen für den EE-Anteil im Jahr 2014 liegen bei knapp 29 %. Bis zum Jahr 2020 steigt er annahmegemäß auf 37 % und bis zum 2030 auf einen Wert von 51 %. Diese Werte entsprechen den Klimaschutzzielen, die im Energiekonzept der Bundesregierung festgelegt sind, berücksichtigen jedoch darüber hinaus die aktuellen Modifikationen im EEG₂₀₁₄.

ABBILDUNG 3-2: ENTWICKLUNG DER EINSPEISUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN



Quelle: Eigene Darstellung r2b

Die Einspeisung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien ist volatil. Dies wurde in den Analysen ebenfalls berücksichtigt. Da das tatsächliche Dargebot an Wind oder Sonnenstrahlung nicht exakt prognostizierbar ist, wurden zur Prognose der Einspeisung aus Wind (Offshore und Onshore), sowie Photovoltaik europaweit hochaufgelöste Einspeiseganglinien mit geokodierten Anlagendaten sowie den historischen Wetterverhältnissen (Betrachtungszeitraum 2007 bis 2012) berechnet. Verwendet wurden unter anderem stündliche meteorologische Daten des Deutschen Wetterdienstes DWD für verschiedene Jahre ab 2007 basierend auf dem COSMO-EU-Modell. Zur Berechnung der Einspeiseganglinien für die Windenergie wurde neben der meteorologischen Datenbasis zusätzlich die europäische Datenbank der r2b energy consulting für die

⁷ Vgl. § 3 EEG.

Onshore-Windenergieanlagen verwendet. Sie umfasst die Informationen zu nahezu allen Bestandsanlagen sowie zu in Bau befindlichen oder geplanten Windparks an Land und auf See.⁸ Zur Berechnung der Einspeiseganglinien für die Photovoltaik wurden für Deutschland die anlagenscharfe Datenbank der r2b energy consulting und für Europa die GIS-gestützten Informationen zur installierten Leistung aller Bestandsanlagen in den einzelnen Regionen der Länder herangezogen. Die Berechnung der stündlichen PV-Einspeisung erfolgt modellbasiert unter Berücksichtigung verschiedener Technologien und damit verschiedener Wirkungsgrade auf Basis der stündlichen Globalstrahlung, der Umgebungstemperatur sowie der Performance Ratio⁹.

3.1.3 Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparcs

Der Bestandskraftwerkspark wird aus der europäischen Kraftwerksdatenbank von r2b energy consulting entnommen. Im Strommarktmodell¹⁰ können sowohl Kraftwerke stillgelegt als auch zugebaut werden. Dies kann zum einen auf Grund exogener Vorgaben erfolgen (Beispielsweise die Inbetriebnahme von Neubauten, die bereits in Bau sind) als auch auf Grund von endogenen Modellberechnungen (z. B. der Zubau von Kraftwerken zur Lastdeckung).¹¹

Stilllegung und Zubau von Kraftwerken

Die exogene Stilllegung von thermischen Kraftwerken erfolgt gemäß einer unterstellten technischen Lebensdauer, die sich nach Erzeugungstechnologie und verwendetem Brennstoff richtet. Bereits bekannte Repoweringmaßnahmen und Stilllegungsplanungen (bzw. bekannte Stilllegungszeitpunkte der deutschen Kernkraftwerke) werden dabei berücksichtigt. Die entsprechenden Parameter stammen ebenfalls aus der Kraftwerksdatenbank von r2b energy consulting, in der alle Kraftwerksblöcke in Europa mit Angaben zu Betreiber, Brennstoff und Technologie, Netzanschlussebene, installierter Leistung, Baujahr, geplanten oder bereits erfolgten Repoweringmaßnahmen sowie weiteren technischen und wirtschaftlichen Parametern enthalten sind. Neben den exogenen Informationen können Kraftwerke aber auch innerhalb des Modells aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegt werden. Dies tritt dann ein, wenn ein Kraftwerk nicht mehr zur Lastdeckung erforderlich ist bzw. günstigere Alternativen bestehen.

Ebenso wie bei Stilllegungen erfolgt ein Zubau (bzw. Ersatz) von Kraftwerken zum einen durch exogene Vorgaben, zum anderen endogen im Modell. Der exogene Zubau basiert – wie bei exogenen Stilllegungen auch – auf der Kraftwerksdatenbank der r2b energy consulting. Bei Anlagen,

⁸ Es sind u.a. Daten zu geokodiertem Standort, installierter Leistung, Nabenhöhe, Turbinentyp, Hersteller und Datum der Inbetriebnahme hinterlegt.

⁹ Die Performance Ratio bezeichnet für Photovoltaikanlagen das Verhältnis zwischen dem möglichen (maximalen) Ertrag und dem tatsächlich erreichten Ertrag und stellt einen Art Qualitätsfaktor dar.

¹⁰ Eine detaillierte Beschreibung des verwendeten Modells findet sich auf der Webseite der r2b energy consulting GmbH: www.r2b-energy.eu

¹¹ Die Analyse konzentriert sich auf Stichjahre, die jeweils repräsentativ für mehrere Jahre stehen. Innerhalb eines Stichjahrs erlaubt die hohe unterjährige Auflösung (vgl. die folgenden Ausführungen zur Abbildung der Last) eine detaillierte Abbildung der Anforderungen an den Kraftwerkspark im Hinblick auf Flexibilität und selten auftretende (Residual-)Lastspitzen. Dies ist insbesondere in Verbindung mit einer stetig zunehmenden schwankenden Einspeisung erneuerbarer Energien für eine hinreichend detaillierte Modellierung erforderlich.

die sich bereits in Bau befinden, wird davon ausgegangen, dass diese Projekte auch realisiert werden. Somit werden diese Anlagen gemäß ihrem geplanten Inbetriebnahmezeitpunkt zugebaut. In den beiden nächsten Jahren werden beispielsweise weitere Steinkohlekraftwerke mit einer Leistung von insgesamt 1,9 GW sowie 1,1 GW GuD-Anlagen in Betrieb genommen werden. Bei Anlagen, die sich derzeit noch im Planungsstadium befinden, wird davon ausgegangen, dass die endgültige Entscheidung über deren Bau noch nicht getroffen ist und diese Entscheidung von der erwarteten Wirtschaftlichkeit der Anlagen abhängig gemacht wird. Daher wird deren Zubau nicht als sicher angenommen, sondern erfolgt gegebenenfalls im Rahmen der modellendogenen Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen. Eine weitere Annahme betrifft die Stromerzeugungskapazität aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Die KWK-Erzeugung wird als zukünftig leicht ansteigend angesehen, wobei Steinkohle-gefeuerte KWK-Anlagen sukzessive durch emissionsärmere Erdgas-gefeuerte Anlagen ersetzt werden.

Ausgehend von den exogenen Zubauten bestimmt das Modell in der Optimierung auch den endogenen Zubau von thermischen Kraftwerken. Die Entscheidung über den Zubau einer bestimmten Kraftwerkstechnologie wird auf Basis der jeweiligen Wirtschaftlichkeit getroffen. Dabei wird angenommen, dass die Marktakteure rational handeln und somit stets die Technologien zugebaut werden, mit denen – unter Berücksichtigung der Erwartungen über zukünftige Marktentwicklungen – die größten Deckungsbeiträge zu erwirtschaften sind.

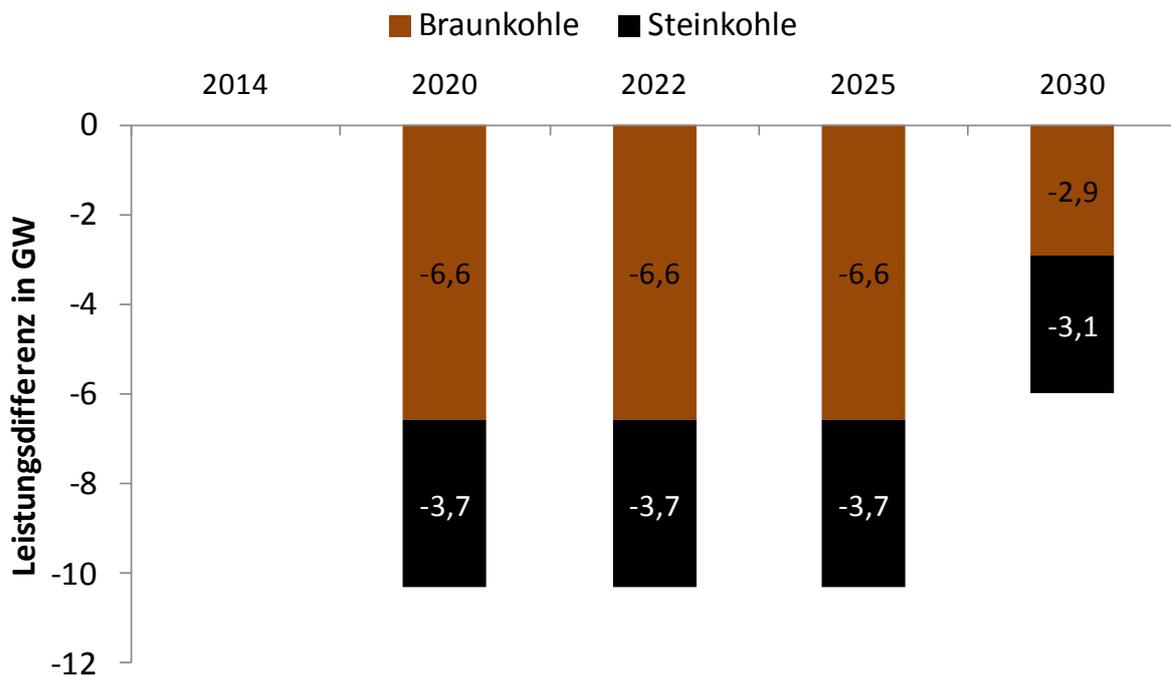
Anpassung der installierten Kraftwerksleistung im Klimaschutzszenario

Im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ werden dagegen auch Braun- und Steinkohle-Anlagen vorzeitig stillgelegt, deren Wirtschaftlichkeit gegeben wäre. Die Stilllegungen orientieren sich an den in die Öffentlichkeit kommunizierten Überlegungen der Bundesregierung, ca. 10 GW Leistung von Kohlekraftwerken vorzeitig stillzulegen.¹² Weiterhin wird in der ‚Tischvorlage Sektorenbeiträge‘ des BMUB eine Senkung der CO₂-Emissionen von 40 bis 65 Mt gegenüber dem Referenzfall bis 2020 vorgeschlagen.

Diese geplante Emissionsminderung stellt die Basis für die im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ gegenüber dem Referenzszenario durchgeführten Stilllegungen dar: Im Folgenden werden die Auswirkungen von Anpassungen im Kraftwerkspark vorgestellt, die zu einer Erreichung des nationalen Klimaschutzziels führen. Hierzu sind im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ – wie oben beschrieben – zusätzliche Stilllegungen berücksichtigt. Da bereits im Referenzszenario bis zum Jahr 2020 Kraftwerksstilllegungen erfolgen, die das Ergebnis einer Marktberreinigung darstellen, sind in Abbildung 3-3 die darüber hinaus gehenden Stilllegungen dargestellt.

¹² Siehe beispielsweise einen Bericht im Magazin ‚Der Spiegel‘ am 31.10.2014 (Dohmen und Traufetter, 2014).

ABILDUNG 3-3: ZUSÄTZLICHE KRAFTWERKSSTILLEGUNGEN IM KLIMASCHUTZSZENARIO



Quelle: Eigene Darstellung r2b

Die Höhe dieser Stilllegungen wurde durch Vorab-Analysen ermittelt. Bei diesen ging zum einen das oben genannte Klimaschutzziel (in Form einer zusätzlichen Reduktion des nationalen CO₂-Ausstoßes) in die Analysen ein. Zum anderen wurden technologiespezifische Parameter wie Anlagenalter oder -spezifischer CO₂-Ausstoß berücksichtigt.

Während die Analysen im Basisjahr 2014 in beiden Szenarien von identischen Kraftwerksparks ausgehen, ist es zur Erreichung des avisierten zusätzlichen Emissionsrückgangs im Kraftwerkssektor also notwendig, dass im Jahr 2020 6,6 GW Braunkohle- sowie 3,7 GW Steinkohle-Anlagen zusätzlich stillgelegt werden. Im Jahr 2030 sinkt diese Differenz ab, was in erster Linie daran liegt, dass bis dahin auch im Referenzszenario altersbedingte Stilllegungen der entsprechenden Anlagen zu erwarten sind und der Saldo zum Szenario ‚Aktionsprogramm‘ dann entsprechend geringer ausfällt.

3.1.4 Entwicklung der Brennstoffpreise und der Preise für EUAs

Die Preise für die fossilen Brennstoffe – Erdgas, Ölderivate und Braun- bzw. Steinkohle – sowie für Treibhausgasemissionsberechtigungen („European Emission Allowances“ - EUAs) sind wesentliche Parameter für die Wirtschaftlichkeit von Investitionsoptionen und den Einsatz unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien. Gleichzeitig sind sie auch wichtige Determinanten für die Preisbildung auf den Wettbewerbsmärkten für Strom. Bei den in der Analyse verwendeten Brennstoff- und CO₂-Preisen wurde im Wesentlichen auf aktuellen Studien zurückgegriffen.

Entwicklung der Brennstoffpreise

Die Preise für die Brennstoffe Steinkohle, Erdgas sowie leichtes und schweres Heizöl basieren auf den entsprechenden Weltmarktpreisen. Hinzu kommen Kosten für den Transport, sowie Kosten für Strukturierung (Erdgas), bzw. Raffinierung (Öl). Im Folgenden sind die in dieser Studie verwendeten Preise für die oben genannten Brennstoffe dargestellt, wobei stets reale Preise zum Bezugsjahr 2014 angegeben sind. Für die Jahre 2020, 2025 und 2030 wurden die Prognosen des aktuellen World Energy Outlooks verwendet.¹³ Die Preise für die dazwischen liegenden Jahre wurden interpoliert. Aus diesen Preisen lassen sich Brennstoffpreise frei Kraftwerk ableiten. Diese sind in Tabelle 3-1 beispielhaft für Deutschland dargestellt. In anderen europäischen Ländern können diese Preise leicht abweichen, da beispielsweise für den Transport von Steinkohle in die Niederlande etwas niedrigere Transportkosten anfallen als nach Deutschland.

TABELLE 3-1: BRENNSTOFFPREISE IN €/MWh_{TH} FREI KRAFTWERK FÜR DEUTSCHLAND

	2014	2020	2022	2025	2030
Steinkohle	10,2	11,6	11,8	11,9	12,0
Erdgas	30,0	36,4	36,5	36,7	37,6
Leichtes Heizöl	66,6	75,1	75,7	76,8	79,7
Schweres Heizöl	43,1	50,0	50,5	51,4	53,7

Quelle: Eigene Darstellung r2b

Entwicklung der Preise für Treibhausgasemissionsberechtigungen

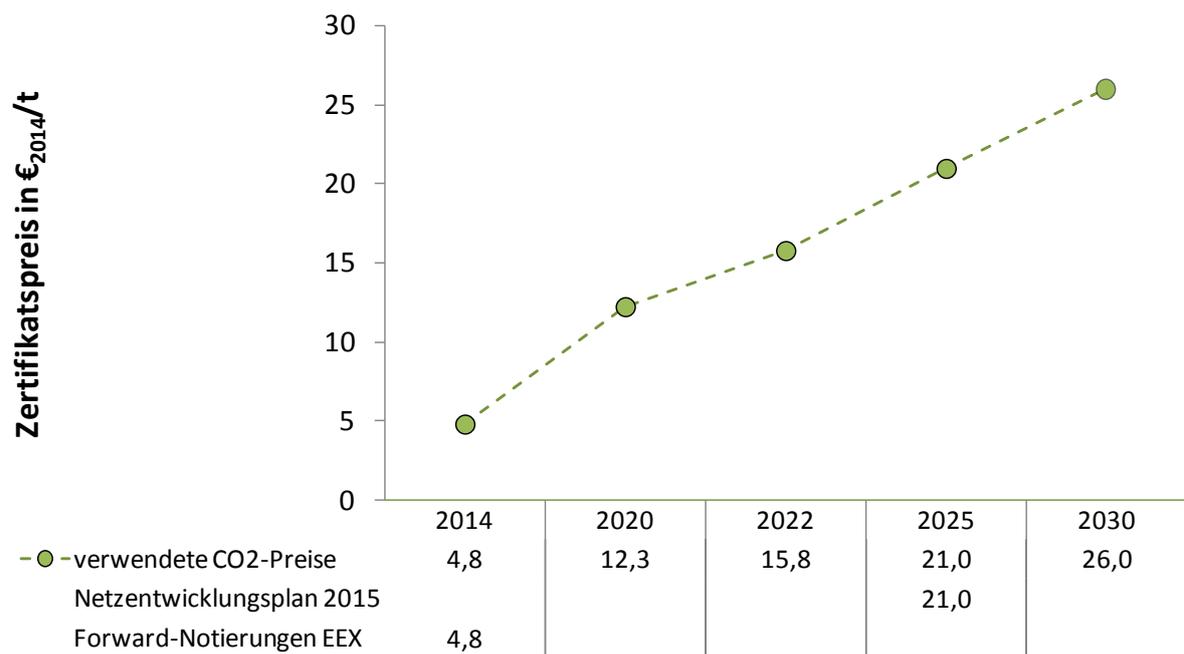
Die Preise für CO₂-Zertifikate (EUAs) stellen einen wichtigen Kostenfaktor bei der Erzeugung von Strom dar. Die Zertifikatspreise bilden sich über Angebot und Nachfrage und werden europaweit frei gehandelt. Die vorliegende Studie stützt sich im Hinblick auf die zukünftige Entwicklung der CO₂-Preise auf externe Quellen. Zur optimalen Vergleichbarkeit der Szenarien wurde in diesem Projekt ein exogener und in beiden Szenarien identischer CO₂-Preis verwendet.¹⁴ Der CO₂-Preisrückgang, der aus den im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ niedrigeren Emissionen im deutschen Kraftwerkspark resultiert, wird also nicht quantitativ berücksichtigt.

Die zukünftigen Preise für CO₂-Zertifikate (EUAs) stammen aus dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2015¹⁵. Dort wurde für das Jahr 2025 ein Preis von 21 €/t und für das Jahr 2035 ein Preis von 31 €/t prognostiziert. Die Preise für die dazwischen liegenden Jahre wurden durch Interpolation ermittelt, wobei am kurzen Ende liquide gehandelte Terminmarktquotierungen berücksichtigt wurden. In Abbildung 3-4 sind die in dieser Studie verwendeten CO₂-Zertifikatspreise dargestellt.

¹³ Vgl. IEA (2013).

¹⁴ r2b energy consulting verfügt über ein geeignetes Modellinstrumentarium, um die CO₂-Vermeidungskosten im ETS quantitativ zu bestimmen (vgl. beispielsweise frontier economics/r2b energy consulting (2013)).

¹⁵ Vgl. Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (2014).

ABBILDUNG 3-4: ENTWICKLUNG DER CO₂-PREISE

Quelle: Eigene Darstellung r2b, Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (2014), EEX (2014)

3.2 Energiewirtschaftliche Ergebnisse

Im Folgenden werden die energiewirtschaftlichen Ergebnisse der durchgeführten Modellrechnungen vorgestellt und analysiert. In der vorliegenden Arbeit werden die Auswirkungen von Kraftwerksstilllegungen im Rahmen des ‚Aktionsprogramms Klimaschutz 2020‘ quantitativ untersucht. So weit nicht anders beschrieben werden daher bei den präsentierten Zahlen die Differenzen zwischen Referenzszenario und Szenario ‚Aktionsprogramm‘ dargestellt.

3.2.1 Kraftwerkspark und Stromerzeugung

Die vorzeitige Stilllegung von Braun- und Steinkohleanlagen im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ hat Auswirkungen auf die Entwicklung aller Kraftwerke, da sowohl die im Vergleich zum Referenzszenario fehlende Leistung als auch die fehlende Erzeugung ersetzt werden müssen. Dies kann im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ prinzipiell auf vier Arten geschehen: a) Durch die Verwendung anderer bestehender freier Kapazitäten, b) durch den Zubau (bzw. geringeren Rückbau) inländischer Erzeugungsanlagen, c) durch zusätzliche Stromimporte bzw. verringerte Exporte, oder d) durch Nachfragereduktion als Folge höherer Strompreise.

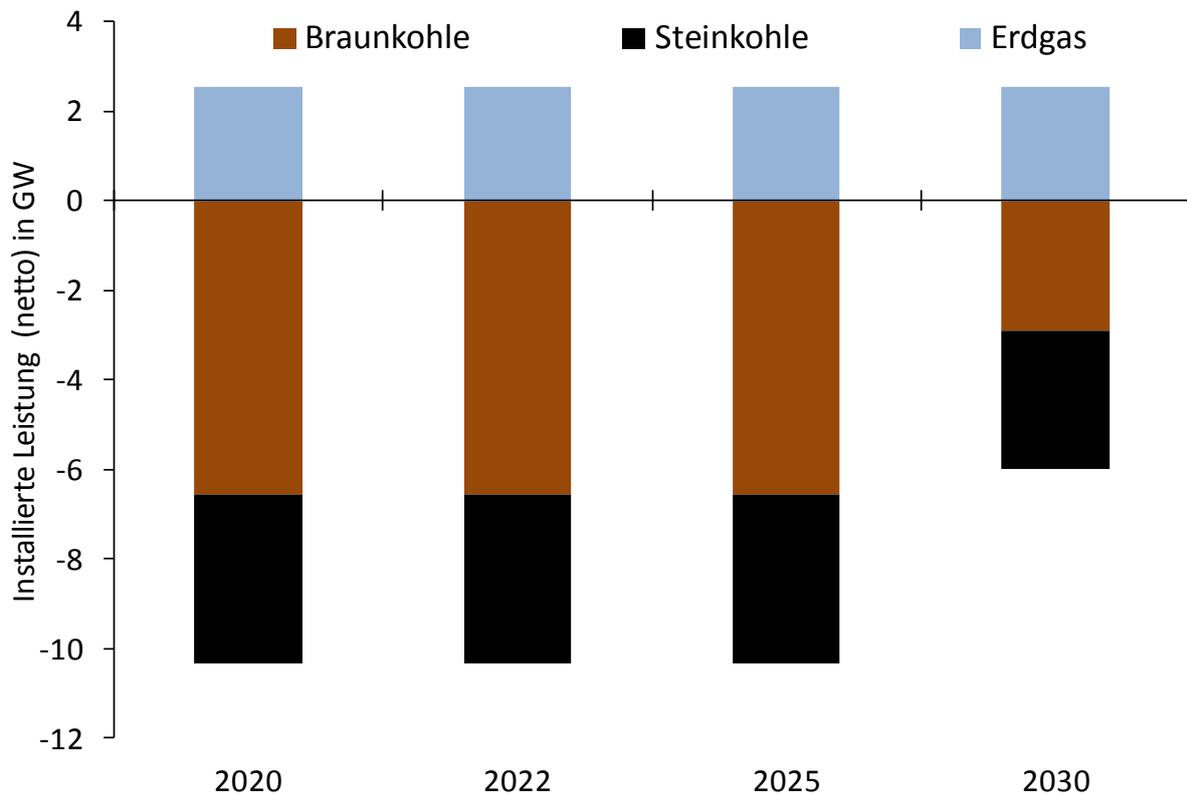
Es kommt also sowohl zu Anpassungen im Inland als auch im Ausland. Das Gutachten analysiert zunächst die Situation in Deutschland. Dabei wird mit einer Analyse von Leistung und Versorgungssicherheit begonnen und dann die Erzeugung untersucht. Danach werden die Wechselwirkungen mit dem europäischen Stromsystem, d. h. die Entwicklung im Ausland, betrachtet.

Leistung und Versorgungssicherheit in Deutschland

Die vorzeitige Stilllegung von Braun- und Steinkohleanlagen im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ hat Rückwirkungen auf die verbleibenden installierten Kapazitäten, die dadurch wirtschaftlicher werden (sog. ‚Rebound-Effekt‘). Zu erkennen ist dies in Abbildung 3-5, wo die Veränderung der installierten Kraftwerksleistung im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ im Vergleich zum Referenzszenario dargestellt wird. Der zusätzlichen Stilllegung von über 10 GW Erzeugungsleistung aus Braunkohle- und Steinkohle-Anlagen bis zum Jahr 2020 steht im Inland eine Steigerung von 2,5 GW bei der installierten Leistung von Erdgas-gefeuerten Anlagen gegenüber. Im Jahr 2030 sinkt der Unterschied der installierten Leistung sowohl aus Braun- als auch aus Steinkohle, was – wie bereits in Abschnitt 3.1.3 beschrieben – in erster Linie dadurch begründet ist, dass die vorzeitig aus dem Markt gedrängten Anlagen zu diesem Zeitpunkt auch im Referenzszenario stillgelegt werden. Demgegenüber bleiben über den gesamten Zeitraum im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ 2,5 GW mehr Erzeugungsleistung aus Erdgas-gefeuerten Anlagen in Deutschland bestehen.¹⁶

¹⁶ Es handelt sich bei den 2,5 GW Erdgas-gefeuerten Anlagen, die im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ zusätzlich im System sind, nicht um Neubauten. Diese Kapazitäten werden im Referenzszenario aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegt, im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ jedoch nicht. Hierdurch ergibt sich der positive Unterschied bei der installierten Leistung zwischen den Szenarien.

ABBILDUNG 3-5: VERÄNDERUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG IN DEUTSCHLAND



Quelle: Eigene Darstellung r2b

Damit sinkt im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ also die insgesamt in Deutschland verfügbare Kraftwerksleistung gegenüber dem Referenzszenario deutlich. Im Jahr 2020 sind netto 7,8 GW weniger Erzeugungsleistung am Netz. Dies hat Auswirkungen auf die gesicherte Kraftwerksleistung. Bei der gesicherten Leistung handelt es sich um die gesamte verfügbare Leistung zum Zeitpunkt der jährlichen Lastspitze unter Berücksichtigung von ungeplanten Nicht-Verfügbarkeiten (z. B. Kraftwerksausfällen) bzw. fehlendem Dargebot an erneuerbaren Energien. Der Beitrag jeder Technologie zur gesicherten Leistung wird mittels eines sogenannten Leistungskredits abgebildet.¹⁷ Die gesicherte Leistung liegt somit notwendigerweise unter der installierten Leistung.¹⁸

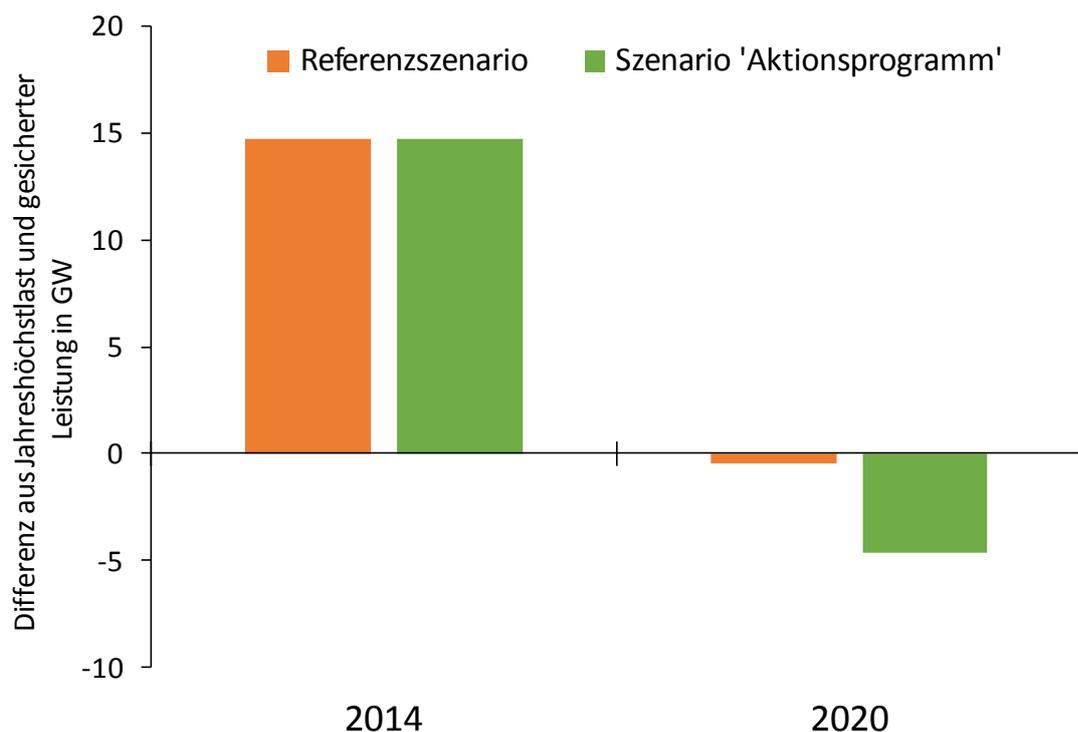
In Abbildung 3-6 ist die Differenz zwischen gesicherter Kraftwerksleistung und Jahreshöchstlast in beiden Szenarien für die Jahre 2014 und 2020 dargestellt. Im Jahr 2014 übersteigt die gesi-

¹⁷ Der Leistungskredit für eine bestimmte Technologie (z. B. Steinkohlekraftwerke) ist der Quotient zwischen gesicherter und installierter Leistung der Technologie. Ein Leistungskredit von 95 % bedeutet beispielsweise, dass zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 95 % der gesamten installierten Leistung der Technologie (mit einem Konfidenzniveau von beispielsweise 99,5 %) gesichert zur Verfügung steht. Die Berechnung der Leistungskredite nimmt r2b energy consulting mittels stochastischer Verfahren vor. Die in der vorliegenden Arbeit verwendeten Leistungskredite basieren auf r2b energy consulting (2014), S. 161.

¹⁸ Für Steinkohlekraftwerke, die eine hohe Zuverlässigkeit aufweisen, liegt der Leistungskredit beispielsweise bei etwa 92 %. Bei der jährlichen Lastspitze erzeugen also 92 % der installierten Kraftwerkskapazität. Für Wind liegt der Leistungskredit dagegen bei rund 6 %. Dies liegt daran, dass die Stromerzeugung aus Wind volatil ist und entsprechend nur ein geringer Teil der installierten Leistung zum Zeitpunkt der jährlichen Höchstlast auch gesichert Strom erzeugt.

cherte Leistung die Jahreshöchstlast noch um 15 GW und auch im Jahr 2020 reicht die inländische Erzeugungsleistung im Referenzszenario aus, um die Jahreshöchstlast zu decken. Aufgrund des Rückbaus im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ entsteht im Jahr 2020 allerdings bereits eine Deckungslücke von 5 GW gesicherter Leistung. Um ein hinreichendes Niveau an Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist jedoch eine ausreichend gesicherte Leistung notwendig. Dies gilt insbesondere in einem hochindustrialisierten Land wie Deutschland.

ABBILDUNG 3-6: VERGLEICH DER GESICHERTEN KRAFTWERKSLEISTUNG



Quelle: Eigene Darstellung r2b

In Abbildung 3-6 ist nur die gesicherte Leistung im Inland dargestellt. Neben den inländischen Kraftwerken können in der Praxis auch ausländische Erzeugungskapazitäten zur Deckung der Jahreshöchstlast genutzt werden. Darüber hinaus werden im Moment Anstrengungen unternommen, um nachfrageseitige Flexibilitäten („Demand Side Management“) zu erschließen, welche mittel- bis langfristig einen stärkeren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten sollen. Es bestehen also weitere Reserven im System. Andererseits gibt es auch gegenläufige Effekte. Beispielsweise basieren die Analysen auf den in Kapitel 3.1 beschriebenen Annahmen einer deterministischen Last. Die Jahreshöchstlast wird also als bekannt (bzw. sehr gut prognostizierbar) angenommen. Stochastische Effekte wie z. B. ein extrem kalter Winter können jedoch Auswirkungen auf die Jahreshöchstlast haben. Somit ist ein zusätzlicher Puffer in der installierten Leistung erforderlich, um dieser Unsicherheit Rechnung zu tragen. In dieser Analyse bleiben also sowohl Faktoren unberücksichtigt, die für eine Überschätzung der gesicherten Leistung spre-

chen, als auch für eine Unterschätzung.¹⁹ Da die entsprechenden Faktoren jedoch in beiden hier verglichenen Szenarien gleich wirken dürften, bleibt die Kernaussage der Analyse davon unberührt: Die nationale gesicherte Leistung ist im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ niedriger. Die Abhängigkeit vom Ausland steigt auch bei der Versorgungssicherheit.

Stromerzeugung in Deutschland

Die oben dargestellte Entwicklung der installierten Leistung im inländischen Kraftwerkspark hat auch Auswirkungen auf die Stromerzeugung. Durch die zusätzliche Stilllegung von rund 10 GW Kraftwerkskapazität entsteht eine Erzeugungslücke, die ausgeglichen werden muss. Besonders ins Gewicht fällt hier die Braunkohle, da die Anlagen auf Grund ihrer relativ niedrigen variablen Stromerzeugungskosten hohe Auslastungen aufweisen. Dadurch entsteht ein hoher Rückgang der Energieproduktion je stillgelegter Leistung. Gleichzeitig bestehen innerhalb dieser Technologiekategorie auch bei den verbleibenden Kraftwerken kaum freie Kapazitäten zur Ausweitung der Erzeugung als Reaktion auf die Stilllegungen. Wie aus Abbildung 3-7 ersichtlich ist, geht im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ deshalb in erster Linie die Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken zurück. Dieser Rückgang beträgt im Jahr 2020 im Vergleich zum Referenzszenario fast 50 TWh. Bei der Steinkohle ist die Situation differenzierter zu bewerten. Die Erzeugung sinkt bei alten Steinkohle-Anlagen und liegt 2020 ebenfalls um 4 TWh niedriger als im Referenzszenario. Die Differenz steigt bis 2030 auf 15 TWh.²⁰

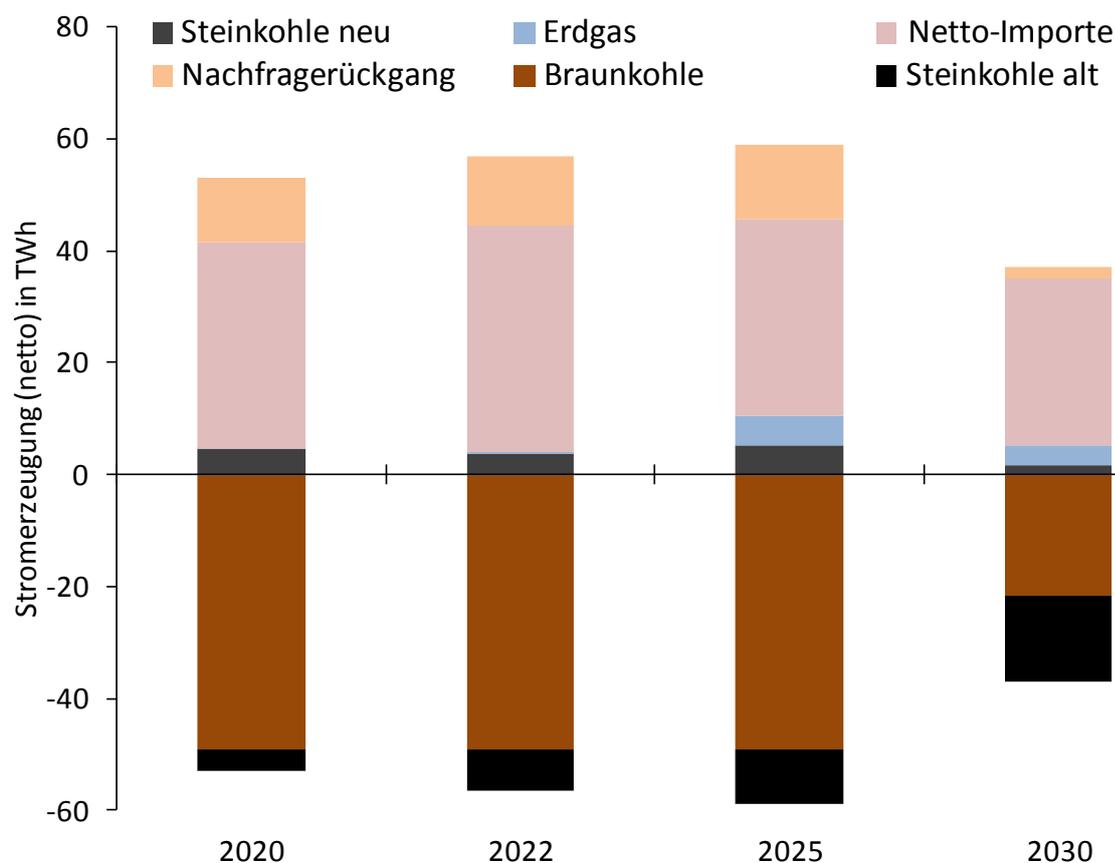
Dieser Rückgang in der Stromerzeugung wird zum einen durch den Nachfragerückgang kompensiert, der aufgrund der im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ höheren Strompreise entsteht.²¹ Dabei handelt es sich um etwa 12 TWh im Jahr 2020. Dieser Nachfragerückgang bleibt weitgehend konstant. Er sinkt erst nach dem Jahr 2025 auf etwa 2 TWh im Jahr 2030. Der größte Anteil zur Kompensation wird jedoch durch zusätzliche Stromimporte erbracht. Die Differenz der Szenarien beträgt im Jahr 2020 37 TWh und sinkt erst nach einem weiteren Anstieg auf 40 TWh im Jahr 2022 ab auf immer noch 30 TWh im Jahr 2030. Sowohl Erdgas-gefeuerte Anlagen als auch moderne Steinkohlekraftwerke in Deutschland tragen ebenfalls in geringem Umfang zur zusätzlich benötigten Stromerzeugung bei. Die in der vorherigen Abbildung 3-5 dargestellten im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ zusätzlich vorhandenen Erdgas-gefeuerten Anlagen haben also bis 2022 kaum Auswirkungen auf die Stromerzeugung, da sie zu großen Teilen als Reserve bereitstehen. Auch andere Erdgasanlagen erhöhen ihre Produktion nicht wesentlich, da sie entweder in beiden Szenarien in der Stromproduktion in den meisten Stunden unwirtschaftlich sind oder ihr Einsatz als Anlage der Kraft-Wärme-Kopplung primär durch den Wärmebedarf bestimmt wird.

¹⁹ Für detailliertere Analysen zur gesicherten Leistung, auch unter Einbeziehung des Auslandes, sei beispielsweise auf die derzeit vom BMWi durchgeführte Leitstudie Strommarkt verwiesen werden, bei der r2b energy consulting als Konsortialführer mitwirkt.

²⁰ Die Analyse unterscheidet zwischen ‚neuen‘ und ‚alten‘ Steinkohle-Anlagen an Hand des jeweiligen Wirkungsgrades. Bei alten Steinkohleanlagen handelt es sich annahmegemäß um solche mit einem Nettowirkungsgrad bis 40 %.

²¹ Der Nachfragerückgang aufgrund des Strompreisanstiegs wurde vom Projektpartner HWWI berechnet und wird in Abschnitt 4 detaillierter beschrieben.

ABBILDUNG 3-7: VERÄNDERUNG DER ERZEUGUNG IN DEUTSCHLAND IM SZENARIO ‚AKTIONSPROGRAMM‘



Quelle: Eigene Darstellung r2b

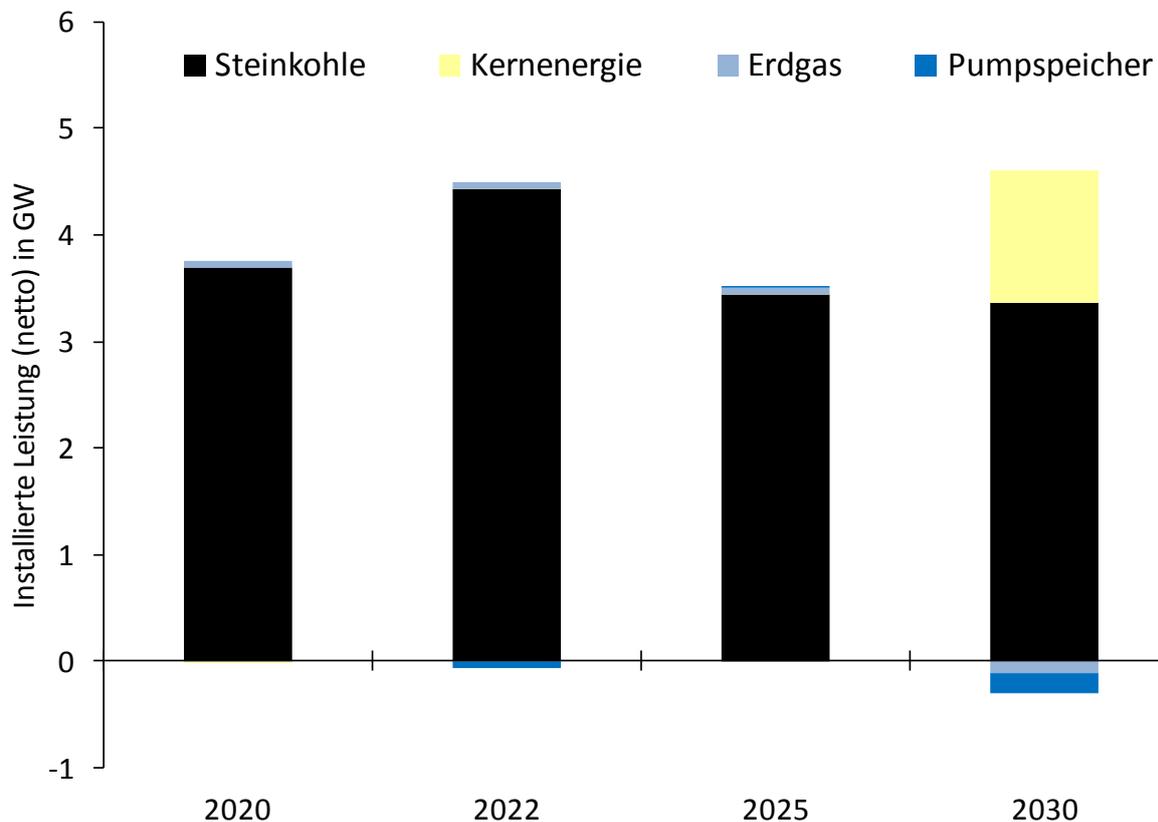
Leistung und Erzeugung im europäischen Ausland

Deutschlands Strommarkt ist in den wettbewerblich organisierten, liberalisierten europäischen Strommarkt integriert. Entscheidungen, die in Deutschland getroffen und umgesetzt werden, haben deshalb unmittelbare Auswirkungen auf die Nachbarländer und deren Strommärkte. Erfolgt – wie im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ – ein Rückbau deutscher Stromerzeugungsanlagen, so wird dies auch durch Anpassungen der Kraftwerksparks im Ausland kompensiert. Wie in Abbildung 3-7 bereits dargestellt wurde, kompensieren Veränderungen im Stromaustausch mit dem Ausland sogar den überwiegenden Teil des Rückgangs der inländischen Stromerzeugung.

Um zunächst die Kapazitätsentwicklung im Detail zu analysieren, zeigt Abbildung 3-8 die Veränderung der installierten Leistung im europäischen Ausland. Es wird deutlich, dass die Stilllegungen in Deutschland insbesondere zu einer höheren installierten Leistung bei Steinkohlekraftwerken im europäischen Ausland führen. So sind im Jahr 2020 im europäischen Ausland im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ Steinkohlekraftwerke mit einer Gesamtleistung von 3,7 GW mehr in Betrieb als im Referenzszenario. Im Jahr 2022 steigt die Differenz sogar auf 4,4 GW, bevor sie in den Folgejahren wieder zurückgeht. Ein weiteres interessantes Ergebnis zeigt sich im Jahr 2030: Mit verursacht durch den Kapazitätsrückbau in Deutschland werden im Szenario ‚Aktionsplan‘ in der Tschechischen Republik 1.200 MW zusätzliche Kernenergieleistung zugebaut. Obwohl in

den Analysen keine regionale Differenzierung innerhalb der Tschechischen Republik vorgenommen wird, erscheint es wahrscheinlich, dass es sich hierbei um weitere Reaktoren am Standort des KKW Temelin handeln wird. Dieses Kraftwerk wird im Referenzszenario bis zum Jahr 2030 nicht zugebaut.

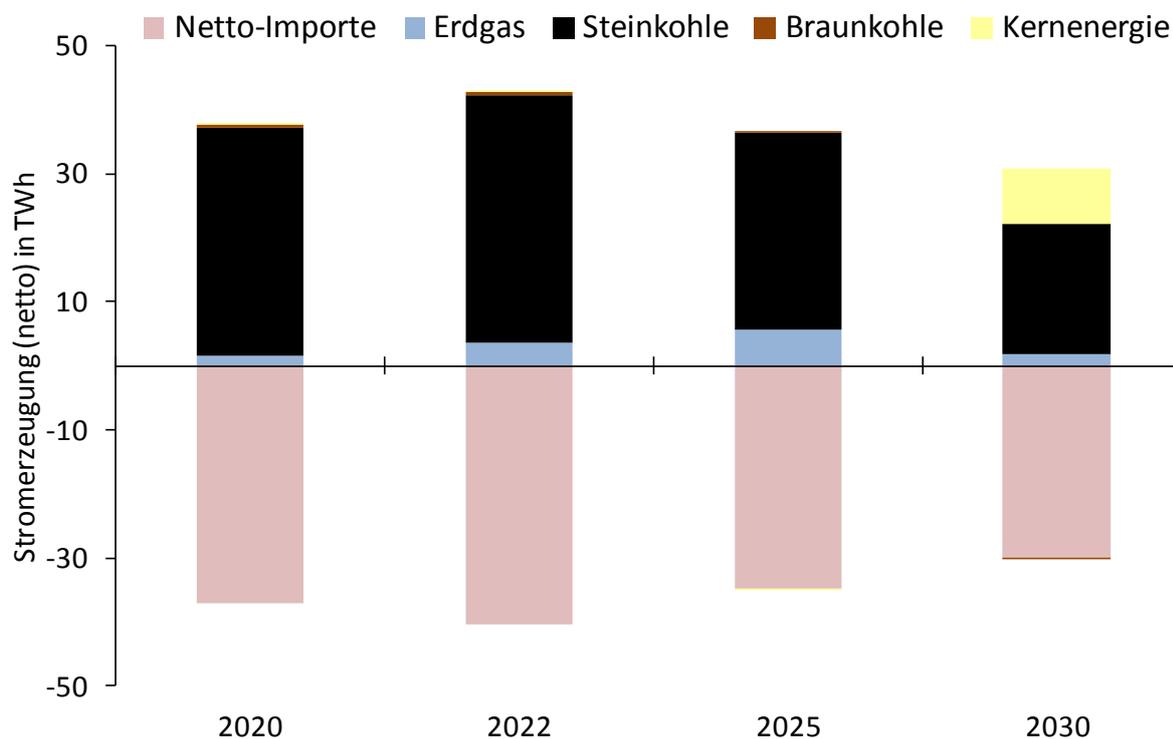
ABBILDUNG 3-8: VERÄNDERUNG DER LEISTUNG IM EUROPÄISCHEN AUSLAND



Quelle: Eigene Darstellung r2b

Die Veränderung der im Ausland vorhandenen Erzeugungsleistung hat Auswirkungen auf die Stromerzeugung. Die Unterschiede zwischen den Szenarien sind in Abbildung 3-9 dargestellt. Das Bild aus Abbildung 3-8 bestätigt sich auch bei der Erzeugung: Ein Rückgang der deutschen Stromerzeugung durch Kohlekraftwerke wird zu einem erheblichen Teil durch eine Zunahme an Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken im Ausland kompensiert. Im Jahr 2020 beträgt diese Zunahme bereits 36 TWh. Auch die ausländische Erzeugung aus Braunkohleanlagen steigt geringfügig an (400 GWh zusätzlich im Jahr 2020). Dies lässt sich dadurch erklären, dass die im europäischen Ausland vorhandenen Braunkohleanlagen bereits im Referenzszenario gut ausgelastet sind und somit kaum noch eine Steigerung zulassen. Bei älteren (und relativ ineffizienten) ausländischen Steinkohleanlagen ist dies anders: Diese werden durch den Rückbau deutscher Kohlekraftwerke wieder wirtschaftlich und können damit im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ im Vergleich zum Referenzszenario deutlich mehr Strom erzeugen. Der Rückgang der Stromproduktion aus deutschen Braunkohleanlagen wird also zu einem erheblichen Teil durch eine Zunahme der Stromproduktion in ausländischen Steinkohleanlagen kompensiert.

ABBILDUNG 3-9: VERÄNDERUNG DER STROMERZEUGUNG IM EUROPÄISCHEN AUSLAND

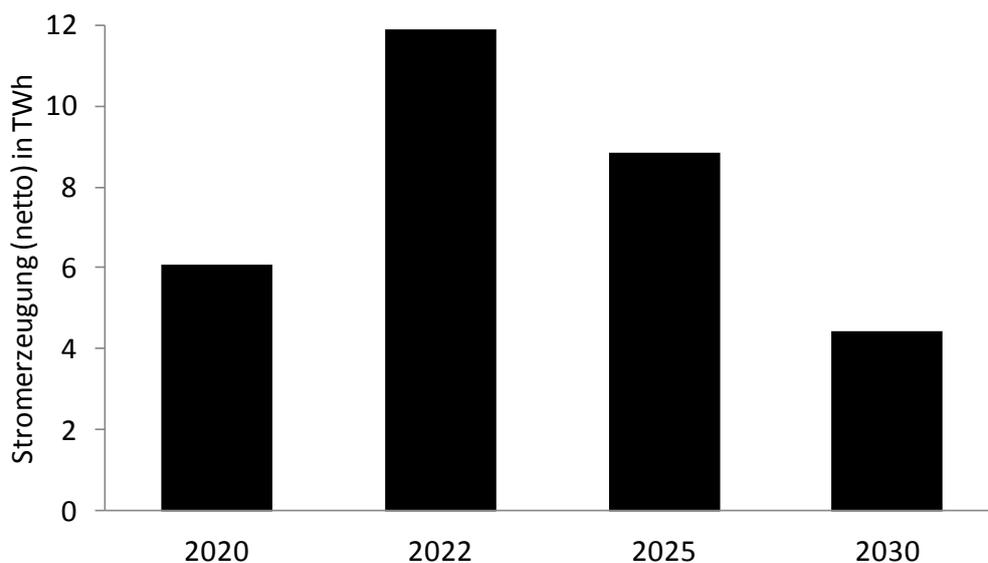


Quelle: Eigene Darstellung r2b

Die zusätzliche Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken in anderen Ländern Europas kann auch regional differenziert analysiert werden. Beispielsweise werden im deutschen Nachbarland Polen aufgrund der hiesigen Kraftwerksstilllegungen weniger Steinkohlekraftwerke stillgelegt als im Referenzszenario. Dies führt dazu, dass – auch dank einer höheren Auslastung der existierenden Anlagen²² – die polnischen Steinkohlekraftwerke deutlich stärker zur Stromerzeugung genutzt werden (siehe Abbildung 3-10). Dadurch erhöht sich im Jahr 2020 im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ die Stromproduktion polnischer Steinkohlekraftwerke um fast 10 %, bzw. 6,1 TWh gegenüber dem Referenzszenario. 2022 liegt diese Erhöhung bereits bei 12 TWh. Auch im Jahr 2030 werden im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ im Vergleich noch 4,4 TWh mehr Strom in polnischen Steinkohlekraftwerken erzeugt als im Referenzszenario.

²² 2020 werden die polnischen Steinkohlekraftwerke im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ mit durchschnittlich 6.248 Volllaststunden betrieben. Dies entspricht einem Anstieg von 454 Volllaststunden gegenüber dem Referenzszenario (5.794 Volllaststunden).

ABBILDUNG 3-10: VERÄNDERUNG DER STROMERZEUGUNG DER POLNISCHEN STEINKOHLEKRAFTWERKE

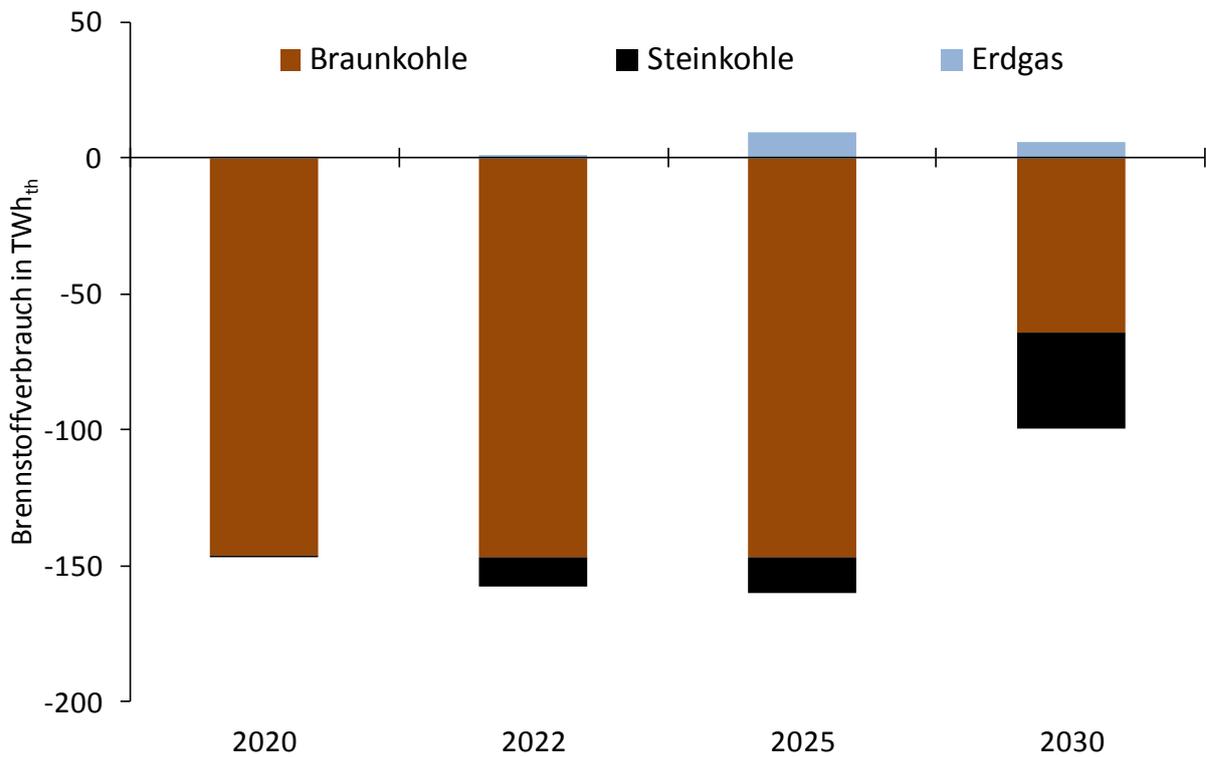


Quelle: Eigene Darstellung r2b

3.2.2 Brennstoffverbrauch

Die beschriebene Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland hat unmittelbare Rückwirkungen auf den inländischen Brennstoffverbrauch. So sinkt in Deutschland im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ der Verbrauch von Braunkohle. Dies zeigt Abbildung 3-11. Im Jahr 2020 beträgt der Rückgang 146 TWh_{th}. Er bleibt bis zum Jahr 2025 auf diesem Niveau und sinkt dann auf auf 64 TWh_{th} im Jahr 2030. Die Einsparung an Steinkohle fällt geringer aus. 2020 wird in beiden Szenarien fast gleich viel Steinkohle verfeuert, 2022 werden im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ 11 TWh_{th} eingespart, 2025 14 TWh_{th} und 2030 liegt die Einsparung bei 35 TWh_{th}. Der Erdgasverbrauch ist 2020 und 2022 in beiden Szenarien fast gleich. 2025 steigt der Brennstoff-Mehrverbrauch im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ auf 10 TWh_{th} an, 2030 beträgt er noch 6 TWh_{th}.

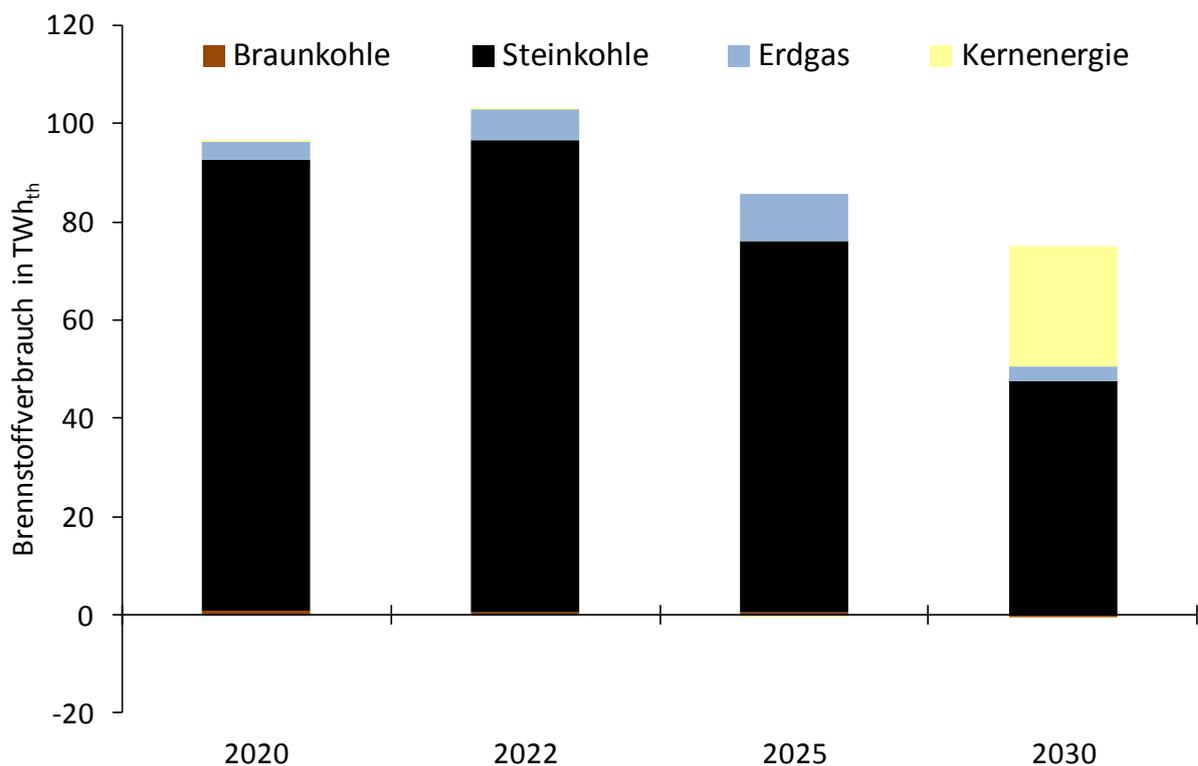
ABBILDUNG 3-11: VERÄNDERUNG DES BRENNSTOFFVERBRAUCHS IN DEUTSCHLAND



Quelle: Eigene Darstellung r2b

Der Rückgang der inländischen Stromerzeugung in Deutschland im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ wird wie beschrieben auch durch zusätzliche Stromimporte aus dem Ausland kompensiert (vgl. Abschnitt 3.2.1). Daher steigt dort der Brennstoffverbrauch an. In Abbildung 3-12 ist diese Veränderung dargestellt. Während im europäischen Ausland wenig zusätzliche Braunkohle verfeuert wird, steigt der Steinkohleverbrauchs im Vergleich zum Referenzszenario deutlich an. Im Jahr 2020 beträgt er 92 TWh_{th}, 2022 96 TWh_{th}, 2025 76 TWh_{th} und 2030 immer noch 48 TWh_{th}. Darüber hinaus erfolgt ein Anstieg des Erdgas-Verbrauchs von 4 TWh_{th} im Jahr 2020, welcher 2025 auf 10 TWh_{th} ansteigt und 2030 noch 3 TWh_{th} beträgt. Aufgrund des in Abbildung 3-8 dargestellten Zubaus von Kernenergie im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ wird 2030 im europäischen Ausland entsprechend mehr Uran zur Stromerzeugung eingesetzt (24 TWh_{th}).

ABBILDUNG 3-12: VERÄNDERUNG DES BRENNSTOFFVERBRAUCHS IM EUROPÄISCHEN AUSLAND

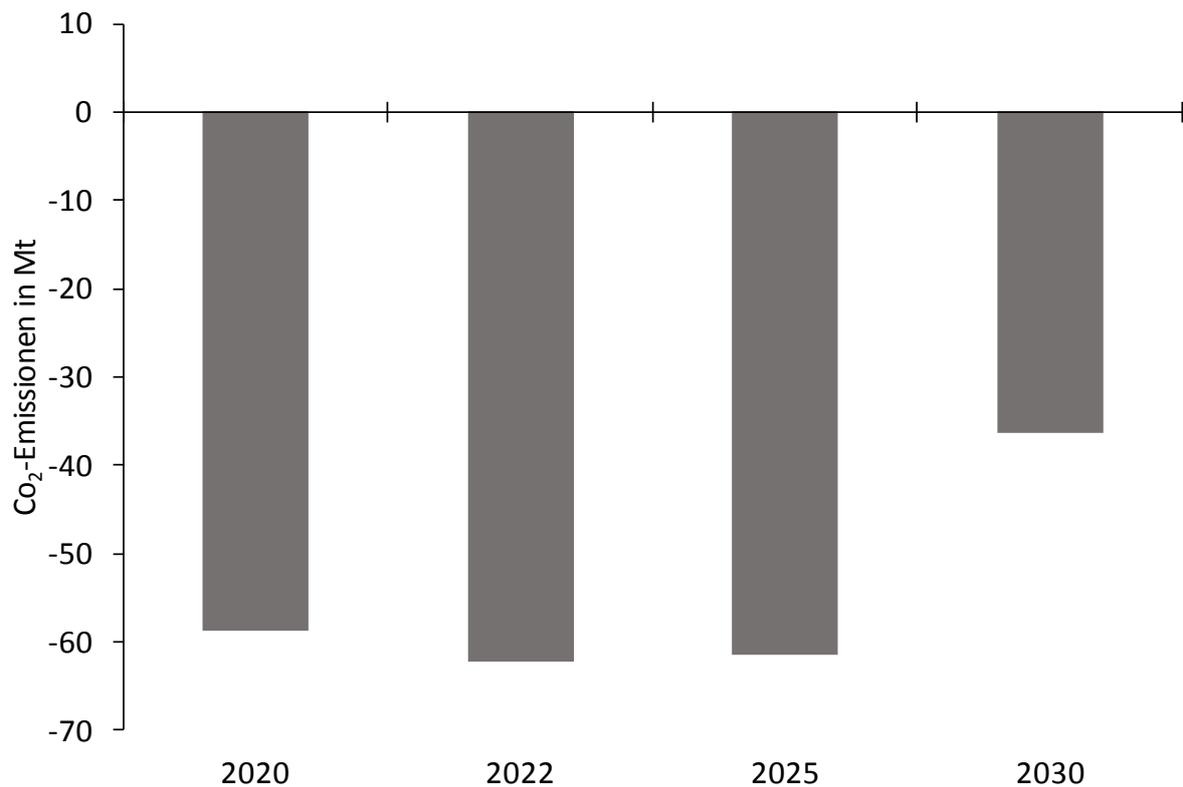


Quelle: Eigene Darstellung r2b

3.2.3 CO₂-Emissionen

Deutsche Energiewirtschaft

Ein zentrales Ziel der vorzeitigen Stilllegung von Kohle-gefeuerten Anlagen in Deutschland ist es, das Schließen der im ‚Aktionsprogramm Klimaschutz 2020‘ formulierten CO₂-Minderungslücke durch die Energiewirtschaft zu unterstützen. Eine Reduktion der nationalen CO₂-Emissionen ist also eine erklärte Vorgabe im Szenario ‚Aktionsprogramm‘. Im vorherigen Abschnitt wurde bereits gezeigt, dass durch die vorzeitigen Stilllegungen von Braun- und Steinkohleanlagen in Deutschland weniger Kohle zur Stromerzeugung verfeuert wird. Dies hat einen Rückgang der deutschen CO₂-Emissionen zur Folge. In Abbildung 3-13 ist die Veränderung der CO₂-Emissionen in der deutschen Energiewirtschaft aufgrund der unterstellten Stilllegungsmaßnahmen im ‚Aktionsprogramm Klimaschutz 2020‘ dargestellt. Die Grafik zeigt also die Differenz in den Emissionen zwischen den beiden Szenarien.

ABBILDUNG 3-13: VERÄNDERUNG DER CO₂-EMISSIONEN IN DER DEUTSCHEN ENERGIEWIRTSCHAFT

Quelle: Eigene Darstellung r2b

Im Jahr 2020 betragen die gesamten Einsparungen der deutschen CO₂-Emissionen durch den ‚Aktionsprogramm Klimaschutz 2020‘ 59 Mt. Hierdurch wird der vom BMUB avisierte *zusätzliche* Beitrag der Energiewirtschaft zum Klimaschutz erreicht. Dieser beträgt, laut Tischvorlage des BMUB, 40-65 Mt im Vergleich zum Referenzfall ohne die zusätzlichen Maßnahmen.²³ In den Jahren nach 2020 liegen die Einsparungen zunächst in einer ähnlichen Größenordnung, bevor sie im Jahr 2030 auf 36 Mt zurückgehen.

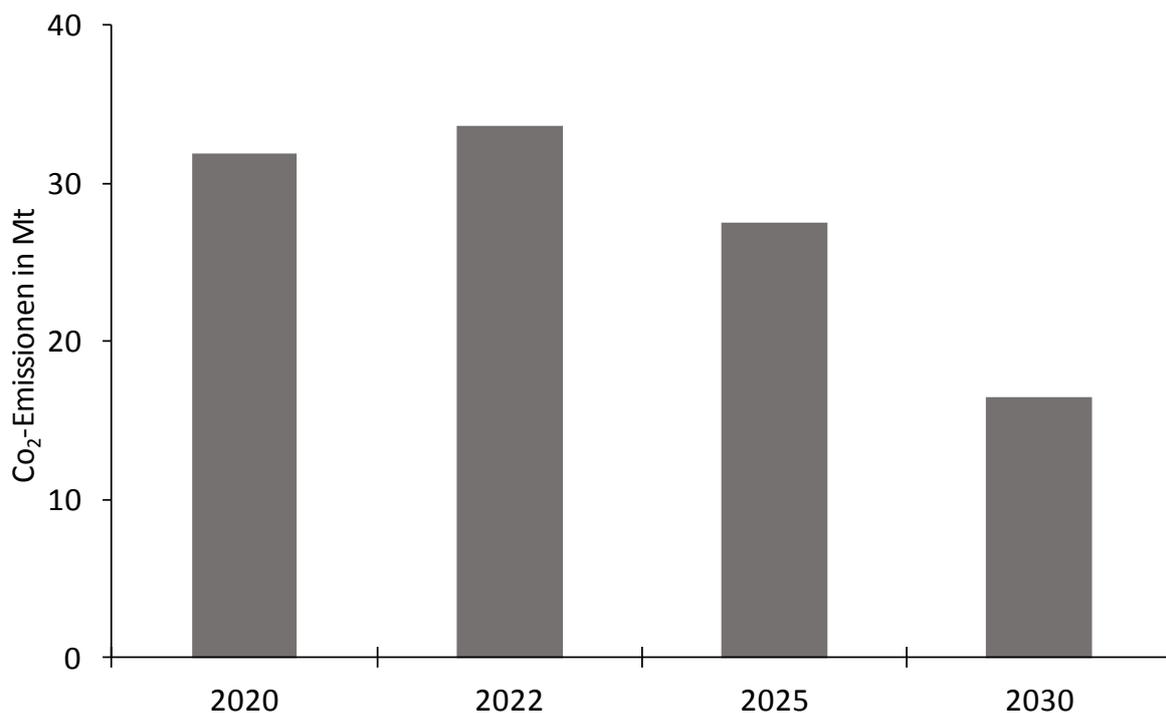
Energiewirtschaft im europäischen Ausland

Die europaweit insgesamt emittierten CO₂-Mengen bleiben aufgrund der Funktionsweise des ETS – wie in Abschnitt 2 dargestellt – von nationalen Maßnahmen innerhalb des ETS-Sektors grundsätzlich unberührt. Die in der deutschen Energiewirtschaft eingesparten CO₂-Emissionen werden in anderen Ländern und anderen Sektoren eins-zu-eins ersetzt. Dieses Gutachten konzentriert sich allerdings auf den Energiesektor und geht darüber hinaus von einem in beiden Szenarien identischen CO₂-Preis aus (vgl. Abschnitt 3.1.4). Gerade in diesem Umfeld lässt sich gut veranschaulichen, welche Kompensationseffekte es in anderen Ländern als Folge von Kraftwerksstilllegungen in Deutschland geben wird.

²³ BMUB (2014)

So wurde bereits dargestellt, dass die zunehmenden Stromimporte in Deutschland insbesondere zu einem zunehmenden Brennstoffverbrauch von Steinkohle im europäischen Ausland führen. Dies hat Auswirkungen auf die in der Energiewirtschaft des europäischen Auslands getätigten CO₂-Emissionen. Die Veränderungen dieser Emissionen im Vergleich zum Referenzszenario sind in Abbildung 3-14 dargestellt. Die Abbildung zeigt, dass mehr als die Hälfte der in Deutschland eingesparten Emissionen unmittelbar ins Ausland verlagert werden.

ABBILDUNG 3-14: VERÄNDERUNG DER CO₂-EMISSIONEN IN DER AUSLÄNDISCHEN ENERGIEWIRTSCHAFT



Quelle: Eigene Darstellung r2b

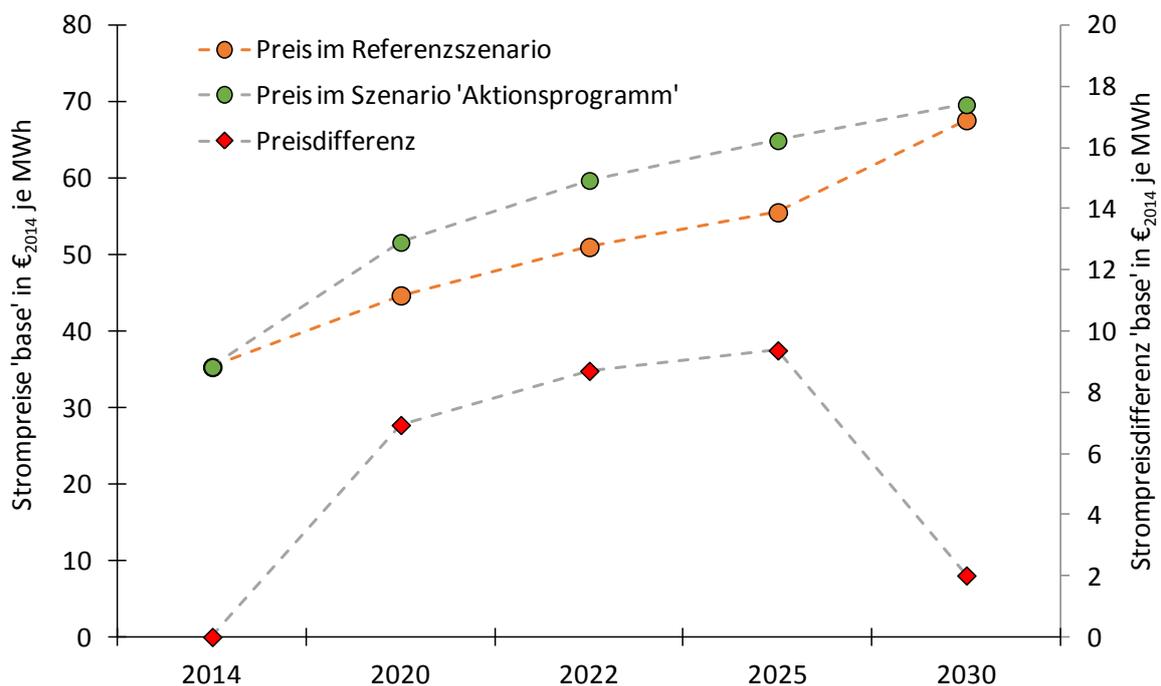
3.2.4 Großhandelspreise für Strom

Die Großhandelspreise für Strom ergeben sich im Strommarktmodell aus den Grenzkosten der Erzeugung. Dies entspricht dem Vorgehen bei der Preisfindung am Großhandelsmarkt für Strom (gegenwärtig der EPEX SPOT).

In Abbildung 3-15 sind die Strompreise für das Referenzszenario und das Szenario ‚Aktionsprogramm‘ dargestellt (linke Achse). Gezeigt wird der ‚Base‘-Preis, der den durchschnittlichen Strompreis aller Stunden eines Jahres wiedergibt. In den Säulen ist darüber hinaus auch die Differenz zwischen den beiden Szenarien dargestellt (rechte Achse). In beiden Szenarien ist ein insgesamt steigender Preistrend zu beobachten, da das aktuelle Preisniveau nicht vollkostendeckend ist. Darüber hinaus sprechen auch andere fundamentale Faktoren für einen mittelfristigen Preisanstieg: Die Produktionskosten der Kraftwerke werden voraussichtlich steigen, da nach heutigen Prognosen (vgl. auch die Annahmen in Kapitel 3.1.4 und die dort zitierten Quellen) sowohl die Brennstoffpreise als auch die Preise für Emissionszertifikate steigen werden. Diese Entwicklung – mit den entsprechenden Lasten für die Stromverbraucher – ist in den resultie-

renden Strompreisen in beiden Szenarien enthalten. Die Stilllegung wirtschaftlicher Braun- und Steinkohlekraftwerke im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ erfolgt dazu additiv. Der Preisanstieg durch die regulatorischen Maßnahmen im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ verschärft also zusätzlich die Situation in einem Marktumfeld mit ohnehin steigenden Preisen. Der ‚Base‘-Preis liegt im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ bereits im Jahr 2020 rund 7 €/MWh über dem im Referenzszenario. Diese Preisdifferenz steigt im Jahr 2022 auf fast 9 €/MWh und liegt 2025 bei 9,4 €/MWh. 2030 sinkt die Strompreisdifferenz des ‚Base‘-Preises auf 2,0 €/MWh.²⁴ Gegenüber dem heutigen Preisniveau beträgt der Preisanstieg im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ allein bis zum Jahr 2020 insgesamt sogar rund 18 €/MWh²⁵

ABBILDUNG 3-15: VERÄNDERUNG DER GROSßHANDELSPREISE FÜR STROM



Quelle: Eigene Darstellung r2b

3.2.5 Zusatzkosten in der Energiewirtschaft

Eine vorzeitige Stilllegung von Braun- und Steinkohlekraftwerken führt durch die beschriebenen Veränderungen im Kraftwerkspark und bei der Stromerzeugung auch zu messbaren Kostenveränderungen in der Energiewirtschaft. Dabei handelt es sich in erster Linie um Zusatzkosten, da im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ kostengünstige Optionen zur Stromerzeugung wegfallen. Die

²⁴ Betrachtet man neben dem zeitlichen Durchschnittspreis auch einen mengengewichteten Strompreis, bei dem der Preis einer Stunde mit dem Verbrauch dieser Stunde gewichtet wird, so fällt der Strompreisunterschied sogar noch deutlicher aus. In der Spitze im Jahr 2025 erreicht er dann ca. 10 €/MWh.

²⁵ Der Preiseffekt bei den Großhandelspreisen schlägt sich nicht notwendigerweise vollständig in den Endverbraucherpreisen nieder, da mit einem steigenden Großhandelspreis ein (allerdings weniger starkes) Absinken der EEG-Umlage verbunden ist. Für die Industrie gilt dies jedoch nicht, da diese eine begrenzte EEG-Umlage bezahlt. In diesem Sektor schlagen Preissteigerungen auf dem Großhandelsmarkt unmittelbar durch. Gleichzeitig hat der Großhandelspreis bei der Industrie wegen niedrigerer sonstiger Preisbestandteile (z. B. Netzentgelte) auch relativ gesehen eine höhere Bedeutung.

zusätzlichen Kosten entstehen vor allem in zwei Bereichen: steigende Kosten der Stromerzeugung in Deutschland und steigende Kosten für Stromimporte bzw. Veränderungen des Stromauswechselsaldos. Diese werden im Folgenden analysiert und dargestellt:

- *Kosten der Stromerzeugung:* Die Kosten der inländischen Stromerzeugung ergeben sich durch die Summe aus fixen und variablen Erzeugungskosten. Die fixen Erzeugungskosten beinhalten insbesondere Kosten für Personal, Wartung und Betrieb einer Anlage.²⁶ Diese Kosten sind unabhängig von der tatsächlich realisierten Auslastung der Kraftwerke. Bei den variablen Erzeugungskosten werden sowohl die Brennstoffkosten als auch die Kosten (oder Opportunitäten) der benötigten CO₂-Zertifikate und alle sonstigen variablen Kosten berücksichtigt. Bei den CO₂-Kosten wird nur der Mengeneffekt (CO₂-Emissionsminderung in Deutschland) betrachtet, da der CO₂-Preis in beiden Szenarien konstant angenommen wird (vgl. Abschnitt 3.1.4).
- *Kosten für Stromaustausch:* Wie in Abschnitt 3.2.1 dargestellt wurde, wird ein Großteil des Rückgangs der deutschen Stromerzeugung im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ durch zusätzliche Importe gedeckt. Der Wert des Stromaußenhandelsaldos ergibt sich auf Basis einer stündlichen Analyse der jeweiligen Im- und Exportmengen sowie der jeweils damit verbundenen Stromgroßhandelspreise.

In Tabelle 3-2 sind die Kostensteigerungen in der Energiewirtschaft aufgeführt, die bei einer Umsetzung der vorzeitigen Stilllegungspläne gemäß dem Szenario ‚Aktionsprogramm‘ entstehen.²⁷ Allein im Jahr 2020 betragen die Mehrkosten der Stilllegungsmaßnahmen 2,2 Mrd. €₂₀₁₄. Die Kostensteigerung steigen danach weiter an auf 3,2 Mrd. €₂₀₁₄ in den Jahren 2022 und 2025 und 2,8 Mrd. €₂₀₁₄ im Jahr 2030.

TABELLE 3-2: ANSTIEG DER GESAMTKOSTEN DURCH DEN DURCH DAS ‚AKTIONSPROGRAMM KLIMASCHUTZ 2020‘

	2020	2022	2025	2030
Jährliche Gesamtkosten [Mrd. €₂₀₁₄]	2,2	3,2	3,2	2,8
	gesamter Zeitraum			
Elektrizitätswirtschaftliche Gesamtkosten [€₂₀₁₄]	25,5			

Quelle: Eigene Berechnungen r2b

²⁶ Auch fixe Kosten für Investitionen sind zu berücksichtigen. Diese sind jedoch innerhalb Deutschlands in beiden Szenarien identisch.

²⁷ In der Zukunft stattfindende Zahlungsströme wurden mit einem Zinssatz von 3 % abgezinst. Dieser Zinssatz liegt über der aktuellen Inflationsrate und den aktuellen Kapitalmarktzinsen. Daher handelt es sich bei den zukünftigen Zahlungsströmen aufgrund der vergleichsweise hohen Abzinsung eher um eine Unterschätzung der tatsächlichen Zahlen.

Addiert man alle zukünftigen Zahlungsströme auf, so ergibt sich für die deutsche Energiewirtschaft im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ eine Erhöhung der Gesamtkosten von insgesamt 25,5 Mrd. €₂₀₁₄. Hierin sind lediglich die Zahlungsströme bis zum Jahr 2030 mit berücksichtigt.²⁸

Die entsprechenden Mehrkosten müssen von den Verbrauchern in Deutschland getragen werden. Hinzu kommt aus volkswirtschaftlicher Sicht, dass die entsprechenden Mehrkosten im Wesentlichen zu Zahlungsflüssen ins Ausland führen: Wie beschrieben, wird ein großer Teil der Mehrkosten für steigende Stromimporte aufgewendet. Die damit verbundene Wertschöpfung findet also im Ausland statt. Auch die zusätzlichen Kosten für Brennstoffimporte fließen zu großen Teilen ins Ausland, während die Kosten der Braunkohleförderung im Inland anfallen.²⁹

²⁸ Würden auch die Jahre nach 2030 mit berücksichtigt, läge der Wert noch höher, da durch Veränderungen von Kraftwerksstilllegungen auch über das Jahr 2030 hinaus Unterschiede zwischen den Szenarien bestehen. Aus Gründen der Konsistenz mit den bisherigen Analysen sind jedoch nur Kostensteigerungen bis 2030 berücksichtigt.

²⁹ Der verstärkte Klimaschutz reduziert allerdings die Kosten, die für CO₂-Zertifikate anfallen. Dieser Effekt ist in den Kostenbetrachtung enthalten, er würde allerdings den Saldo der Kapitalexporte ins Ausland aus deutscher Sicht verbessern.

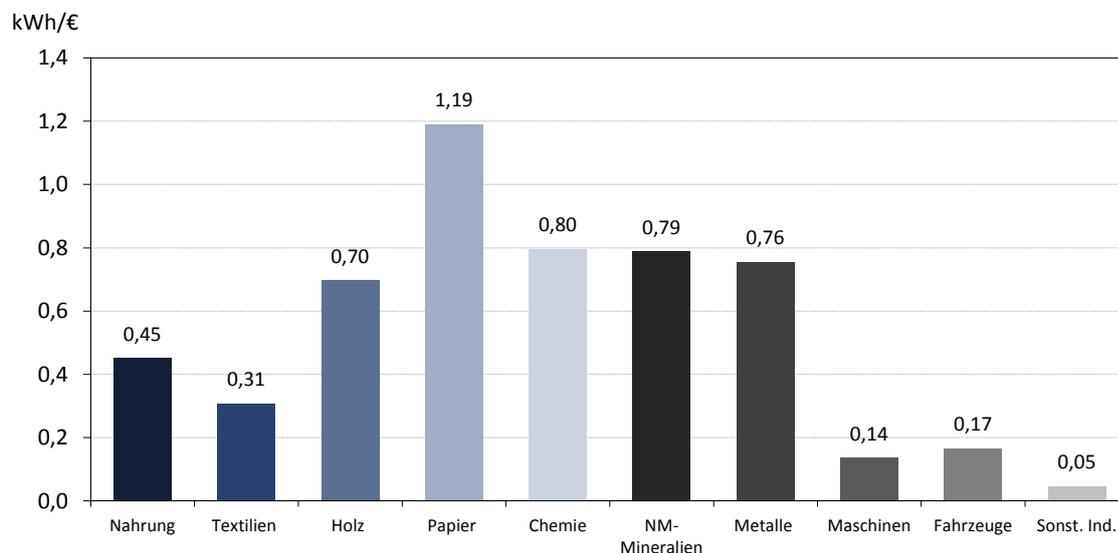
4 Gesamtwirtschaftliche Analyse

In diesem Abschnitt werden die gesamtwirtschaftlichen Implikationen des ‚Aktionsprogramms Klimaschutz 2020‘ auf Produktion und Beschäftigung in Deutschland untersucht. Dabei wird auf den vorangegangenen energiewirtschaftlichen Simulationsergebnissen aufgebaut. Konkret werden die Auswirkungen der ermittelten Strompreiseffekte auf die erzielte Wertschöpfung in einem gesamtwirtschaftlichen Gleichgewichtsmodell simuliert und nach Branchen differenziert ausgewiesen.

4.1 Stromeinsatz in der deutschen Wirtschaft

Die Versorgung mit Strom ist von grundlegender Bedeutung für sämtliche Lebensbereiche des Menschen im 21. Jahrhundert. Das gilt natürlich gerade auch für seine wirtschaftlichen Tätigkeiten. Die wertmäßige Bedeutung von Strom als Produktionsfaktor schwankt jedoch zwischen den Wirtschaftszweigen. 2013 betrug das Bruttoinlandsprodukt (BIP) in Deutschland etwa 2,74 Billionen Euro (Destatis, 2014). Davon wurde ein Wertschöpfungsanteil von 23,3 % im Verarbeitenden Gewerbe erzeugt. Im selben Zeitraum entfiel auf diesen Sektor jedoch 62,2 % des wirtschaftlichen (nicht-privaten) Stromverbrauchs. Dies entspricht einer mittleren Stromintensität von $0,43 \text{ kWh}/\text{€}$ im gesamten Sektor.³⁰ Im Vergleich dazu wies der Dienstleistungssektor 2013 eine durchschnittliche Stromintensität von nur $0,08 \text{ kWh}/\text{€}$ auf. Diese Kennzahlen rechtfertigen einen speziellen Blick auf das Verarbeitende Gewerbe, da sich dort Strompreisänderungen vermutlich am deutlichsten auf die Wertschöpfung auswirken.

ABBILDUNG 4-1: STROMINTENSITÄT DER DEUTSCHEN INDUSTRIEZWEIGE 2013

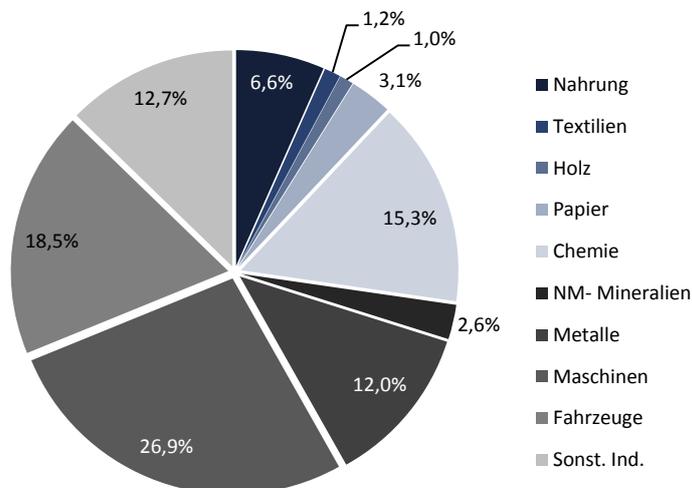


Quelle: BDEW, Destatis, HWWI (2014)

³⁰ Stromintensität wird im Folgenden als Verhältnis aus Stromeinsatz (in Energieeinheiten) und erzielter Wertschöpfung (in Geldeinheiten) verstanden.

Um ein genaueres Bild der Stromintensität im industriellen Sektor zu gewinnen, sind in Abbildung 4-1 die Stromintensitäten der einzelnen Industriezweige dargestellt. Es sind deutliche Unterschiede zu erkennen. Die höchste Stromintensität weist die Papierindustrie auf. Für einen Euro Wertschöpfung war dort 2013 ein Stromeinsatz von 1,19 Kilowattstunden nötig. In den Industriezweigen Fahrzeug- und Maschinenbau fiel die Stromintensität hingegen um den Faktor Acht geringer aus. Dies zeigt, dass die Betroffenheit von Strompreisschwankungen auch innerhalb des Verarbeitenden Gewerbes unterschiedlich ausfallen wird. Die Bedeutung dieser Betroffenheit für die Wirtschaftsleistung des gesamten Sektors hängt neben der Stromintensität eines Wirtschaftszweiges aber auch von seinen Anteilen an der Wertschöpfung insgesamt ab. Aus diesem Grund sind in Abbildung 4-2 die Anteile der Industriezweige an der industriellen Wertschöpfung in 2013 dargestellt. Es zeigt sich, dass beispielsweise die relativ stromintensive Papierindustrie nur einen geringen Anteil (3,1 %) an der Wertschöpfung besitzt, wohingegen die weniger stromintensiven Industriezweige Fahrzeug- und Maschinenbau gemeinsam fast 40 % der Wertschöpfung ausmachen. Dies ist bei der Interpretation der späteren Modellergebnisse zu berücksichtigen. Insgesamt verdeutlicht diese erste deskriptive Analyse, dass die volkswirtschaftlichen Effekte des ‚Aktionsprogramms Klimaschutz 2020‘ sinnvollerweise nach Branchen differenziert untersucht werden sollten. Dies ist der Weg, den wir im Folgenden beschreiten.

ABBILDUNG 4-2: ANTEILE INDUSTRIEZWEIGE AN INDUSTRIELLER WERTSCHÖPFUNG 2013



Quelle: Destatis (2014)

4.2 Modell zur Schätzung der gesamtwirtschaftlichen Folgen des ‚Aktionsprogramms Klimaschutz 2020‘

4.2.1 Methodische Grundlagen

Eine gesamtwirtschaftliche Relevanz der in Abschnitt 3 simulierten Kraftwerksstilllegungen ergibt sich vor allem aus den zu erwartenden Strompreiserhöhungen. Deren Auftreten hätte

sowohl direkte als auch indirekte Effekte auf die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft. Der direkte Effekt bestünde in dem unmittelbaren Kostenanstieg der Produktion als Folge der Verteuerung des Inputs Stroms, wovon vor allem stromintensiv produzierende Branchen betroffen wären. Zusätzlich ergäben sich indirekte Effekte aus den Lieferbeziehungen zwischen den Branchen. Steigen in einer stromintensiven Branche wie der Metallindustrie die Kosten, so würde das über steigende Preise für Metallerzeugnisse im Maschinenbau zu zusätzlichen Kostensteigerungen führen. Eine weitere Wechselwirkung bestünde schließlich mit der Konsumentenseite. Die Kaufkraft der privaten Haushalte könnte durch höhere Ausgaben für Strom belastet werden, die Nachfrage nach anderen Waren und Dienstleistungen sich so verringern. Damit wäre die deutsche Wirtschaft in der Konsequenz sowohl angebots- als auch nachfrageseitig betroffen.

Die Auswirkungen dieser Wirkungskette auf die gesamtwirtschaftliche Produktion sind, bedingt durch die Komplexität der Interaktionen, nicht über pauschale Abschätzungen ermittelbar. Dazu bedarf es eines ökonomisch fundierten Modellansatzes, der das Muster an Lieferbeziehungen zwischen den Branchen mit einbezieht. Für diese Aufgabe stellt die Computable General Equilibrium (CGE) Analysis das nach heutigem Forschungsstand geeignetste Werkzeug dar. Diese im Wesentlichen auf die Arbeit von Ballard et al. (1985) zurückgehende Modellfamilie hat in den letzten Jahrzehnten ein immer breiteres Anwendungsfeld gefunden, was Bereiche wie Außenhandel, Steuerpolitik und Umweltökonomik einschließt. Sie zeichnet sich dadurch aus, dass sie die Ökonomie als ein System aus vernetzten Märkten betrachtet. Jeder Markt repräsentiert Produkte aus einer bestimmten Branche. Deren Preise ergeben sich aus dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage. Dabei fokussiert sich das Modell auf mittelfristige Gleichgewichtssituationen, in denen sich über den Mechanismus von Preisanpassungen Angebot und Nachfrage angeglichen haben.

Die Vernetzung entsteht einerseits durch die im Modell simulierte Kaufentscheidung der Konsumenten, die auf Basis von Preisvergleich und Präferenzen ihr Einkommen auf Güter aus verschiedenen Branchen aufteilen. Andererseits entsteht sie durch die Entscheidung der Unternehmen über den optimalen Mix an Inputs aus anderen Branchen für ihre Produktion. Eine zusätzliche Rückkoppelung entsteht schließlich dadurch, dass die in der Produktion erzielte Wertschöpfung in Form von Arbeits- und Kapitaleinkommen an die Haushalte verteilt wird, somit wiederum Kaufkraft und Nachfrage beeinflusst. Formal besteht ein CGE Modell deshalb aus einem geschlossenen System aus nichtlinearen Gleichungen, dessen Unbekannte (Preise und Produktionsmengen) computergestützt ermittelt werden können. Die Auswirkungen externer Ereignisse werden dabei in Form von Parameteränderungen in das Modell eingeführt und können über einen Vergleich von neuer und alter Modelllösung beurteilt werden.

4.2.2 Modellaufbau und Schätzszenarien

Als Grundlage dieser Analyse dient der sogenannte Shoven-Walley Modellrahmen (Ballard et al., 1985). Das heißt, wir betrachten die deutsche Ökonomie im Folgenden als ein statisches System von Wettbewerbsmärkten. Phänomene wie die Dominanz bestimmter Anbieter auf einzelnen Märkten werden aus der Analyse ausgeklammert, da der hierfür nötige Detailgrad an Daten in keinem Verhältnis zu ihrer gesamtwirtschaftlichen Bedeutung steht. Die Branchenstruktur der

deutschen Wirtschaft wird im Modell durch insgesamt 17 Sektoren repräsentiert, deren Aufschlüsselung nach der Wirtschaftszweigklassifikation sich im Anhang befindet. Unternehmen in jedem Sektor produzieren Güter unter Einsatz von Vorleistungen aus anderen Sektoren sowie von Arbeitskräften und physischem Kapital (Produktionsstätten, Maschinen, Fahrzeugen etc.). Das Einkommen der Haushalte verteilt sich in seiner Verwendung auf Konsumgüter und Investitionen, wobei eine feste Sparquote zugrunde gelegt wurde. Das Ausland wird als Konsument deutscher Produkte sowie als Lieferant von Importgütern an deutsche Unternehmen und Haushalte modelliert. Die Verteilungsschlüssel bestimmen sich in all diesen Bereichen aus den der Input-Output-Tabelle entnommenen Informationen (siehe 4.2.3).

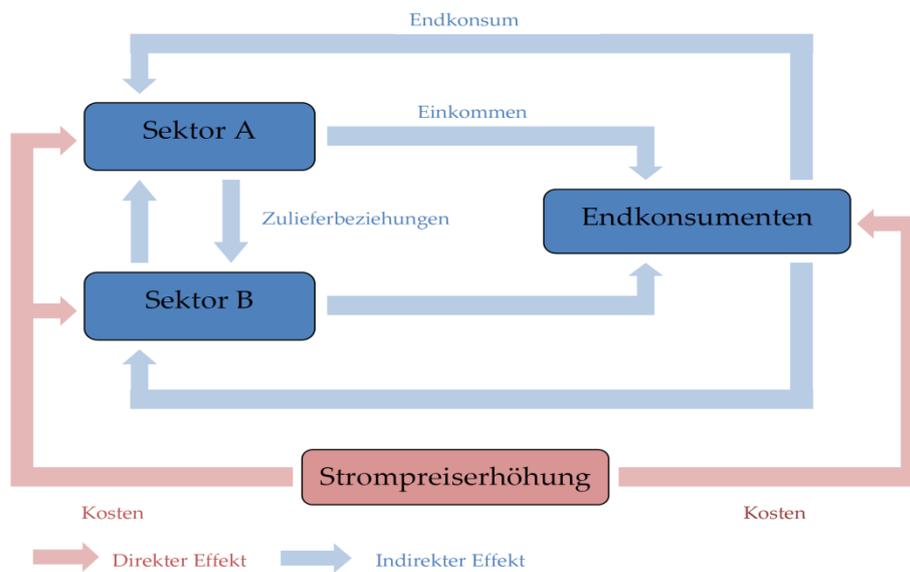
Eine Besonderheit unseres Modellansatzes stellt die Behandlung des Marktes für elektrische Energie dar. Dieser Markt stellt die Schnittstelle zu den im ersten Abschnitt dargestellten Simulationen von r2b energy consulting dar. Dessen Preis wird daher nicht im Rahmen des CGE Modells aus einem Strommarktgleichgewicht bestimmt, sondern fließt als Parameter in die gesamtwirtschaftliche Modellierung ein. Dies entspricht der volkswirtschaftlichen Wirkungsweise des ‚Aktionsprogramms Klimaschutz 2020‘: Über steigende Strompreise überträgt sich der Effekt von Kraftwerksstillegungen von der Stromwirtschaft auf andere Branchen. Die übrige Energiewirtschaft wird dabei als Branche gesondert im Modell aufgeführt.

Die Modellsimulationen bestanden darin, die Effekte der bei Durchführung des ‚Aktionsprogramms Klimaschutz 2020‘ zu erwartenden Strompreiserhöhungen in Relation zum Referenzszenario zu berechnen. Für ausgewählte Simulationsjahre bis 2030 wurde die jeweilige prozentuale Strompreiserhöhung auf Endverbraucherebene in das Modell eingeführt und die resultierende Wirkung auf die Modellgrößen bestimmt. Grundlage für die Bestimmung des Endverbraucherpreises im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ war die für die einzelnen Jahre simulierte Wirkung auf die Börsenstrompreise. Die übrigen Preiskomponenten wurden als gegenüber dem Referenzszenario konstant angenommen. Mögliche Rückwirkungen der Börsenstrompreise auf die Höhe staatlicher Preiskomponenten wie der EEG-Umlage wurden damit nicht berücksichtigt.

Die berechneten Änderungen in den Produktionsmengen beziehen sämtliche direkten und indirekten Effekte, wie sie sich aus den Wechselbeziehungen in der Ökonomie ergeben, mit ein. Für die Ergebnisse auf Branchenebene bedeutet das, dass die relative Betroffenheit einer Branche nicht nur von ihrer eigenen Stromintensität abhängt, sondern auch von der Stromintensität ihrer Lieferanten sowie der Betroffenheit ihrer Endkunden. Abbildung 4-3 stellt schematisch die Wirkungsweise eines Strompreiseffekts im Modell dar.

Die so gemessenen Auswirkungen stehen unter der Prämisse der Beibehaltung von wettbewerblichen Marktstrukturen im Szenario ‚Aktionsprogramm‘. Diskontinuitäten und Kaskadeneffekte, wie sie sich theoretisch daraus ergeben könnten, dass einzelne große Betriebe innerhalb einer Branche Konkurs anmelden, können in einem gesamtwirtschaftlichen Modell nicht sinnvoll abgebildet werden. Auch eine Dynamik, wie sie sich bei Auswirkungen auf das Investitionsverhalten im Zeitverlauf ergeben könnte, wird angesichts der damit verbundenen Unsicherheiten ausgeblendet. Wenngleich unseren Ergebnissen also eine Reihe von Annahmen zugrundeliegen, so lässt sich doch keine Tendenz ausmachen, nach der unser Modell die zu erwartenden Effekte systematisch über- oder unterschätzen würde.

ABBILDUNG 4-3: EFFEKTE EINER STROMPREISERHÖHUNG IN DER CGE SIMULATION



Quelle: Eigene Darstellung HWWI

4.2.3 Datenbasis

Ein CGE Modell kann nur dann einen Mehrwert gegenüber einfacheren Verfahren bieten, wenn es in seiner Modellstruktur das Geflecht an Zulieferbeziehungen in der Ökonomie realistisch widerspiegelt. Wichtigste Datengrundlage stellen hierbei die nationalen Input-Output-Tabellen dar, so wie sie für Deutschland in regelmäßigen Abständen vom Statistischen Bundesamt veröffentlicht werden. Diese erfassen wertmäßig die zwischen inländischen Branchen und Endkonsumenten geflossenen Güterströme innerhalb eines Jahres. Die zum Untersuchungszeitpunkt aktuellste Fassung stellt die Input-Output-Tabelle für das Jahr 2010 dar. Die darin aufgeführte Branchenaufteilung wurde von uns zu den 17 Produktionssektoren unseres Modells verdichtet. Die so erzeugte Tabelle wurde von uns zur Parameterkalibrierung, d.h. zur Bestimmung der Parameterwerte unter dem Referenzszenario eingesetzt. Konkret wurden auf dieser Basis die Werte für diejenigen Parameter, welche die Aufteilung der Nachfrage auf Güter im Referenzfall bestimmen, angepasst. Die monetären Größen werden real in Euro des Bezugsjahrs 2013 ausgewiesen.

Zusätzlich galt es, die Sensitivität der Nachfrage gegenüber Änderungen in den Preisen von Gütern zu bestimmen. Da dies keine Information ist, die aus einer Input-Output-Tabelle abgelesen werden könnte, ist es gängig, hierfür auf Ergebnisse aus der empirischen Literatur zurückzugreifen. Besonderes Augenmerk galt in unserem Fall natürlich der Sensitivität des Stromverbrauchs gegenüber Strompreisänderungen. Branchenspezifische Unterschiede in dieser Hinsicht können bedeutenden Einfluss auf den zu beobachtenden Gesamteffekt haben. Die jüngere Literatur hierzu ist eher schmal. Zur Abschätzung der Preissensitivität in acht stromintensiven Industriezweigen konnte auf eine aktuelle Forschungsarbeit von Baccianti (2013) zurückgegriffen werden, worin die Substituierbarkeit von Produktionsfaktoren differenziert nach Sektoren geschätzt

wurde. Für die Preissensitivität der übrigen Sektoren sowie der privaten Haushalte wurden charakteristische Durchschnittswerte aus der Literatur angesetzt.

Um die vom Modell errechneten prozentualen Effekte auf Produktion und Einkommen auf absolute Größen umrechnen zu können, wurden zusätzlich Referenzentwicklungen für das Bruttoinlandsprodukt und die Beschäftigtenzahl in Deutschland herangezogen. Für die Referenzentwicklung des deutschen BIPs bis 2030 wurde auf die Langfristprognosen zur jährlichen realen Wachstumsrate vom *Internationalen Währungsfonds* zurückgegriffen (IWF, 2014). Die gesamtdeutsche Beschäftigungsentwicklung wurde aus der Arbeitsmarktprognose 2030 des *Bundesministeriums für Arbeit und Soziale Sicherheit* übernommen (BMAS, 2013). Für die Abschätzung der unmittelbaren Beschäftigungsverluste im Bereich der Braunkohlekraftwerke wurde auf Daten des Vereins *Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.* zurückgegriffen (Kohlenstatistik, 2014).

4.3 Die volkswirtschaftlichen Effekte des ‚Aktionsprogramms Klimaschutz 2020‘

4.3.1 Effekte der Kraftwerksstilllegung auf die Beschäftigung

Bevor die branchenübergreifenden Effekte der Strompreiserhöhung präsentiert werden, soll zunächst die Wirkung des ‚Aktionsprogramms Klimaschutz 2020‘ auf Branchenebene abgeschätzt werden. Mit der herbeigeführten Stilllegung von Kraftwerken gehen nicht nur in technischer Sicht Verluste an Stromerzeugungskapazitäten einher, sondern auch auf ökonomischer Ebene Verluste an Wertschöpfung und Arbeitsplätzen. Dies kann neben den Kraftwerken selbst auch die Vorleistungsebene, also den Kohlebergbau, betreffen. Jeder Versuch einer Quantifizierung steht hier vor dem Problem einer stark begrenzten Datenlage. Die amtlichen Statistiken publizieren weder Beschäftigungs- noch Wertschöpfungszahlen auf der Ebene von einzelnen Kraftwerkstypen. Der Verein Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. erhebt immerhin jährliche Zahlen zur Entwicklung der Beschäftigten in der Braun- und Steinkohlewirtschaft. Diese wurden von uns genutzt, um zumindest eine grobe Abschätzung über die Arbeitsplatzverluste in der Braunkohleverstromung infolge des ‚Aktionsprogramms Klimaschutz 2020‘ anzustellen. Dazu wurde zunächst für den Kraftwerksbereich der letzte veröffentlichte Wert von 2009 in Relation zu den damals vorhandenen Gesamtkapazitäten der Braunkohlekraftwerke in Deutschland gesetzt. Dieses Verhältnis wurde auf die Zukunft übertragen. Die zuvor prognostizierten Kapazitätsunterschiede zwischen den Szenarien ‚Aktionsprogramm‘ und der Referenzsituation wurden so proportional auf Arbeitsplatzverluste umgerechnet. Ebenso wurde bei der Bestimmung der Beschäftigtenverluste im Tagebau verfahren: Die direkte Abhängigkeit der Braunkohlegruben von der Existenz lokaler Kraftwerke rechtfertigt dieses Vorgehen. In diesem Sinne handelt es sich bei den Arbeitsplatzverlusten im Kraftwerks- und Tagebaubereich um direkte Beschäftigungseffekte. Sie sind in Abbildung 4 4 dargestellt. Es ist zu beachten, dass es sich hier nicht um Verluste im Zeitverlauf, sondern um Verluste gegenüber dem Referenzszenario des jeweiligen Jahres handelt.

Danach wären in Folge des ‚Aktionsprogramms Klimaschutz 2020‘ unmittelbare Beschäftigtenverluste im vierstelligen Bereich zu erwarten. Diese Schätzwerte könnten den realen Ar-

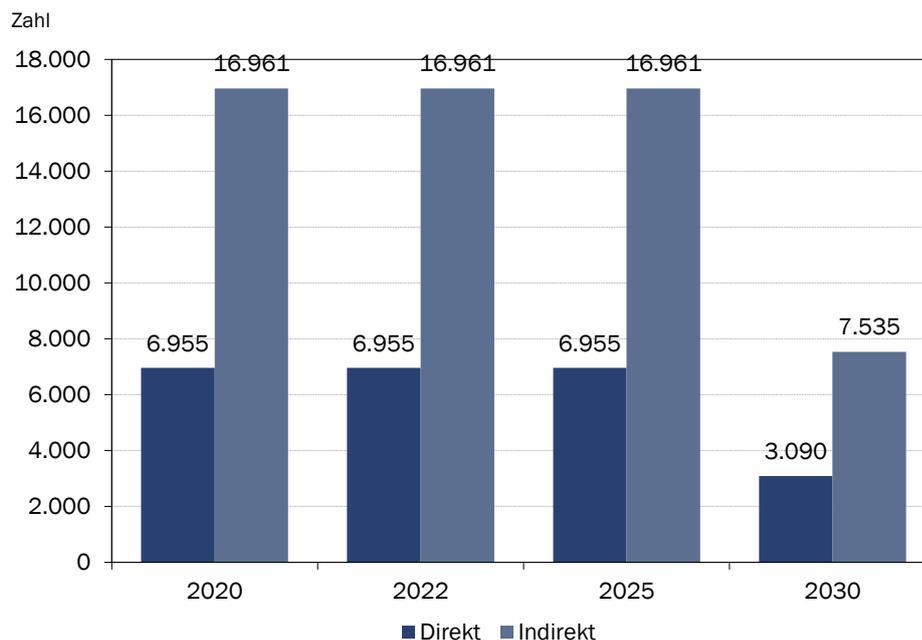
beitsplatzverlust im Bereich der Braunkohleverstromung sowohl über- als auch unterschätzen. Für eine Überschätzung spricht, dass die Arbeitsintensität auch in diesem Segment bedingt durch technologischen Fortschritt in Zukunft sinken sollte, mithin also allgemein weniger Leute in Relation zur Kraftwerkskapazität beschäftigt würden. Für eine Unterschätzung spricht dagegen, dass die ältesten und damit vermutlich arbeitsintensivsten Braunkohlekraftwerke zuerst abgeschaltet werden. Generell ist zu beachten, dass es sich hier nur um die unmittelbar verlorenen Arbeitsplätze handelt, Verlagerungseffekte von Beschäftigung hin zu anderen Standorten der Braunkohleindustrie oder anderen Branchen nicht betrachtet werden.

Qualitativ ähnliche Effekte sind auch im Zuge der beschleunigten Stilllegung von Steinkohlekraftwerken zu erwarten.³¹ Zusätzlich zu den direkten Arbeitsplatzverlusten im Kraftwerksbereich sind weitere indirekte Verluste in Folge von Nachfrageeffekten zu erwarten. Berechnungen der EEFA (2011) für 2009 haben ergeben, dass allein die unmittelbaren Ausgaben der Braunkohlekraftwerke bereits einen Nachfrageimpuls in einer Größenordnung von 1,5 Mrd. € auf die Wirtschaft ausmachten. Wird berücksichtigt, dass sich hieraus noch weitere indirekte Nachfrageeffekte über die Ausgaben vorgelagerter Wirtschaftsbereiche sowie die Erhöhung der Konsumenteneinkommen ergeben, ergibt das nach den Studienergebnissen einen gesamten Produktionseffekt in Höhe von 4,2 Mrd. € für das betreffende Jahr. Für den Produktionseffekt des Braunkohletagebaus kommt dieselbe Studie auf einen Schätzwert von 3,3 Mrd. €. Beide Produktionsbereiche zusammen lieferten in 2009 damit einen Wertschöpfungsbeitrag von etwa 7,5 Mrd. €. Mit diesen Produktionseffekten gehen entsprechende Beschäftigungseffekte einher. So wurde geschätzt, dass die Aktivität der Braunkohlekraftwerke in Deutschland insgesamt (d.h. einschließlich der indirekten Nachfrageeffekte) 41.638 Arbeitsplätze gesichert hat, was die reine Beschäftigtenzahl der Kraftwerke (2009: 8.503) deutlich übersteigt. Der Braunkohletagebau mit einer eigenen Beschäftigtenzahl von 14.393 sicherte mit seiner Aktivität insgesamt 37.089 Arbeitsplätze. Auf einen Arbeitsplatz im Segment Braunkohlekraftwerke/tagebau kamen danach durchschnittlich etwa 2,5 zusätzliche Arbeitsplätze in anderen Branchen.

Auf Basis dieses von der EEFA errechneten Beschäftigungsmultiplikators haben wir eine zusätzliche Abschätzung der indirekten Beschäftigungseffekte vorgenommen, die aus den Nachfrageausfällen im Zuge der Kraftwerksstilllegung resultieren. Angewendet auf die Simulationsjahre führt dies zu weiteren indirekten Arbeitsplatzverlusten im Vergleich zur Referenzsituation in einer Höhe von bis zu 17.000. Dies betrifft zunächst vorrangig Bereiche wie Maschinenbau, Bauleistungen und Elektrotechnik. Über die komplexen Vorleistungsbeziehungen in der Ökonomie sind aber letztlich alle Branchen zu einem gewissen Grad betroffen. Insgesamt wird für den Braunkohlebereich damit ein (direkter und indirekter) Verlust von etwa 24.000 Arbeitsplätzen gegenüber dem Referenzszenario prognostiziert. Die nicht quantifizierbaren Arbeitsplatzverluste im Bereich der Steinkohle kämen hier noch hinzu.

³¹ Auf eine Quantifizierung muss hier verzichtet werden, da seitens der Statistik für Kohlewirtschaft e.V. lediglich Beschäftigtenzahlen für den Steinkohlebergbau zur Verfügung gestellt werden. Dessen Aktivität kann infolge seiner Exportabhängigkeit nicht sinnvoll im Zusammenhang mit der Aktivität der Steinkohlekraftwerke betrachtet werden.

ABBILDUNG 4-4: ARBEITSPLATZVERLUSTE AUS DER STILLEGUNG VON BRAUNKOHLEKRAFTWERKEN



Alle Angaben relativ zur Referenzperiode
Quelle: HWWI (2014)

Quelle: HWWI (2014)

4.3.2 Effekte erhöhter Strompreise auf die Wertschöpfung

Ein unmittelbares Ergebnis unserer makroökonomischen Simulationen stellen Veränderungen in den Produktionswerten einzelner Branchen dar. Diese allein repräsentieren jedoch noch nicht den wirtschaftlichen Nettoeffekt, da im Produktionswert auch die aus anderen Branchen und dem Ausland bezogenen Vorleistungen enthalten sind. Die volkswirtschaftlich relevante Größe stellt die Wertschöpfung der einzelnen Branchen dar. Diese ergibt sich aus dem Produktionswert abzüglich der Vorleistungen und ist damit gleichbedeutend mit dem Mehrwert der wirtschaftlichen Aktivität, der in Form von Steuern, Arbeits- und Kapitaleinkommen an die privaten und öffentlichen Haushalte verteilt wird. Die diesbezüglichen Wertveränderungen im Zuge der erwarteten Strompreissteigerung wurden rechnerisch aus den Produktionswerten abgeleitet. Die Summe der Wertschöpfungseffekte ergibt dann die Veränderungen im deutschen Bruttoinlandsprodukt für die einzelnen Simulationsjahre. Tabelle 4-1 gibt einen Überblick über die prozentualen und absoluten Einflüsse des Szenarios ‚Aktionsprogramm‘ auf das reale BIP in Relation zum jeweiligen Referenzszenario.³²

³² Die absoluten Werte sind in Preisen von 2013 gemessen.

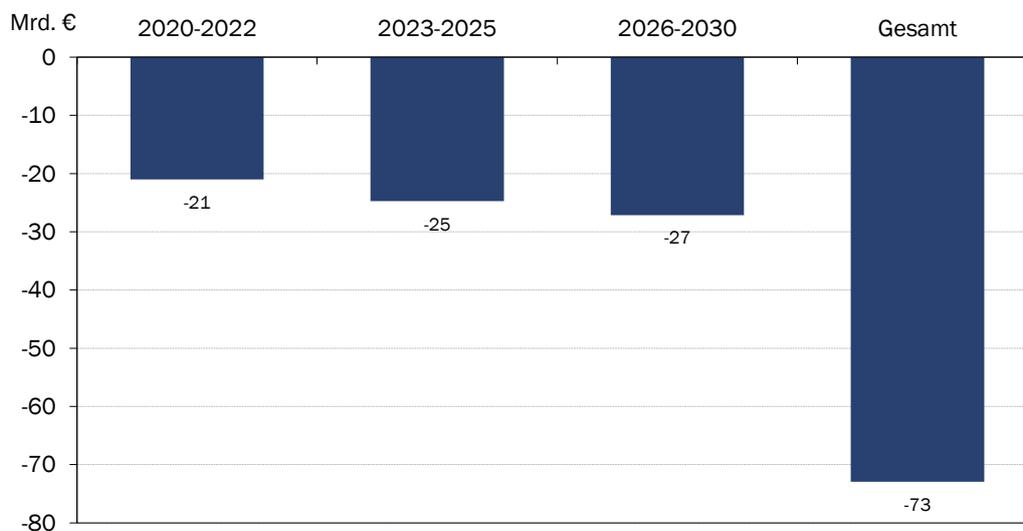
TABELLE 4-1: SIMULIERTE EFFEKTE DES SZENARIOS ‚AKTIONSPROGRAMM‘ AUF DAS DEUTSCHE BIP

Jahr	2020	2022	2025	2030
in %	-0,23%	-0,28%	-0,29%	-0,06%
in Mrd. €	-6,50	-7,92	-8,58	-1,80

Quelle: HWWI (2014)

Die simulierten Auswirkungen fallen naturgemäß in den Jahren am stärksten aus, für die zuvor die stärksten Strompreiseffekte ermittelt wurden. Die Größenordnung der Ergebnisse erscheint in prozentualer Sicht zunächst als begrenzt. Für die Bemessung der absoluten Effekte muss man sich jedoch die Größe der deutschen Wirtschaft vor Augen halten. So bedeutet auch ein relativer Effekt von 0,2 % schon einen Wertschöpfungsverlust in Höhe von mehreren Milliarden Euro. Da nach unseren Simulationen die deutsche Wirtschaft vom ‚Aktionsprogramm Klimaschutz 2020‘ über einen längeren Zeitraum hinweg negativ betroffen wäre, addieren sich die jährlichen Verluste zudem entsprechend auf. Abbildung 4-5 stellt die kumulierten Wertschöpfungsverluste über den Simulationszeitraum. In den Jahren 2020-2030 würde demnach durch Strompreiserhöhungen ein gesamter Wertschöpfungsverlust im Umfang von 72,9 Mrd. € gegenüber dem Referenzszenario entstehen.

ABBILDUNG 4-5: WERTSCHÖPFUNGSVERLUSTE AUS STROMPREISERHÖHUNGEN IM SIMULATIONSZEITRAUM



Quelle: HWWI (2014)

TABELLE 4-2: SIMULIERTE EFFEKTE AUF DIE BRUTTOWERTSCHÖPFUNG DEUTSCHER BRANCHEN

Branche	2020	2022	2025	2030
Landwirtschaft, Fischerei	-0,22%	-0,26%	-0,27%	-0,05%
Bergbau	-0,22%	-0,26%	-0,27%	-0,05%
Nahrungsmittelindustrie	-0,25%	-0,29%	-0,30%	-0,06%
Textilien und Bekleidung	-0,17%	-0,21%	-0,22%	-0,04%
Holzwaren	-0,39%	-0,46%	-0,48%	-0,09%
Papier und Pappe, Druck	-0,62%	-0,74%	-0,77%	-0,15%
Chemische Industrie	-0,26%	-0,31%	-0,32%	-0,06%
Nicht-Metallische Mineralien	-0,42%	-0,50%	-0,52%	-0,10%
Metalle und Metallerz.	-0,41%	-0,48%	-0,50%	-0,10%
Maschinen und Ausrüstung	-0,09%	-0,10%	-0,11%	-0,02%
Fahrzeugbau	-0,16%	-0,19%	-0,20%	-0,04%
Sonstige Industrie	-0,15%	-0,18%	-0,18%	-0,04%
Energiewirtschaft	-0,48%	-0,57%	-0,59%	-0,12%
Baugewerbe	-0,09%	-0,11%	-0,12%	-0,02%
Handel und Verkehr	-0,16%	-0,19%	-0,20%	-0,04%
Dienstleistungen	-0,08%	-0,10%	-0,10%	-0,02%

Quelle: HWWI (2014)

Da sich diese Ergebnisse aus den Werten für die einzelnen Branchen in unserem Modell speisen, kann hier auch eine branchenspezifische Auswertung (siehe Tabelle 4-2) vorgenommen werden. Dabei zeigt sich eine relativ starke Heterogenität in den Brancheneffekten. Wenig überraschend würden stromintensive Wirtschaftszweige in ihrer Wertschöpfung tendenziell überdurchschnittlich stark durch das ‚Aktionsprogramm Klimaschutz 2020‘ beeinträchtigt. Der über alle Perioden hinweg prozentual stärkste Effekt stellt sich in unseren Simulationen bei der Papierindustrie ein. Überdurchschnittlich stark wären auch die Energiewirtschaft und die Metallindustrie betroffen. Die geringsten Auswirkungen innerhalb des Verarbeitenden Gewerbes wurden für den Maschinenbau gemessen. Dienstleistungen und Baugewerbe wären aufgrund ihrer im Branchenvergleich geringen Stromintensität ebenfalls unterdurchschnittlich betroffen. Auffällig ist aber insgesamt, dass bei sämtlichen Branchen die Vorzeichen der Effekte durchweg negativ sind. Dies ist nicht selbstverständlich, zumal auch Ausweicheffekte der Nachfrage in Folge einer relativen Verteuerung stromintensiv produzierter Güter im Modell berücksichtigt wurden. Das unterstreicht die branchenübergreifende Bedeutung günstiger Strompreise für die wirtschaftliche Entwicklung insgesamt.

Die Stärke der Betroffenheit einzelner Branchen erlaubt allein noch keinen Rückschluss auf ihrem Beitrag zum gesamtwirtschaftlichen Effekt. Dafür sind auch Größenunterschiede im Hinblick auf die Wirtschaftsleistung zwischen den Branchen zu beachten. Dies wird deutlich, wenn man den gemessenen absoluten Effekt auf das deutsche BIP in die Beiträge der Branchen zerlegt. Danach würden etwa im Jahr 2020 mit einem Verlust von 1,9 Mrd. € die mit Abstand stärksten Beiträge zum Effekt der Strompreiserhöhung auf das deutsche BIP von den Dienstleistungen ausgehen, obwohl diese Branche prozentual gesehen am wenigsten stark betroffen wäre. Grund hierfür ist der schiere Umfang ihrer Wirtschaftsleistung im Vergleich zu den einzelnen Industriezweigen. Aus demselben Grund trägt auch der Wertschöpfungsrückgang in Handel und Ver-

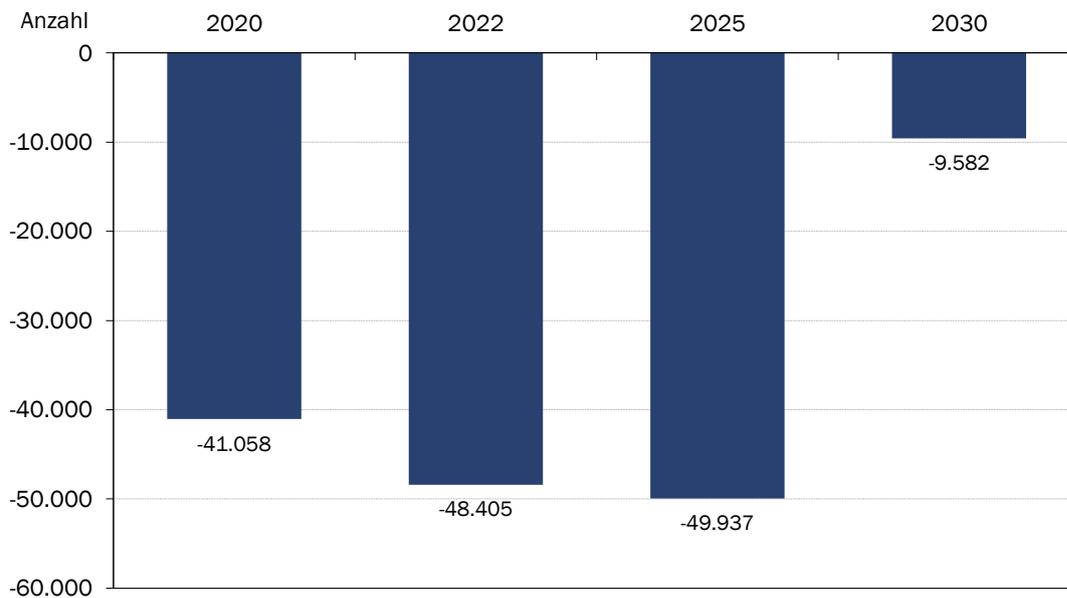
kehr (2020: 1,1 Mrd. €) relativ stark zum Gesamtergebnis bei. Innerhalb des Verarbeitenden Gewerbes sind es vor allem die Metalle (0,53 Mrd. €), aber auch die chemische Industrie (-0,4 Mrd. €) und der Fahrzeugbau (-0,3 Mrd. €), die mit ihren Verlusten den BIP-Effekt verstärken. Der Beitrag des primären Sektors (Landwirtschaft und Bergbau) fällt durch seinen geringen Wertschöpfungsanteil dagegen kaum ins Gewicht.

4.3.3 Effekte erhöhter Strompreise auf die Beschäftigung

Der Eintritt von Wertschöpfungsrückgängen dieser Größenordnung dürfte kaum ohne Arbeitsplatzverluste ablaufen. Das Modell selbst liefert zwar nur Ergebnisse in Form von Produktionswerten. Auf dieser Basis können jedoch Abschätzungen zu Arbeitsplatzeffekten abgeleitet werden, sofern zusätzliche Annahmen zur Beschäftigungsentwicklung in den Referenzszenarien zugrunde gelegt werden. Hierbei beschränken wir uns im Folgenden auf sozialversicherungspflichtige Beschäftigung, da hierfür die verlässlichsten Zahlen existieren. Grundlage für die Prognose der Beschäftigtenentwicklung insgesamt stellt die Arbeitsmarktprognose 2030 des Bundesministeriums für Arbeit und Soziales dar (BMAS, 2013). Diese liefert Schätzungen zur Entwicklung der Beschäftigtenzahlen bis 2030. Diese Schätzwerte wurden anschließend nach einem festen Schlüssel auf die Branchen unseres Modells verteilt, um Arbeitsplatzeffekte auf Branchenebene berechnen zu können. Als Schlüssel diente dabei eine Beschäftigungsverteilung, wie sie sich aus den Zahlen der Beschäftigungsstatistik der Bundesagentur für Arbeit zum 30. Juni 2013 ergibt (BAA, 2014). Wir nehmen somit Abstand davon, Prognosen über einen zukünftigen Strukturwandel unter dem Referenzszenario anzustellen, da die Unsicherheit über die genaue Entwicklung hier naturgemäß groß ist.

Die hieraus erhaltenen Werte lassen sich als Beschäftigungsentwicklung im Referenzszenario interpretieren, da in den zugrundeliegenden Prognosen ja noch keine Auswirkungen des ‚Aktionsprogramms Klimaschutz 2020‘ enthalten waren. Für die Bestimmung der Beschäftigungseffekte des Szenarios ‚Aktionsprogramm‘ wurden dann die in den Simulationen errechneten prozentualen Wertschöpfungseffekte auf die Beschäftigtenzahlen übertragen. Das heißt, die Arbeitsintensität wurde als gegenüber den Referenzszenarien konstant angenommen. Insofern muss bedacht werden, dass gesamtwirtschaftlich schwer zu quantifizierende Faktoren wie die Existenz von Kündigungsschutz und die Möglichkeit der Zeitarbeit hier nicht berücksichtigt wurden. Die so errechneten indirekten Beschäftigungseffekte für die deutsche Wirtschaft insgesamt sind in Abbildung 4-6 aufgeführt. Indirekt bedeutet hier, dass es sich analog zu den Wertschöpfungsdaten um Arbeitsplatzverluste handelt, die sich aus dem indirekten Kostenanstieg im Zuge der Strompreiserhöhung ergeben. Unmittelbare Arbeitsplatzverluste aus den Nachfrageeffekten der Kraftwerksstilllegung in der Stromwirtschaft wurden methodisch separat ermittelt (siehe 4.3.1) und sind in diesen Zahlen nicht enthalten.

ABBILDUNG 4-6: EFFEKTE DES SZENARIOS ‚AKTIONSPROGRAMM‘ AUF DIE BESCHÄFTIGTENZAHL



Quelle: HWWI (2014)

Danach wäre für die einzelnen Simulationsjahre unter dem Szenario ‚Aktionsprogramm‘ ein Rückgang in der Zahl sozialversicherungspflichtig Beschäftigter bis hin zu 50 000 im Vergleich zum Referenzszenario zu erwarten. Da diese Schätzungen sich aus der im Modell simulierten Gleichgewichtslösung herleiten, sind sie als Nettoeffekte zu interpretieren. Arbeitsplatzverluste, die sich allein aus der Verlagerung von Produktion und Arbeitskräften zwischen den Branchen ergeben, sind gegenüber neu geschaffenen Stellen bereits aufgerechnet. Angesichts der stark aggregierten Betrachtung sollte die Interpretation der Werte an der Größenordnung und nicht an der exakten Zahl festgemacht werden.

Auch bei den Beschäftigungseffekten kann eine Aufschlüsselung nach Branchen vorgenommen werden. Verluste in den großen Branchen Handel, Verkehr und Dienstleistungen machen danach zusammengenommen etwa 50 % des gesamten Beschäftigungsrückgangs aus (siehe Tabelle 4-3). Dies ist allerdings geringer als der Anteil dieser Sektoren an der Wirtschaftsleistung. Die Industrie ist damit auch im Hinblick auf die Arbeitsplatzeffekte überproportional betroffen. Die größten Arbeitsplatzverluste unter den Industriezweigen würden in der Metallerzeugung anfallen, hier könnte die Beschäftigtenzahl in den Jahren 2022 und 2025 um einen Wert von etwa 5.000 niedriger als in dem jeweiligen Referenzszenario liegen. Verluste im vierstelligen Bereich wären ansonsten noch im Maschinenbau, Fahrzeugbau, der chemischen Industrie sowie der Nahrungsmittelindustrie zu erwarten.

TABELLE 4-3: SIMULIERTE VERÄNDERUNG DER SEKTORALEN BESCHÄFTIGTENZAHLEN

Sektor	2020	2022	2025	2030
Landwirtschaft, Fischerei	-511	-602	-621	-119
Bergbau	-176	-208	-214	-41
Nahrungsmittelindustrie	-1597	-1883	-1942	-373
Textilien und Bekleidung	-208	-246	-254	-49
Holzwaren	-417	-491	-507	-97
Papier und Pappe, Druck	-1667	-1964	-2025	-390
Chemische Industrie	-2139	-2521	-2601	-499
Nicht-Metallische Mineralien	-836	-986	-1017	-195
Metalle und Metallerz.	-4308	-5078	-5238	-1007
Maschinen und Ausrüstung	-1483	-1749	-1805	-346
Fahrzeugbau	-1576	-1858	-1917	-368
Sonstige Industrie	-722	-852	-879	-169
Energiewirtschaft	-2320	-2734	-2821	-543
Baugewerbe	-1555	-1833	-1891	-362
Handel und Verkehr	-10262	-12099	-12483	-2394
Dienstleistungen	-11280	-13301	-13723	-2631
Summe	-41058	-48405	-49937	-9582

Quelle: HWWI (2014)

5 Fazit

Durch das ‚Aktionsprogramm Klimaschutz 2020‘ des BMUB soll sichergestellt werden, dass Deutschland seine CO₂-Emissionen bis 2020 im Vergleich zum Basisjahr 1990 um 40 % senkt. Dazu soll nach den Vorstellungen des BMUB im Energiesektor bis zum Jahr 2020 eine zusätzliche Emissionsreduktion von 40-65 Mt erbracht werden. Eine in diesem Zusammenhang diskutierte vorzeitige Stilllegung von ungefähr 10 GW Erzeugungsleistung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken hätte sowohl energie- als auch gesamtwirtschaftliche Folgen, die von der deutschen Volkswirtschaft getragen werden müssten. Diese Auswirkungen wurden im vorliegenden Gutachten untersucht und quantifiziert.

Die Untersuchung erfolgte dabei modellgestützt, indem ein Strommarktmodell von r2b energy consulting, das partielle Gleichgewichte auf dem Strommarkt mit einem hohen Detaillierungsgrad bestimmt, mit einem volkswirtschaftlichen Gleichgewichtsmodell des HWWI gekoppelt wurde. Da für die zukünftige Entwicklung nicht einfach der heutige Status-Quo fortgeschrieben werden kann, wurden die Folgen eines regulatorischen Eingriffs im Rahmen des ‚Aktionsprogramms Klimaschutz 2020‘ mit einer Entwicklung ohne diesen Eingriff, d. h. einem Referenzszenario, verglichen.

Aus energiewirtschaftlicher Sicht führt der regulatorisch erzwungene Rückgang an Erzeugungsleistung im Szenario ‚Aktionsprogramm‘ zu einer gegenüber dem untersuchten Referenzszenario abnehmenden inländischen Stromerzeugung, die zum überwiegenden Teil durch zusätzliche Stromimporte (70 % im Jahr 2020) ausgeglichen wird. Dies führt dazu, dass die inländische Erzeugung ab- und die ausländische Stromerzeugung zunimmt. Im Inland nimmt die Stromerzeugung im Jahr 2020 um 49 TWh ab, die gesicherte Leistung reduziert sich ebenfalls. Im europäischen Ausland werden dagegen im Jahr 2020 38 TWh mehr Strom erzeugt, wovon rund 95 % auf Steinkohlekraftwerke entfallen. Hierbei handelt es sich oft um ältere, ineffiziente Anlagen, da die modernen Anlagen auch im Referenzszenario schon ausgelastet sind. Entsprechend steigt im Ausland auch der Emissionsausstoß. Im Jahr 2020 beträgt der Zuwachs im europäischen Ausland 32 Mt CO₂. Der Rückgang im Inland von 59 Mt CO₂ wird damit zu mehr als der Hälfte unmittelbar negiert. Betrachtet man auch andere Effekte wie Preisanpassungen im CO₂-Emissionszertifikatemarkt bzw. Emissionsverlagerungen in den Industriesektor, so würde die Einsparung sogar vollständig aufgezehrt.

Neben Auswirkungen auf Stromverbrauch und -erzeugung hat die vorzeitige Stilllegung wirtschaftlicher Erzeugungsanlagen auch Auswirkungen auf die Großhandelspreise für Strom. Gegenüber dem Referenzszenario steigt der Großhandelsstrompreis schon bis zum Jahr 2020 um 7 €/MWh an. Dies entspricht einem Anstieg von mehr als 15 %. Dieser Anstieg erfolgt zusätzlich zu einem Preisanstieg im Großhandelsmarkt, der in Zukunft zur Deckung von Vollkosten in Europa ohnehin zu erwarten ist. Bis zum Jahr 2025 vergrößert sich dieser zusätzliche Strompreisanstieg sogar noch weiter.

Die vorzeitige Stilllegung wirtschaftlicher Anlagen und insbesondere der Zuwachs an notwendigen Stromimporten erhöhen darüber hinaus die elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtkosten in

Deutschland. Im Jahr 2020 betragen die zusätzlichen Mehrkosten des ‚Aktionsprogramms Klimaschutz 2020‘ allein in der Energiewirtschaft 2,2 Mrd. €₂₀₁₄. In den darauf folgenden Jahren steigen die zusätzlichen Kosten sogar noch weiter an (3,2 Mrd. €₂₀₁₄ in den Jahren 2022 und 2025, bzw. 2,8 Mrd. €₂₀₁₄ im Jahr 2030). Summiert über den Zeitraum bis zum Jahr 2030 betragen die durch die Verbraucher in Deutschland zu tragenden Mehrkosten infolge der hier angenommenen Maßnahmen im ‚Aktionsprogramm Klimaschutz 2020‘ allein in der Stromproduktion 25,5 Mrd. €₂₀₁₄ – bei einem gleichzeitigen Rückgang des Stromverbrauchs.

In den Simulationen wurde ferner deutlich, dass die erwarteten Auswirkungen des ‚Aktionsprogramms Klimaschutz 2020‘ auf die Struktur der deutschen Stromerzeugung auch eine volkswirtschaftliche Dimension haben. Diese können weit über die in den Kohlekraftwerken direkt auftretenden Arbeitsplatzverluste hinausgehen. Verantwortlich dafür sind die zu erwartenden Strompreissteigerungen gegenüber dem Referenzszenario, vor allem im Zeitraum 2020 - 2025. Betroffen sind zunächst vorrangig stromintensiv produzierende Branchen des Verarbeitenden Gewerbes wie die Papier- und die Metallindustrie. Ihre preisliche Wettbewerbsfähigkeit würde besonders belastet. Es wurde außerdem gezeigt, dass über die Rückkoppelungen in der Ökonomie auch die Wertschöpfung in den vor- und nachgelagerten Branchen spürbar negativ betroffen wäre. Dies schließt auch das tertiäre Segment, also Handel und Dienstleistungen, mit ein. Gesamtwirtschaftlich führt das in unseren Simulationen in einzelnen Jahren zu einem Wertschöpfungsverlust von bis zu 8 Mrd. Euro pro Jahr. Bei erwarteter Entwicklung der Erwerbstätigkeit wären damit Beschäftigungsverluste in einer Größenordnung von bis zu 50.000 sozialversicherungspflichtigen Arbeitsplätzen denkbar.

Zusammengefasst zeigt sich, dass eine vorzeitige Stilllegung von ansonsten wirtschaftlichen Braun- und Steinkohleanlagen dazu beitragen kann, die vom BMUB genannte deutsche ‚Klimaschutzlücke‘ bis 2020 zu schließen. Die hiermit verbundenen volkswirtschaftlichen Kosten wären jedoch signifikant und würden Erzeuger, Verbraucher und Industrie belasten. Als mittelbare Konsequenz würde dies auch mit einem Verlust von Arbeitsplätzen einhergehen.

6 Literaturverzeichnis

- BAA (Hrsg., 2014): *Arbeitsmarkt in Zahlen – Beschäftigungsstatistik*, Bundesagentur für Arbeit, Nürnberg.
- Baccianti, C. (2013): *Estimation of sectoral elasticities of substitution along the international technology frontier*, ZEW Discussion Papers Nr. 13-092.
- Bade, A. und Müsgens, F. (2014): *Warum brauchen wir eine stärkere Harmonisierung der Energiepolitik in der EU?* Köln.
- Ballard, C., Fullerton, D., Shoven, J. und Whalley, J. (1985): *A General Equilibrium Model for Tax Policy Evaluation*, University of Chicago Press, Chicago.
- BMAS (Hrsg., 2013): *Arbeitsmarktprognose 2030 - Eine strategische Vorausschau auf die Entwicklung von Angebot und Nachfrage in Deutschland*, Bundesministerium für Arbeit und Soziale Sicherheit, Bonn.
- BMUB (Hrsg., 2014): *Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 - Sektorale Beiträge – Tischvorlage*, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Berlin.
- dena (Hrsg., 2005): *dena Netzstudie - Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020*, dena, Berlin.
- Destatis (Hrsg., 2014): *Bruttoinlandsprodukt 2013 für Deutschland*, Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (Hrsg., 2013): *Netzentwicklungsplan Strom 2013*. Berlin / Dortmund / Bayreuth / Stuttgart.
- Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (Hrsg., 2014): *Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*, Berlin / Dortmund / Bayreuth / Stuttgart.
- Dohmen, F. und Traufetter, G. (2014): *Das Endspiel*, Der Spiegel, S. 68 - 71.
- Edenhofer, O. (2014): *Climate policy: Reforming emissions trading*, Nature Climate Change, 4, S. 663 - 664.
- EEFA (Hrsg., 2011): *Die Rolle der Braunkohlenindustrie für die Produktion und Beschäftigung in Deutschland*. Untersuchung im Auftrag des DEBRV. Energy Environment Forecast Analysis GmbH, Münster / Berlin.
- EEX (Hrsg., 2014): *www.eex.com*. Abgerufen von: <http://www.eex.com/en/market-data/emission-allowances>.
- frontier economics und r2b energy consulting (Hrsg., 2013): *Effizientes Regime für den Ausbau der EE, Weiterentwicklung des Energy-Only-Marktes und Erhaltung des EU-ETS*, Bericht für die RWE AG, Köln.
- IEA (Hrsg., 2013): *World Energy Outlook*, OECD / International Energy Agency, Paris.

- IWF (Hrsg., 2014): *World Economic Outlook – October 2014*, Internationaler Währungsfonds, Washington.
- Kohlenstatistik (Hrsg., 2014): *Beschäftigte in der Braunkohlewirtschaft*, Statistik der Kohlewirtschaft e.V., Köln.
- Müsgens, F., Peichert, P., Perner, J., Riechmann, C. und Wissen, R. (2013): *Emissionshandel oder Förderung Erneuerbarer in Europa: Wer sollte langfristig die Steuer übernehmen?* Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 2013 (9), S. 8-12.
- r2b energy consulting (Hrsg., 2014): *Leitstudie Strommarkt - Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen*, für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Köln.
- Tirole, J. (2012): *Some Political Economy of Global Warming*. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 1 (1), S. 121 - 132.
- Weimann, J. (2012): *Atomausstieg und Energiewende: Wie sinnvoll ist der deutsche Alleingang?* Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 2012 (12), S. 34 - 38.