



ZUKUNFT STROMSYSTEM Kohleausstieg 2035

Vom Ziel her denken 

ISBN 978-3-946211-07-5

ZUKUNFT STROMSYSTEM

Kohleausstieg 2035

Vom Ziel her denken

Impressum

Herausgeber

WWF Deutschland, Berlin

Stand

Januar 2017

Autoren

Die Studie wurde erstellt von Öko-Institut

Dr. Felix Chr. Matthes (Öko-Institut)

Lukas Emele (Öko-Institut)

Hauke Hermann (Öko-Institut)

Charlotte Loreck (Öko-Institut)

Frank Peter (Prognos)

Inka Ziegenhagen (Prognos)

Vanessa Cook (Öko-Institut, Übersetzung)

Koordination

Henrik Maatsch/WWF Deutschland (henrik.maatsch@wwf.de),

Viviane Raddatz/WWF Deutschland (viviane.raddatz@wwf.de)

Redaktion

Sebastian Petrich (info@text-for-sale.de)

Gestaltung

Anna Risch (post@annarisch.de)

Produktion

Maro Ballach/WWF Deutschland

Druck

SDV Direct World GmbH

Papier

Circleoffset Premium White



und Prognos



Vorwort

Der Planet hat ein Limit. Eindrucksvoll legt er uns das dar. Mit Rekordtemperaturen, schmelzenden Polen, versauerten Meeren. Mit sterbenden

Arten. Betroffen ist nicht zuletzt der Mensch: Jedes Jahr sind die Emissionen von Kohlekraftwerken in Deutschland Ursache für mehrere Tausend vorzeitige Todesfälle. Eigentlich Grund genug, die Grenzen der Erde zu respektieren, auch in unserer Art und Weise, Strom zu produzieren. Doch das erfordert einen ernsthaften und weitgehenden Wandel in der Energiewirtschaft. Noch sind die Entscheider in Politik und Wirtschaft zu zaghaft, die nötigen Schritte einzuleiten. Dabei drängt die Zeit für einen beschleunigten Ausstieg aus der Kohle.

Die vorliegende Studie des Öko-Instituts und der Prognos AG im Auftrag des WWF nimmt sich dieser Thematik an. In einem richtungsweisenden Ansatz haben die renommierten Forschungseinrichtungen auf Grundlage des CO₂-Budgets einen robusten Auslaufpfad aus der Kohleverstromung berechnet.

Das CO₂-Budget setzt sich das Pariser Klimaabkommen als Maßstab: Darin haben sich die Staaten darauf geeinigt, die globale Erderwärmung auf deutlich unter zwei Grad Celsius zu begrenzen. Um das zu erreichen, darf nur noch eine begrenzte Menge an CO₂ in die Atmosphäre gelangen, weltweit höchstens 890 Gigatonnen. Abgeleitet für den deutschen Stromsektor, der für gut 40 Prozent der deutschen Treibhausgasemissionen verantwortlich ist, bedeutet das: Er darf nur noch vier Gigatonnen CO₂ emittieren.

Darauf bauen die Analysen auf. Sie zeigen, wie Deutschland ohne Engpässe in der Stromversorgung einen fairen Beitrag zu den weltweiten Klimaschutzanstrengungen leisten kann. Dafür ist allerdings das Tempo des Kohleausstiegs maßgeblich. Zum Vertagen des Problems bleibt keine Zeit mehr. Auch, um Strukturbrüche in den Regionen zu minimieren und die Kosten für die Energiewende niedrig zu halten. Die Studie führt ebenfalls vor Augen, dass die Anstrengungen sich nicht auf den Kohleausstieg beschränken dürfen. Mit ihm muss der Ausbau der erneuerbaren Energien und der Netze in den Fokus rücken.

Der WWF möchte einen Beitrag zur Gestaltung unseres zukünftigen Stromsystems leisten. Der beschleunigte Ausstieg aus der Kohle ist Voraussetzung für eine Stromzukunft auf Grundlage erneuerbarer Energien. Alle Antworten kann der WWF allein natürlich nicht liefern. Die umfangreichen Berechnungen eignen sich als Grundlage für die anstehenden Diskussionen und Entscheidungen, um den Kohleausstieg in Deutschland gemeinsam auf den Weg zu bringen. Der WWF wird diesen Prozess nicht nur begleiten, sondern aktiv vorantreiben.



Christoph Heinrich

Vorstand Naturschutz, WWF Deutschland

Inhalt

	Vorwort	3
	Zusammenfassung	6
	Executive Summary	13
1	Einleitung	20
2	Methodischer Ansatz	22
3	Historische Entwicklung des deutschen Stromsektors seit 1990	25
4	Ein klimagerechtes CO₂-Budget für den Stromsektor	34
4.1	Das globale CO ₂ -Budget	34
4.2	Ein klimagerechtes CO ₂ -Budget für Deutschland	37
4.3	Ableitung des CO ₂ -Budgets für den deutschen Stromsektor	41
5	Rahmenannahmen für die Modellierung von Kohle-Auslaufpfaden für Deutschland	43
5.1	Brennstoff- und CO ₂ -Preise	43
5.2	Entwicklung der Kraftwerksparks außerhalb Deutschlands	47
5.3	Strombedarf und Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland	55
6	Der Lösungsraum für Kohle-Auslaufpfade in Deutschland	59
6.1	Vorbemerkungen	59
6.2	Abschätzung der technischen Grenzen von Kohle-Auslaufpfaden	61
6.3	Abschätzung der regulatorischen Grenzen	67
6.4	Zwischenfazit	78
7	Ein Kohle-Auslaufpfad für Deutschland	82
7.1	Ausgestaltung und Effekte auf das Stromsystem	82
7.2	Entwicklung der Großhandels-Strompreise	90
7.3	Braunkohlebedarf und -förderung	94

8	Strategien und Instrumente für die Umsetzung des Kohle-Auslaufpfades für Deutschland	97
8.1	Strategien für die Umsetzung des Kohle-Auslaufpfades	97
8.2	Mögliche Instrumente für die Umsetzung des Kohle-Auslaufpfades	100
8.3	Exkurs: Interaktionen mit dem Emissionshandelssystem der Europäischen Union	105
9	Schlussfolgerungen und Ausblick	109
10	Referenzen	112
10.1	Literatur	112
10.2	Daten	114
10.3	Rechtsvorschriften	115
	Abbildungsverzeichnis	116
	Tabellenverzeichnis	118
	Anhang 1: Detaillierte Ergebnistabellen	120
	Anhang 2: Liste der Braun- und Steinkohlekraftwerke mit Blockleistungen größer 100 MW im Transformations-Szenario	128
	Anhang 3: Annahmen zur Entwicklung der Kraftwerksparks in den europäischen Nachbarländern	130
	Anhang 4: Modellbeschreibungen	135

Zusammenfassung

Der deutsche Stromsektor ist sowohl energie- als auch klimaschutzpolitisch von herausragender

Bedeutung. Der Anteil der Stromsektoremissionen an den gesamten Treibhausgasemissionen (unter Berücksichtigung der Nicht-CO₂-Treibhausgase sowie der Emissionen der in Deutschland für den internationalen Verkehr vertankten Treibstoffmengen) beträgt aktuell etwa 37 %, der Stromsektor repräsentiert damit den bei Weitem größten Einzelbeitrag zum Ausstoß von Treibhausgasen in die Atmosphäre. Mit Blick auf die bisher für die Gesamtheit der Treibhausgase beobachtbaren Emissionsminderungen hat der Stromsektor seit 1990 nur einen unterproportionalen Minderungsbeitrag erbracht. Mit den weitgehend stagnierenden Emissionsminderungsbeiträgen des Stromsektors erhöht sich der Handlungsdruck in diesem Sektor.

Angesichts der Situation, dass die deutschen Braun- und Steinkohlekraftwerke aktuell knapp 80 % der gesamten CO₂-Emissionen des Stromsektors verursachen (48 % Braunkohle- sowie 32 % Steinkohleverstromung), werden Fortschritte bei der CO₂-Emissionsminderung im Stromsektor nur erzielt werden können, wenn das Auslaufen der Kohleverstromung mit hoher Priorität adressiert wird. Von großer Relevanz ist dabei auch der Sachverhalt, dass die deutsche Kohlekraftwerksflotte durch sehr hohe Anteile vergleichsweise alter (und refinanzierter) Anlagen mit besonders hohen Emissionswerten geprägt ist, die bis 1990 in Betrieb genommen worden sind (48 % der in Braunkohlekraftwerken und 51 % der in Steinkohlekraftwerken installierten Erzeugungsleistung). Entscheidend ist damit einerseits, welche Pfade für den Abbau und das Auslaufen der Kohleverstromung sinnvoll und notwendig sind, und mit welchen politischen Strategien und Umsetzungsinstrumenten andererseits die entsprechenden Entwicklungen angestoßen werden können. Die Stromerzeugung aus Kohle ist heute neben ihrer Bedeutung für die CO₂-Emissionen aber auch wegen ihrer Rolle als immer noch wichtige Säule der Stromversorgung (etwa 40 % der Nettostromerzeugung und ca. 45 % der einlastbaren Kraftwerksleistung) von hoher Relevanz. Im Falle der Braunkohle hat sie darüber hinaus teilweise auch noch eine hohe regionalwirtschaftliche Bedeutung. Dies erfordert ganzheitlich angelegte Strategien und Umsetzungsmaßnahmen.

Mit Blick auf die Auslaufpfade der Kohleverstromung schafft das 2015 in Paris beschlossene und 2016 in Kraft getretene Klimaschutzabkommen einen neuen Referenzrahmen. Das Paris-Abkommen formuliert die Begrenzung der globalen Mitteltemperatur auf einen Wert von deutlich unter 2 °C gegenüber den vorindustriellen Niveaus als übergeordnetes Ziel, nimmt aber auch die Einhaltung einer Temperaturerhöhungsgrenze von 1,5 °C in den Blick. Diese Schranke bildet in der Architektur des Pariser Klimaschutzabkommens den zentralen Bewertungsindikator für die Angemessenheit der klimaschutzpolitischen Ambitionen der einzelnen Staaten. Daraus ergibt sich eine weniger starre Fokussierung auf Emissionsminderungsziele für bestimmte Zeithorizonte oder Zieljahre und eine stärkere Berücksichtigung des Konzepts von Emissionsbudgets, das mit Blick auf die notwendigen Maßnahmenwirkungen als sinnvoller erscheint.

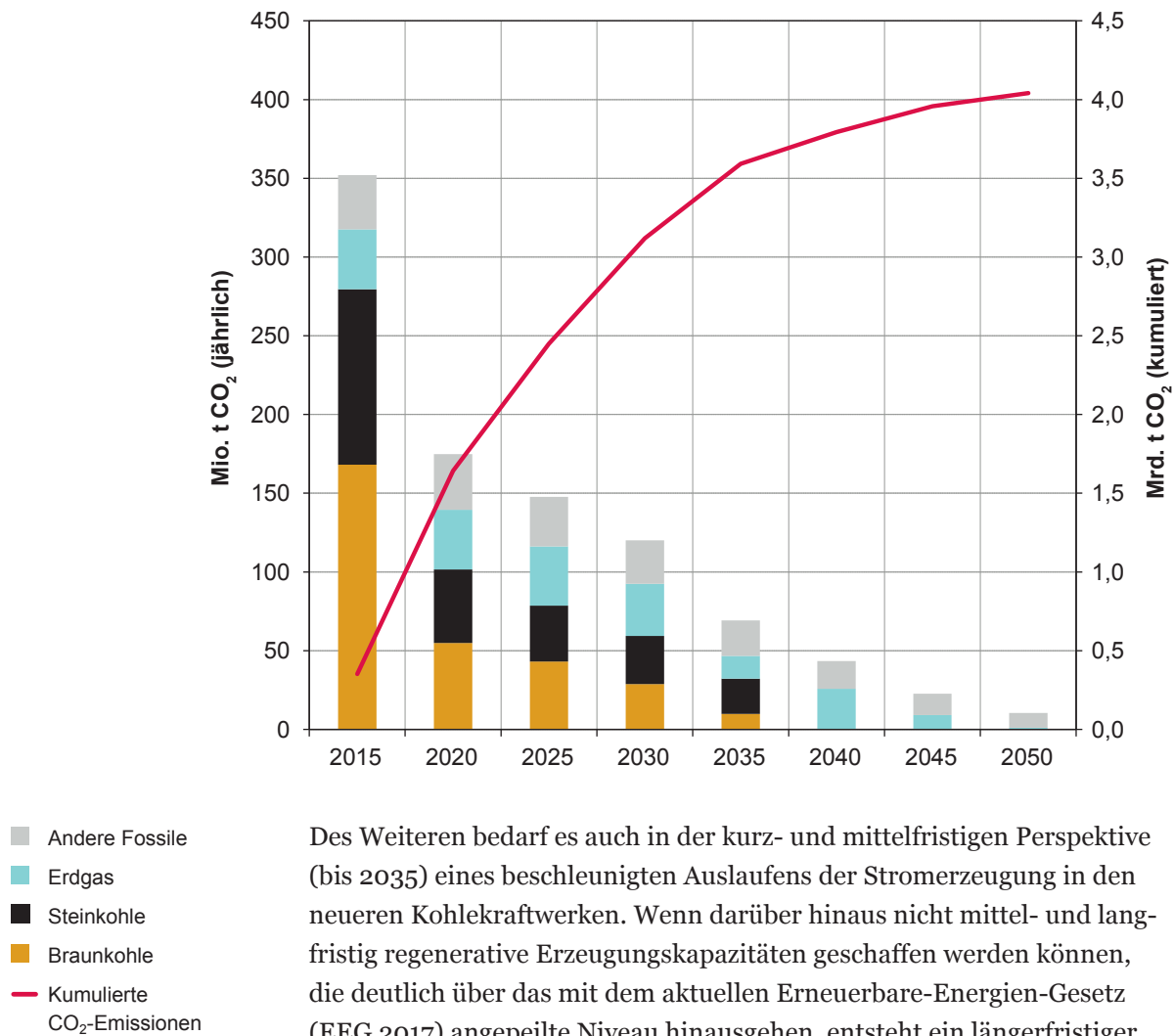
Aus Analysen zu den Voraussetzungen für die Einhaltung der 2°C-Schranke für die Temperaturerhöhung auf globaler Ebene lassen sich auf der Basis transparenter Verteilungskonzepte sowohl für Deutschland als auch für den deutschen Stromsektor klare CO₂-Emissionsbudgets ableiten. Dieses Konzept der Emissionsbudgets für ein spezifisches Land (hier abgeleitet auf der Basis eines globalen Pro-Kopf-Ansatzes und ohne Berücksichtigung historischer Emissionen) sowie einen spezifischen Sektor (hier auf der Basis etwa proportionaler Emissionsminderungen in den verschiedenen Sektoren) erweist sich als produktiver Ansatz, um auf Ebene kleinerer Handlungsräume den jeweils fairen Beitrag zur Erreichung der globalen Ziele zu identifizieren. Bei einem Emissionsbudget für Deutschland in der Größenordnung von knapp 10 Mrd. t CO₂ für den Zeitraum von 2015 bis 2050 ergibt sich für den deutschen Stromsektor ein entsprechendes Emissionsbudget von 4,0 bis 4,2 Mrd. t CO₂.

Analysen zum Lösungsraum für den Auslaufpfad der deutschen Kohleverstromung im Spannungsfeld technisch möglicher Anpassungsprozesse und regulativer Grenzen für die notwendigen Maßnahmen zeigen deutlich, dass die Einhaltung eines Emissionsbudgets von 4,0 bis 4,2 Mrd. t CO₂ für den Zeitraum 2015 bis 2050 grundsätzlich darstellbar ist. Voraussetzung dafür ist, dass relativ schnell signifikante Emissionsminderungen umgesetzt werden können (Abbildung Z-1).

Abbildung Z-1:

Jährliche und kumulierte CO₂-Emissionen im Transformations-Szenario für ein beschleunigtes Auslaufen der Kohleverstromung in Deutschland, 2015–2050

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos

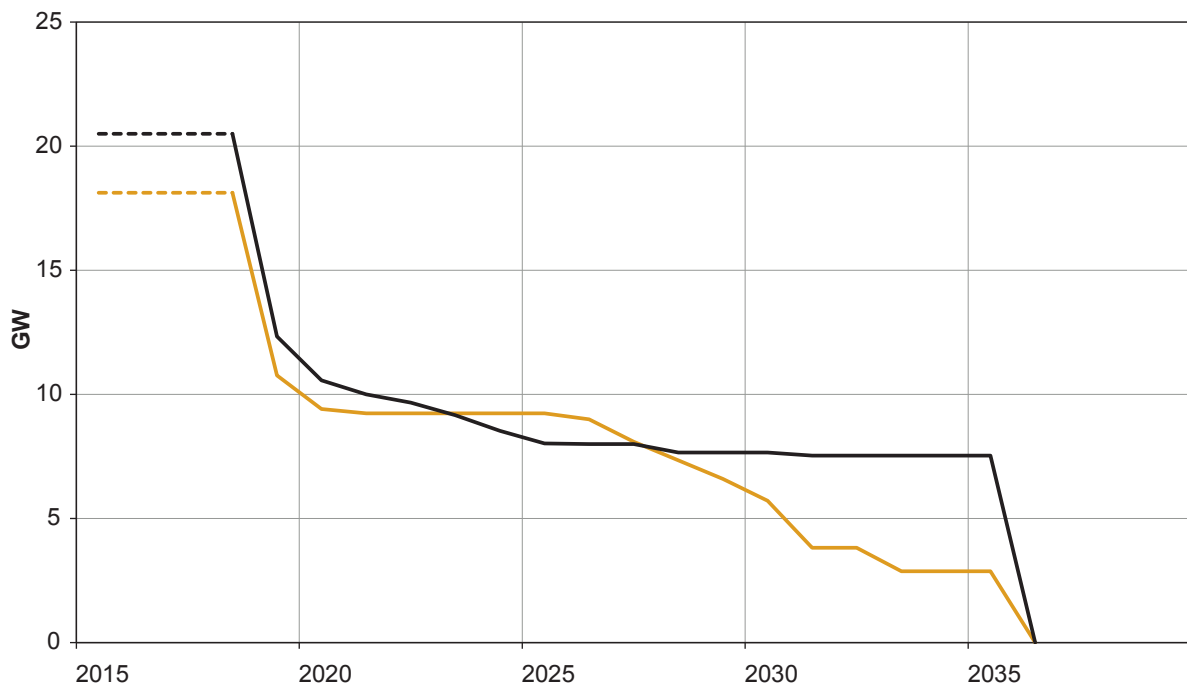


Des Weiteren bedarf es auch in der kurz- und mittelfristigen Perspektive (bis 2035) eines beschleunigten Auslaufens der Stromerzeugung in den neueren Kohlekraftwerken. Wenn darüber hinaus nicht mittel- und langfristig regenerative Erzeugungskapazitäten geschaffen werden können, die deutlich über das mit dem aktuellen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) angepeilte Niveau hinausgehen, entsteht ein längerfristiger Emissionssockel aus der zum Ausgleich des wegfallenden Kohlestroms in diesem Fall notwendigen erdgasbasierten Stromerzeugung, der dann auch zur Überschreitung des CO₂-Emissionsbudgets beiträgt.

Abbildung Z-2:

Abbau der Erzeugungskapazitäten auf Basis Braun- und Steinkohle im Transformations-Szenario für ein beschleunigtes Auslaufen der Kohleverstromung in Deutschland, 2015–2035

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos



- Braunkohlekraftwerke
- Steinkohlekraftwerke
- Ohne Sicherheitsbereitschaft bzw. Ohnehin-Stilllegungen

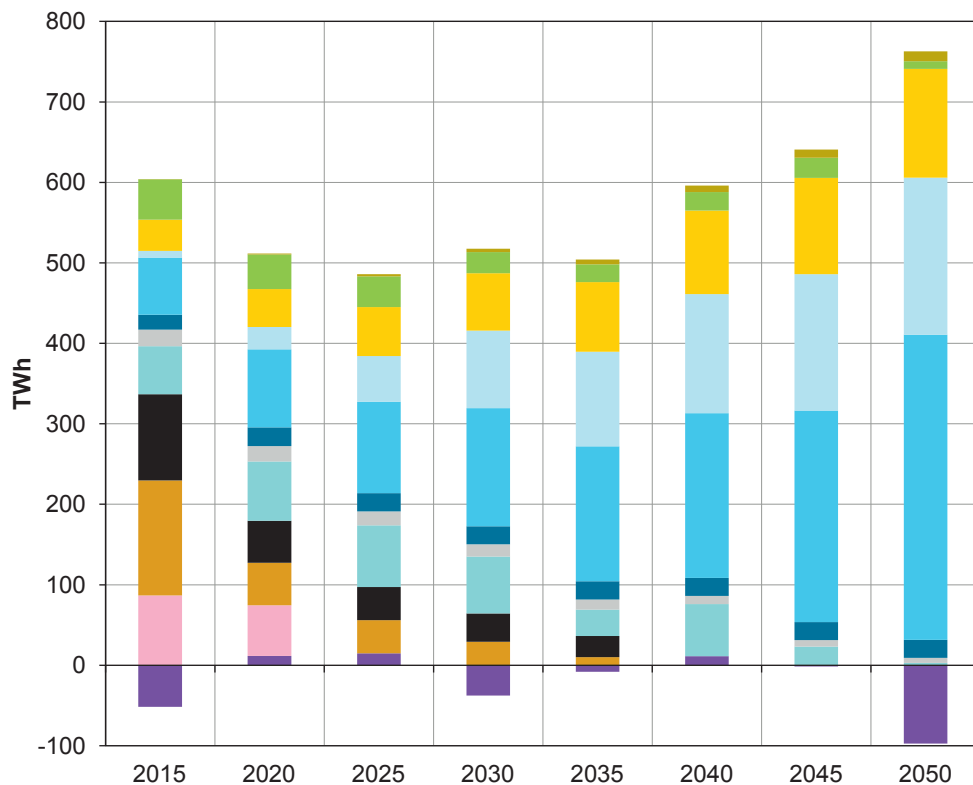
Auf der Grundlage umfangreicher Strommarktanalysen lassen sich strategische Elemente einer Entwicklung bzw. eines Modells identifizieren, mit dem das Emissionsbudget von 4,0 bis 4,2 Mrd. t CO₂ für den deutschen Stromsektor durch eine beschleunigte Beendigung der Kohleverstromung eingehalten, diese aber auch systemverträglich umgesetzt werden kann (Abbildung Z-2 und Abbildung Z-3):

- » Ein erstes strategisches Schlüsselement bildet die Beschleunigung des Ausbaus der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien auf das mit dem EEG 2014 und dem Netzentwicklungsplan 2030 ursprünglich angestrebte Niveau.
- » Ein zweites Strategieelement bildet die kurzfristige Stilllegung aller mehr als 30 Jahre betriebenen Kohlekraftwerke, wobei der Abbau dieser Kapazitäten vor dem Hintergrund des hohen Emissionssockels der Kohlekraftwerksflotte und des engen CO₂-Emissionsbudgets 2019 starten sollte.
- » Das dritte Strategieelement bildet ein festes Enddatum für die Braun- und Steinkohleverstromung Ende 2035.

Abbildung Z-3:

Stromaufkommen im Transformations-Szenario für ein beschleunigtes Auslaufen der Kohleverstromung in Deutschland, 2015–2050

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos



- Andere Erneuerbare
- Biomasse
- Fotovoltaik
- Offshore-Wind
- Onshore-Wind
- Wasserkraft
- Andere Fossile
- Erdgas
- Steinkohle
- Braunkohle
- Kernenergie
- Nettostromimporte

Das vierte Strategieelement bildet die Umsetzung eines Mixes aus Kapazitäts- und Emissionsmanagements, mit dem für den Zeitraum von 2019 bis 2035 eine gewisse Stetigkeit von Emissionsminderungen, Kapazitätsabbau und Strommarktwirkungen erzielt und die Anpassungsprozesse für Unternehmen und Regionen erleichtert werden können.

- » Das fünfte Strategieelement bildet die Anforderung an die Instrumentierung, die einerseits den Abbau der hohen Exportüberschüsse Deutschlands aus CO₂-intensiver Stromerzeugung erreichen, andererseits aber einen ab 2020 im Dekadenmittel ausgeglichenen Stromaußenhandelsaldo (im Bereich des fossil erzeugten Stroms) anstreben sollte.
- » In einem sechsten Strategieelement sind die derzeit implementierten bzw. vorgesehenen Instrumente zur Sicherung der Systemstabilität und der Versorgungssicherheit im Kontext des beschleunigten Auslaufens der Kohleverstromung zu überprüfen.

- » Das siebte Strategieelement betrifft den regulativen Rahmen für den Tagebau auf Braunkohle. Vor dem Hintergrund des zur Einhaltung der 2°C-Temperaturschranke kompatiblen CO₂-Emissionsbudgets für den deutschen Stromsektor ist für alle Braunkohlereviere mit einer früheren Beendigung der Braunkohleförderung im Bereich der bereits genehmigten Abbaumengen zu rechnen. Genehmigungsverfahren zu Tagebauerweiterungen sollten bis zur verlässlichen Klärung des Auslaufpfades für die Kohleverstromung in Deutschland gestoppt und sinnvolle Verkleinerungen rechtssicher dargestellt werden. Die damit verbundenen Konsequenzen (Finanzierung der Nachsorgekosten etc.) müssen frühzeitig in den Blick genommen werden.
- » In einem achten Strategieelement sind umfassende Analysen zu den regionalwirtschaftlichen und sozialen Wirkungen eines beschleunigten Auslaufens der Kohleverstromung und die Schaffung entsprechender Kompensationsmechanismen in der erforderlichen Breite (vom Ausbau erneuerbarer Energien über die Ansiedlungspolitik bis hin zum Infrastrukturausbau) notwendig.

Vor diesem Hintergrund ergeben sich für die Instrumentierung der Kohle-Auslaufstrategie für Deutschland folgende Eckpunkte:

1. Das feste Datum für die Beendigung der deutschen Kohleverstromung bis 2035 bedarf einer ordnungsrechtlichen Festlegung. Mit Blick auf die Altersstrukturen der betroffenen Kraftwerke bedeutet dies, von einzelnen Ausnahmen abgesehen, eine Mindestbetriebsdauer von 20 Jahren.
2. Die grundsätzliche Begrenzung der Anlagenlaufzeit auf maximal 30 Jahre kann ordnungsrechtlich oder über vertragliche Regelungen umgesetzt werden. In beiden Fällen kann zumindest prinzipiell eine Kombination mit Kompensationszahlungen erfolgen, wobei darauf hinzuweisen ist, dass dieser Umsetzungsansatz vom Verursacherprinzip abweicht und aus dieser Perspektive als nachrangige Option angesehen werden sollte.
3. Die Komponente eines CO₂-optimierten Anlagenbetriebs vom 21. bis zum 30. Jahr nach Aufnahme des kommerziellen Betriebes, mit der die Jahresemissionen der entsprechenden Anlage auf maximal 3,35 t CO₂ je Kilowatt Nettoleistung begrenzt werden, kann sowohl ordnungsrechtlich (z. B. nach dem Vorbild des britischen *Emissions Performance Standards*, auf dessen Wirkungsmechanismus die Modellierung basiert) als auch über Bepreisungsmechanismen

(Mindestpreis im Emissionshandelssystem der Europäischen Union, selektive Bepreisung nach dem Modell des Klimabeitrags) oder über Kompensationszahlungen umgesetzt werden. Letzterer Ansatz sollte auch mit Blick auf das Verursacherprinzip als nachrangig angesehen werden.

4. Schließlich sollte der Rückbau und die Renaturierung von Tagebauflächen finanziell unter strikter Beteiligung der Verursacher abgesichert werden. Tagebauerweiterungen sollten nicht weiterverfolgt werden, rechtssichere Ansätze sinnvoller und notwendiger Tagebauverkleinerungen müssen relativ schnell entwickelt werden.

In der Gesamtsicht steht also für die Instrumentierung der entwickelten Strategie für ein Auslaufen der deutschen Kohleverstromung bis zum Jahr 2035 ein breites Spektrum von Optionen zur Verfügung, das die Umsetzung im Kontext sehr unterschiedlicher Präferenzen und (europa)-politischer Rahmenbedingungen erlaubt.

Neben der instrumentellen Umsetzung eines beschleunigten Auslaufpfades der Kohleverstromung in Deutschland bzgl. der klima- und energiepolitischen Aspekte im engeren Sinne müssen weitere Maßnahmen zur breiteren Einbettung des Kohle-Auslaufpfades (soziale und regionalwirtschaftliche Anpassungsstrategien für die Braunkohlereviere, Einbettung in das Strommarktdesign der Zukunft, infrastrukturelle Aspekte) ergriffen werden. Diese waren nicht Gegenstand der hier vorgelegten Untersuchung, sind aber ohne eine Spezifikation des Auslaufpfades für die Kohleverstromung auch nicht sinnvoll konzipier- und umsetzbar.

Executive Summary

The German electricity sector is of paramount importance for both energy and climate policy.

The electricity sector's share of emissions within total greenhouse gas emissions (taking into account non-CO₂ greenhouse gases and the emissions from fuel quantities tanked in Germany for international transport) currently amounts to approx. 37%. The electricity sector makes by far the largest single contribution to the release of greenhouse gases into the atmosphere. In terms of the total greenhouse gas reduction brought about to date, the electricity sector has made a disproportionately low contribution since 1990. With the largely stagnating contributions of the electricity sector to these emission reductions, the pressure is increasing for the sector to take greater action.

Given that German lignite and hard coal-fired power plants currently account for approx. 80% of the total CO₂ emissions of the electricity sector (48% from lignite and 32% from hard coal-fired electricity generation), progress can only be made in reducing the sector's CO₂ emissions if the phasing-out of coal-based electricity generation is made a high priority. The fact that the German coal-fired power plant fleet has very high shares of comparatively old (and refinanced) power plants that entered operation by 1990 and have particularly high emissions (48% of the production capacity installed in lignite and 51% of the production capacity installed in hard coal-fired power plants) is highly relevant in this context. The crucial question is, on the one hand, which paths are helpful and necessary for decreasing and phasing-out coal-based electricity generation and, on the other hand, which political strategies and implementing instruments can trigger the developments needed. Coal-based electricity generation is highly relevant today, not only in terms of its significance for CO₂ emissions but also in terms of its important role in electricity supply (approx. 40% of net electricity generation and approx. 45% of dispatchable generation capacity in Germany). Lignite also has a high regional economic significance in part. This makes holistic strategies and implementation measures necessary.

In view of phase-out paths for coal-based electricity generation, the 2015 Paris Agreement that entered into force in 2016 has created a new framework of reference. The Paris Agreement's central aim is to limit the increase in global mean temperature to well below 2°C compared to pre-industrial levels. The Agreement also pursues efforts to limit the temperature increase even further to 1.5°C. The targeted limit is the central indicator for assessing the climate policy ambitions of individual states within the architecture of the Paris Agreement. It leads to a less rigid focus on emission reduction targets for specific time horizons or target years and a stronger consideration of the emission budget concept which seems more suitable with a view to the effects needed from the measures.

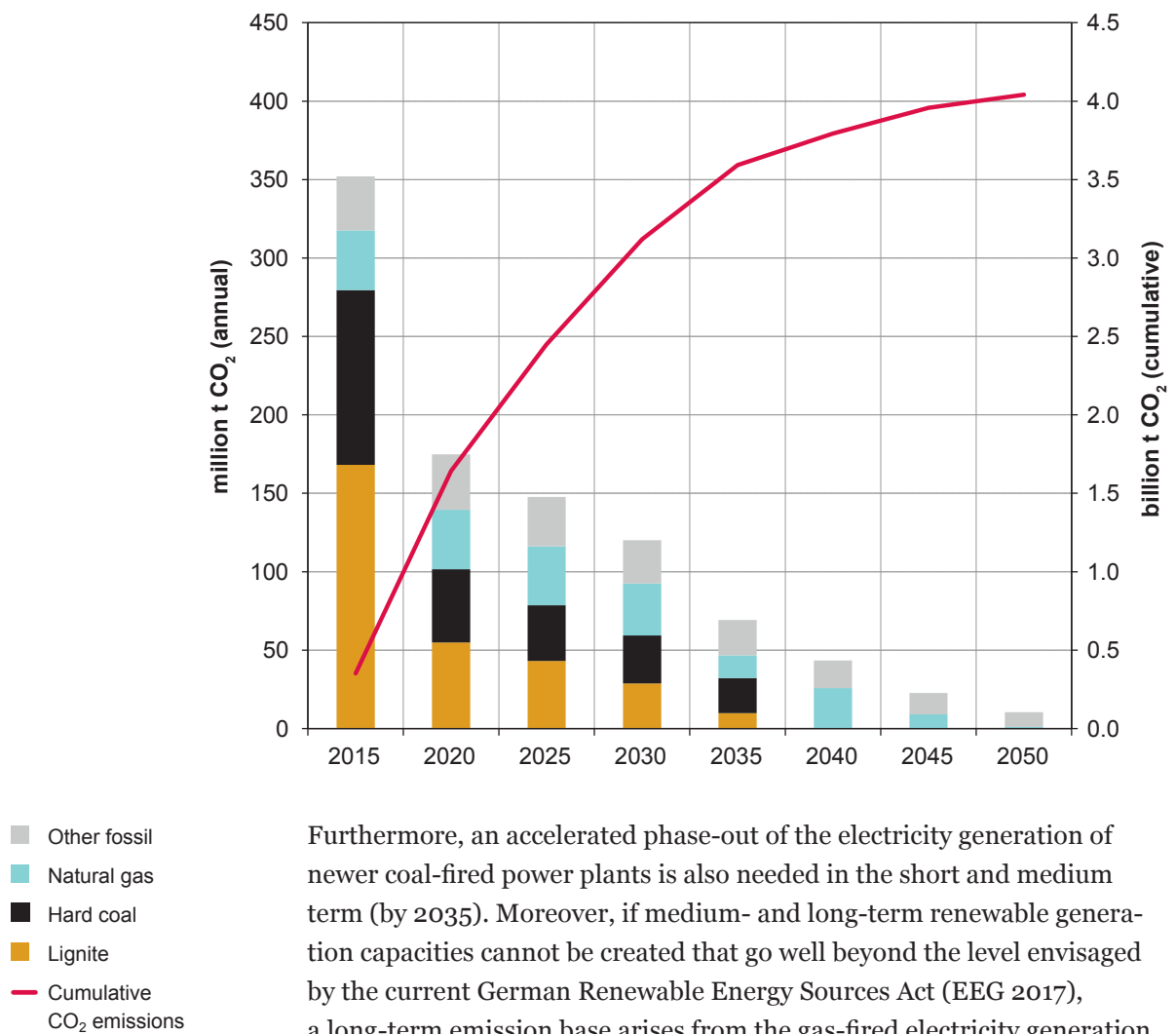
From analyses conducted on the requirements for adhering to the 2°C limit in global temperature increase, clear CO₂ emission budgets can be derived for both Germany and the German electricity sector based on transparent distribution concepts. The concept of emission budgets geared to a specific country (derived using a global per capita approach and without taking into account historical emissions) and a specific sector (derived using approximately proportional emission reductions in the different sectors) has proven to be a productive approach for identifying, on the level of smaller scopes of action, fair contributions to be made in order to meet the global targets. With an emissions budget for Germany of approx. 10 billion t CO₂ for the period of 2015 to 2050, the emissions budget for the German electricity sector amounts to 4.0 to 4.2 billion t CO₂.

Analyses on the phasing-out of German coal-based electricity generation that consider the field of tension between technically feasible adaptation processes and regulatory boundaries for the necessary measures clearly show that adhering to an emission budget of 4.0 to 4.2 billion t CO₂ for the period of 2015 to 2050 is possible in principle. For this to be achieved, significant emission reductions need to be implemented relatively quickly (Figure S-1).

Figure S-1:

Annual and cumulative CO₂ emissions in the Transformation Scenario for an accelerated phase-out of coal-based electricity generation in Germany, 2015–2050

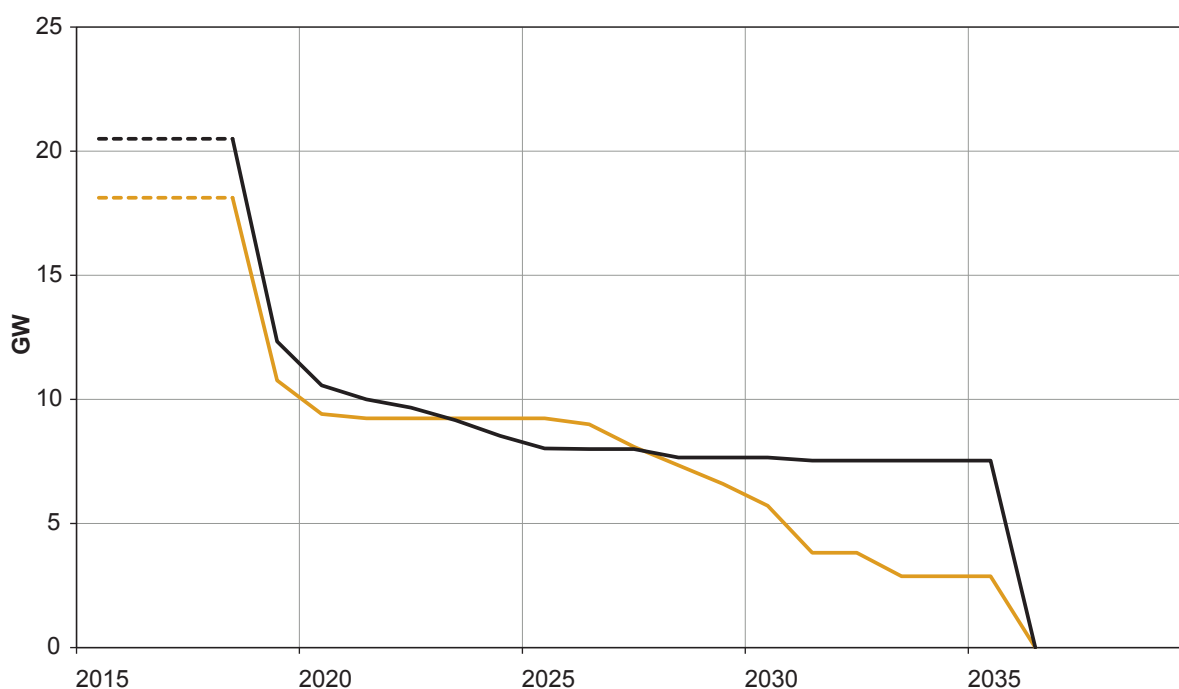
Source: Calculations by Öko-Institut and Prognos



Furthermore, an accelerated phase-out of the electricity generation of newer coal-fired power plants is also needed in the short and medium term (by 2035). Moreover, if medium- and long-term renewable generation capacities cannot be created that go well beyond the level envisaged by the current German Renewable Energy Sources Act (EEG 2017), a long-term emission base arises from the gas-fired electricity generation that is then needed to balance the reduction in coal-fired electricity generation; this emission base also contributes to the CO₂ emission budget being exceeded.

Figure S-2: Reduction of lignite and hard coal-based generation capacities in the Transformation Scenario for an accelerated phase-out of coal-based electricity generation in Germany, 2015–2035

Source: Calculations by Öko-Institut and Prognos



— Lignite power plants
 — Hard coal power plants
 - - - Without lignite security standby & decommissioning expected anyway

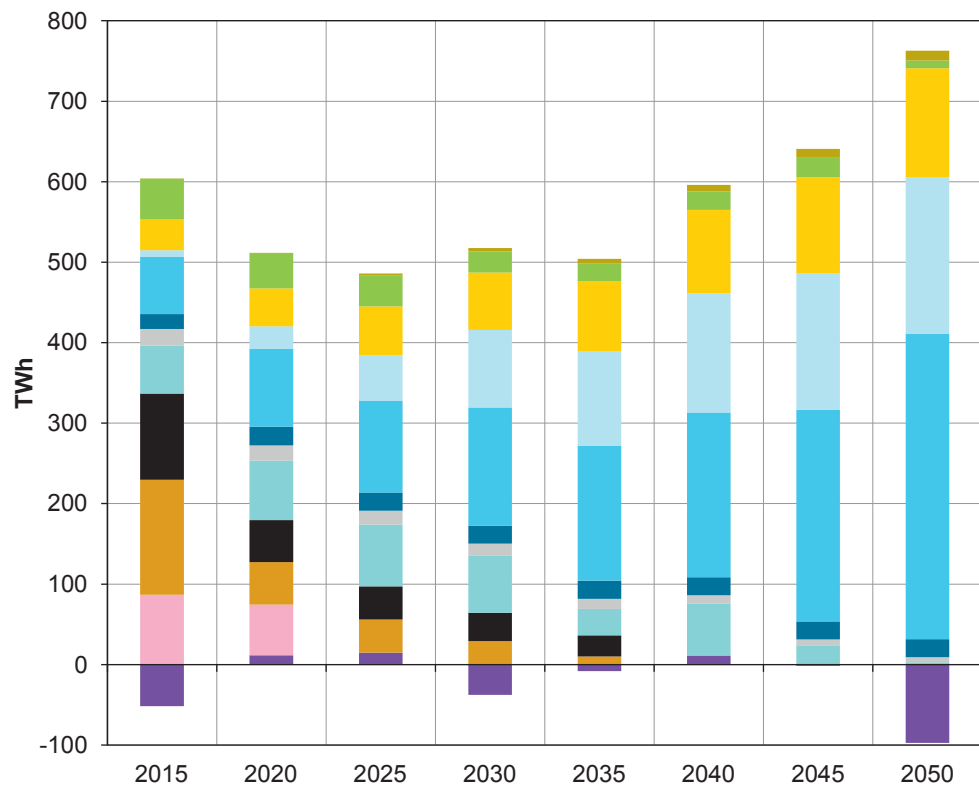
Based on comprehensive electricity market analyses, eight elements of a development or model can be identified for keeping within the German electricity sector's emissions budget of 4.0 to 4.2 billion t CO₂ by means of an accelerated phase-out of coal-based electricity generation and system-compatible implementation (Figure S-2 and Figure S-3). These are as follows:

- » The first key element is to accelerate the expansion of electricity generation based on renewable energies to the level originally envisaged by EEG 2014 and the 2030 Network Development Plan.
- » The second element is to decommission in the short term coal-fired power plants that have been in operation for more than 30 years. The reduction of these capacities should start in 2019, given the high emission base of the coal-fired power plant fleet and the tight CO₂ emissions budget.
- » The third element is to set the end of 2035 as the deadline for completing the phase-out of lignite and hard coal-fired electricity generation.

Figure S-3:

Electricity generation in the Transformation Scenario for an accelerated phase-out of coal-based electricity generation in Germany, 2015–2050

Source: Calculations by Öko-Institut and Prognos



- Other renewable
- Biomass
- Photovoltaics
- Offshore wind
- Onshore wind
- Hydro
- Other fossil
- Natural gas
- Hard coal
- Lignite
- Nuclear energy
- Net electricity imports

- » The fourth element is to implement a mix of capacity and emission management to establish continuity in emission reductions, capacity reduction and electricity market effects and to facilitate the adaptation processes for companies and regions for the period of 2019 to 2035.
- » The fifth element is the need to develop instruments which, on the one hand, reduce the high export surpluses of Germany from CO₂-intensive electricity generation and, on the other hand, strive to achieve a balanced decade average of electricity imports and exports (fossil-generated power) from 2020 onwards.
- » The sixth element is the need to review, in the context of the accelerated phase-out of coal-based power generation, the already implemented and planned instruments for ensuring system stability and security of supply.

- » The seventh element concerns the regulatory framework for open-cast lignite mining. In view of the German electricity sector's CO₂ emission budget, which is compatible with the 2°C temperature limit, all lignite mining areas that have already received approval for lignite quantities to be mined should expect to be decommissioned sooner than envisaged. Approval procedures for expansions of existing open-cast mines should be stopped until the phase-out path for coal-based power generation in Germany has been reliably clarified and reasonable reductions have been shown with legal certainty. The associated consequences (financing of follow-up costs etc.) have to be taken into consideration at an early stage.
- » An eighth element is the need to conduct comprehensive analyses on the regional economic and social impacts of an accelerated phase-out of coal-fired electricity generation and the creation of necessary compensation mechanisms (from the expansion of renewable energies, through location policy to infrastructure expansion).

Against this background, the main elements of instruments needed for phasing-out coal-fired electricity generation in Germany are as follows:

1. The date set for completing the phase-out of coal-fired electricity generation in Germany by 2035 needs to be laid down in regulation. With a view to the age structures of the affected power plants, this means, with some exceptions, a minimum plant operating life of 20 years.
2. Limiting the operating life of coal-fired power plants to a maximum of 30 years can be implemented via legal regulation or by contractual arrangements. In both cases, this can, at least in principle, be combined with compensation payments; however, it should be pointed out that this approach deviates from the polluter pays principle and should therefore be considered a less suitable option from this perspective.
3. Optimizing power plant operation from the 21st to the 30th operating year (after commercial operation commenced)—which results in the yearly emissions of the power plant being limited to a maximum of 3.35 t CO₂ per kilowatt of net output—can be implemented both via legal regulation (e.g. following the model of the British emissions performance standard on which the modelling is based) and via pricing mechanisms (minimum price in the EU Emissions Trading System, selective pricing according to the climate levy model) or via compensation payments. Due to its deviation from the polluter pays principle, the latter approach should also be regarded as less suitable.

4. Finally, the dismantling and renaturation of open-cast mining areas should be financially secured with the strict participation of the polluters. Expansions of existing open-cast mines should not be pursued further; legally secure approaches to reasonable and necessary reductions in the scope of existing open-cast mining must be developed relatively quickly.

From an overall perspective, therefore, a broad spectrum of options is available for developing instruments to phase out German coal-fired electricity generation by 2035. The options can be implemented within the context of very different preferences and (European) policy framework conditions.

In addition to the implementation of an accelerated phase-out of coal-fired electricity generation in Germany in narrow climate and energy policy terms, further measures have to be taken to broaden integration of the coal phase-out (social and regional economic adaptation strategies for lignite mining areas, incorporation in the electricity market design of the future, infrastructural aspects). These were not included in the present study; they cannot, however, be meaningfully conceived and implemented without specification of the phase-out path for coal-fired electricity generation.

Deutschland hat sich in den letzten Jahren im Bereich der Klima- und Energiepolitik sehr weit reichende langfristige Ziele gesetzt und mit dem 2010 und 2011 beschlossenen Energiekonzept (BMWi 2015b) sowie dem 2016 verabschiedeten Klimaschutzplan 2050 (BReg 2016) für die Bereiche Klimaschutz, Energie, Verkehr, Landwirtschaft etc. erste Schritte für die Erarbeitung entsprechender Umsetzungsstrategien unternommen, deren Zeithorizont bis zur Mitte des Jahrhunderts reicht.

Sehr weit gehende Strategien zur weltweiten Minderung der Treibhausgasemissionen, letztlich mit dem Ziel der vollständigen Dekarbonisierung des Energiesystems, haben seit der Verabschiedung des Klimaabkommens von Paris im Jahr 2015 (UNFCCC 2015) erheblich an Relevanz gewonnen. Spätestens seit dem Inkrafttreten dieser völkerrechtlich bindenden Vereinbarung im Jahr 2016 stehen weitgehende Dekarbonisierungsstrategien auch im globalen Maßstab auf der Agenda. Auch wenn sich in diesem Abkommen erstmals die große Mehrheit aller Länder der Erde zu Klimaschutz-Aktivitäten verpflichtet, stehen hoch industrialisierte Staaten wie Deutschland jedoch weiterhin besonders in der Verantwortung. Diese Verantwortung leitet sich aus dem historisch vergleichsweise großen Verursacheranteil an den bereits eingetretenen und zu erwartenden Klimaveränderungen ab. Zu dieser Verantwortung hat sich die deutsche Klimaschutz- und Energiepolitik klar bekannt. Seit mehreren Legislaturperioden und unter mehreren Bundesregierungen wird hier sehr klar eine Vorreiterrolle Deutschlands mit einer besonders raschen Dekarbonisierung des Energiesystems bzw. sehr ambitionierte Treibhausgas-Emissionsminderungen in den Nicht-Energiesektoren verfolgt.

Damit steht die mittel- und langfristige Umstellung der Energieversorgung auf emissionsarme bzw. -freie Technologien auf der energiepolitischen Agenda, die in Deutschland vor allem durch die Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energien erreicht werden soll. Hierfür sind robuste Strategieansätze notwendig, mit denen ein möglichst effektiver, breit akzeptierter, naturverträglicher und kosteneffizienter Transformationspfad gestaltet werden kann. Neben dem Ausbau der regenerativen Stromerzeugung und der zugehörigen Komplementär- und Flexibilitätsoptionen (Nachfrageflexibilität, Netze, Speicher etc.) bildet aber der aktiv gestaltete Abbauprozess der fossilen und insbesondere der CO₂-intensiven (Kohle-)Stromerzeugung eine zweite und unverzichtbare

Säule des Umbauprozesses, die wiederum einer breiten Einbettung in ein regional- und strukturpolitisches Strategie- und Instrumentenportfolio bedarf.

Das UNFCCC 2015 verpflichtet die Teilnehmerstaaten im Bereich der Emissionsminderung nicht nur dazu, nationale Klimaschutzpläne (*National Determined Contributions* – NDC) zu erarbeiten, sondern in regelmäßigen Abständen die Gesamtheit dieser Pläne mit Blick auf das Ziel zu bewerten, die Erhöhung der globalen Mitteltemperatur im Vergleich zu den vorindustriellen Niveaus auf einen Wert von (deutlich) unter 2 °C zu begrenzen (und dabei auch eine Begrenzung der globalen Temperaturerhöhung auf maximal 1,5 °C in den Blick zu nehmen) sowie das Ambitionsniveau der Pläne entsprechend anzupassen. Aus der Notwendigkeit, diesen Bewertungszyklus regelmäßig zu durchlaufen und das Ambitionsniveau der nationalen Klimaschutzpläne zu erhöhen, ergibt sich die Fragestellung, wie ein fairer Anteil zur Einhaltung der 2°C-Grenze für Deutschland im Allgemeinen und den deutschen Stromsektor im Speziellen identifiziert werden kann. Damit gehen dann die Fragestellungen einher, was dies einerseits für den Ausbau der regenerativen Stromerzeugung und andererseits für das Auslaufen der für die Treibhausgasemissionen des deutschen Stromsektors besonders relevanten Kohleverstromung bedeutet.

Im Rahmen des hier vorgelegten ersten Berichts zum Projekt „Struktur des Stromsystems 2035+“ werden Untersuchungen zur Begründung und Ausgestaltung eines grundlegenden Wandels für die fossile Stromerzeugung präsentiert. In den folgenden Untersuchungen werden die möglichen Ausprägungsformen des zukünftigen, durch erneuerbare Energien dominierten Stromsystems und deren Implikationen analysiert sowie die entsprechenden energie- und klimapolitischen Handlungsstrategien für den notwendigen Umbau des Systems adressiert.

Die Untersuchungen zur Entwicklung eines robusten und zielführenden Auslaufpfades für die Kohleverstromung in Deutschland folgen einem sechsstufigen Untersuchungsgang:

1. Der erste Untersuchungsschritt (Kapitel 3) adressiert die historische Entwicklung des deutschen Stromsektors hinsichtlich Nachfrage, Stromerzeugungs- und Austauschstrukturen und CO₂-Emissionen sowie der Altersstruktur der Braun- und Steinkohle-Kraftwerksflotten.
2. In einem zweiten Analyseschritt (Kapitel 4) werden die Zusammenhänge zwischen dem kumulierten Ausstoß von CO₂-Emissionen und dem Anstieg der globalen Mitteltemperatur aus den Analysen des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC 2013, 2014) aufgearbeitet. Daraus wird ein Ansatz zur Ermittlung eines fairen Anteils Deutschlands und des deutschen Stromsektors am globalen Emissionsbudget bis 2050 abgeleitet.
3. In der folgenden dritten Bearbeitungsstufe (Kapitel 5) werden Rahmenbedingungen für die Modellierungsarbeiten definiert, auf deren Grundlage robuste politische Strategien und Umsetzungsinstrumente für die aktive Gestaltung eines Auslaufprozesses für die Kohleverstromung in Deutschland abgeleitet werden können.
4. Im vierten Analyseschritt (Kapitel 6) wird der Lösungsraum für die Auslaufpfade der Kohlenutzung in der deutschen Stromwirtschaft untersucht. Dieser Lösungsraum ergibt sich einerseits aus den technischen Grenzen kurz- und mittelfristiger Anpassungsprozesse im deutschen Stromsystem. Andererseits ergeben sie sich aus der Bandbreite möglicher Interventionsstrategien. Analysiert wird dieser Lösungsraum über eine Kopplung der Strommarktmodelle der Prognos AG und des Öko-Instituts (PowerFlex). Der von den jeweiligen Rahmenbedingungen abgeleitete Kraftwerkspark und die Ausbaupfade für die regenerative Stromerzeugung bilden die wesentlichen Variationsgrößen:
 - » Mit dem Prognos-Strommarktmodell werden die entsprechenden Rahmenbedingungen in einer europaweiten Modellierung abgebildet und die grenzüberschreitenden Stromflüsse unter der Berücksichtigung des jeweiligen Marktumfelds ermittelt.
 - » Auf Grundlage dieser auf Stundenbasis ermittelten Strukturen des Stromaustauschs werden die entsprechenden Effekte im deutschen

Stromsystem mit dem PowerFlex-Modell so modelliert, dass eine Passfähigkeit zu den Emissionsstrukturen und -niveaus der deutschen Treibhausgasinventare und Projektionsberichte und damit zu den Mengengerüsten der deutschen Emissionsminderungsprogrammatik gegeben ist.

Im Ergebnis dieses integrierten Modellierungsansatzes werden über die Strommarktmodellierung folgende Indikatoren ermittelt und diskutiert:

- » die zur Stromversorgung und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendigen gesicherten Leistungen auf der Angebots- bzw. Nachfrageseite¹;
 - » die Strukturen der Stromerzeugung und der grenzüberschreitenden Stromflüsse;
 - » die jährlichen CO₂-Emissionen;
 - » die jeweils kumulierten CO₂-Emissionen für den Zeitraum 2015 bis 2050;
 - » die Effekte auf die Großhandelspreise an den Strombörsen.
5. Auf Grundlage der im vierten Analyseschritt gewonnenen Erkenntnisse werden in einer fünften Untersuchungsstufe (Kapitel 7) die Strukturen eines zielführenden Kohle-Auslaufpfades ermittelt, der einerseits die Grenzen des ermittelten Emissionsbudgets nicht überschreitet, andererseits aber die Auswirkungen im Bereich der Strompreise bzw. der Versorgungssicherheit im Blick behält.
- » Der Modellierungsansatz und die verwendeten Instrumentarien entsprechen dem vierten Analyseschritt.
 - » Neben den o. g. Indikatoren werden auch die Folgen für den Braunkohlebedarf revierspezifisch ermittelt und bewertet.

¹ Im Rahmen der hier vorgelegten Analysen kann keine umfassende Bewertung der Versorgungssicherheit erfolgen. Vielmehr wird eine orientierende, überschlägige Analyse vorgenommen, die auf die Einhaltung eines Summenwerts der verfügbaren gesicherten Leistung (überschlägige Versorgungssicherheitsbewertung) abstellt.

6. Aus den numerischen Modellanalysen werden in einem sechsten Untersuchungsschritt (Kapitel 8.1) die Konsequenzen für längerfristige und hinsichtlich der Instrumentierung relativ flexible strategische Ansätze für die Konzeption eines Kohle-Auslaufpfades abgeleitet.
7. In einem abschließenden siebten Arbeitsschritt werden die Instrumentierungsvarianten für die strategisch fundierte Umsetzung eines Auslaufpfades für die deutsche Kohleverstromung diskutiert (Kapitel 8.2), in einem Exkurs auch mit Bezug auf das Emissionshandelssystem der Europäischen Union (Kapitel 8.3).

Der beschriebene methodische Ansatz erlaubt eine umfassende Einordnung und Bewertung von Auslaufpfaden für die deutsche Kohleverstromung im Kontext einer Klimapolitik, die sich an einer fairen Aufteilung der Anstrengungen zur Einhaltung der 2°C-Grenze für die globale Klimaveränderung orientiert.

3 Historische Entwicklung des deutschen Stromsektors seit 1990

Das deutsche Stromsystem ist zunächst durch ein seit 2005 relativ konstantes Verbrauchsniveau gekennzeichnet. Auf den vereinigungsbedingt relativ starken Rückgang des Bruttostromverbrauchs in den Jahren von 1990 bis 1992 folgte eine Phase von 15 Jahren, in der die

Stromnachfrage relativ stetig und signifikant (+17 %) anstieg, seitdem ist der Bruttostromverbrauch in Deutschland nur leicht rückläufig (-2 %), liegt jedoch aktuell² deutlich über dem Niveau, das um die Jahrtausendwende erreicht war.

Tabelle 3-1:

Stromverbrauch in Deutschland, 1990–2015

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB), Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Berechnungen des Öko-Instituts

	1990	1995	2000	2005	2010	2015
	TWh					
Private Haushalte	117	127	131	141	142	132
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	116	124	140	132	147	149
Industrie	208	191	208	229	222	228
Verkehr	14	16	16	16	17	12
Energiewirtschaft (ohne Kraftwerke)	26	18	16	17	14	13*
Netzverluste	23	23	24	29	24	25*
Pumpstromverbrauch	5	6	6	10	9	8*
Eigenverbrauch der Kraftwerke	41	38	38	39	37	37*
Bruttostromverbrauch	551	543	578	612	610	604*
Nachrichtlich: Einfuhr	32	40	45	53	42	33
Ausfuhr	31	35	42	62	60	85
Importsaldo	1	5	3	-8	-18	-52

Treiber des Stromverbrauchs waren in den letzten 25 Jahren zu etwa gleichen Anteilen die Endverbrauchsektoren der privaten Haushalte, der Industrie und des Kleinverbrauchs (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen). Entsprechend haben sich auch die Strukturen des Stromverbrauchs in Deutschland im Verlauf der letzten zwei Dekaden kaum verändert (Tabelle 3-1):

² Soweit in den hier vorgelegten Analysen auf Daten für das Jahr 2015 abgestellt wird, ist darauf hinzuweisen, dass alle Daten (bzgl. Energie und Emissionen) für dieses Jahr vorläufiger Natur sind und bis zum Vorliegen der endgültigen Energiebilanzen Gegenstand von Revisionen sein können.

- » Der Anteil des Verarbeitenden Gewerbes und des Bergbaus auf Nicht-Energierohstoffe betrug 2015 etwa 38 % des gesamten Stromverbrauchs, in den Jahren seit 1995 lag die entsprechende Bandbreite bei 24 bis 38,5 %, auch im Vereinigungsjahr 1990 lag der Anteil der Industrie bei etwa 38 %.
- » Den zweitgrößten Nachfragesektor bildet der Kleinverbrauch (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen), dessen Anteil 2015 bei etwa 25 % lag und sich seit 1995 im Bereich von 21,5 bis 25 % bewegte. Im Vereinigungsjahr 1990 lag der Anteil des Kleinverbrauchs noch bei 21 %.
- » Die privaten Haushalte repräsentieren aktuell einen etwas kleineren Anteil von 22 % des Bruttostromverbrauchs, seit 1995 bewegte sich dieser Anteil immer in der Bandbreite von 22 bis 24,5 %, im Vereinigungsjahr 1990 lag er bei 21 %.
- » Der Verkehrssektor bildet mit einem Anteil von etwa 2 % den kleinsten Endverbrauchssektor, in den Jahren seit 1995 lag die Bandbreite bei 2 bis 3 %.
- » Die Energiewirtschaft jenseits der Stromwirtschaft (Raffinerien, Braunkohlezechen, Steinkohlegruben, Erdgas- und Mineralölgewinnung etc.) repräsentierte im Jahr 2015 einen Verbrauchsanteil von etwa 2 %, wobei dieser 1995 und 1990 mit 3 % bzw. 5 % deutlich höher lag und damit die sinkende Förderung und Aufbereitung fossiler Brennstoffe in Deutschland widerspiegelt.
- » Der Stromverbrauch innerhalb des Strombereitstellungssystems bildet einen Anteil von aktuell etwa 12 % des Bruttostromverbrauchs, davon entfallen etwa 4 Prozentpunkte auf die Netzverluste sowie etwa 1 % für den Stromverbrauch der Pumpspeicherkraftwerke und etwa 6 % auf den Eigenverbrauch der Kraftwerke (für Pumpen, Rauchgasreinigungsanlagen etc.). Die Anteile sind im Zeitverlauf relativ konstant, allein der Eigenverbrauch der Kraftwerke ist als Ergebnis des sinkenden Produktionsanteils von Kraftwerken mit relativ hohem Eigenverbrauch (v. a. Kohle- und Kernkraftwerke) seit 1995 (ca. 7 %) bzw. 1990 (7,5 %) leicht rückläufig.
- » Hinzuweisen ist schließlich auf den deutlich steigenden Anteil des Stromexportsaldos, der nach einer Dekade der relativ ausgeglichenen grenzüberschreitenden Stromflüsse seit der Jahrtausendwende deutlich steigt und im Jahr 2015 einen Höchstwert von 52 TWh erreichte, was knapp 9 % des Bruttoinlandsverbrauchs an Strom entspricht.

Die Entwicklung des Exportsaldos ergibt sich dabei einerseits aus in den Jahren leicht rückläufigen Einfuhren und andererseits aus den massiv angewachsenen Stromexporten. Zurückzuführen ist der Anstieg der Stromexporte auf die im Vergleich zu den benachbarten Märkten niedrigen Preise im Großhandelsmarkt: Diese sind wiederum zum einen durch die niedrigen Preise für Steinkohle und CO₂-Zertifikate, zum anderen aber auch durch den Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien begründet.

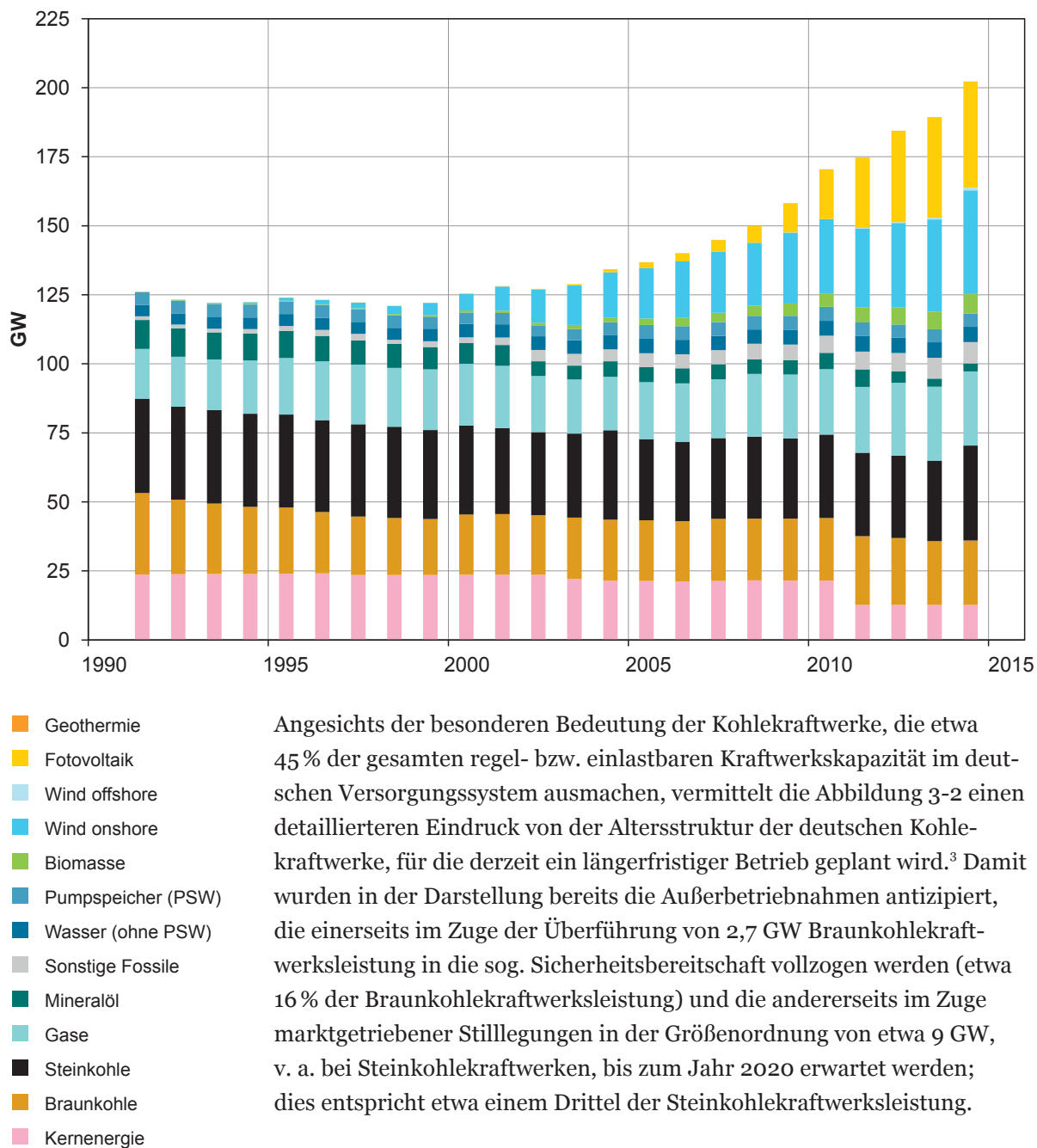
Die Deckung des Strombedarfs bzw. der Stromexport erfolgt aus einem Kraftwerkspark, der sich in den letzten 25, vor allem aber in den letzten 15 Jahren stark verändert hat (Abbildung 3-1).

Zunächst waren die Jahre 1990 bis 1995 durch die im Zuge der deutschen Vereinigung entstandenen Sondereffekte bestimmt: Die Kernkraftwerke in den neuen Bundesländern wurden 1990 vollständig abgeschaltet und die Kapazitäten der ostdeutschen Braunkohlekraftwerke (und hier vor allem im Bereich der Industriekraftwerke) deutlich verringert. Die Kapazität der Steinkohlekraftwerke war in den Jahren von 1990 bis 2013 mit einem Saldo von etwa 5 GW deutlich rückläufig, durch die Inbetriebnahme zahlreicher Neubaukraftwerke in den Jahren 2014 und 2015 sind aber wieder erhebliche Kapazitäten hinzugekommen. Die Bruttoleistung der Gaskraftwerke nahm in den letzten 25 Jahren um etwa 9 GW und damit deutlich zu. Im Zuge des Ausstiegs aus der Kernenergie nimmt schließlich die installierte Leistung der deutschen Kernkraftwerke seit dem Jahr 2011 deutlich ab.

Die größten Veränderungen ergaben sich jedoch im Bereich der Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien. War hier Anfang der 1990er Jahre vor allem die Wasserkraft, wenn auch mit relativ geringen Leistungen, relevant, so ergab sich ab der Jahrtausendwende durch das Finanzierungsinstrument des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ein massiver Ausbau zunächst der Windenergie an Land und der Biomasse, ab 2005 aber auch und insbesondere eine massive Ausweitung der Fotovoltaik-(PV-)Leistung. Im Jahr 2012 lag die installierte Leistung der PV-Anlagen mit ca. 33 GW erstmals über der der Onshore-Windenergie an Land. Ab 2013 ergab sich schließlich auch die Inbetriebnahme zunehmender Kapazitäten von Offshore-Windkraftanlagen.

Abbildung 3-1: Brutto-Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland, 1990–2015

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi),
Berechnungen des Öko-Instituts

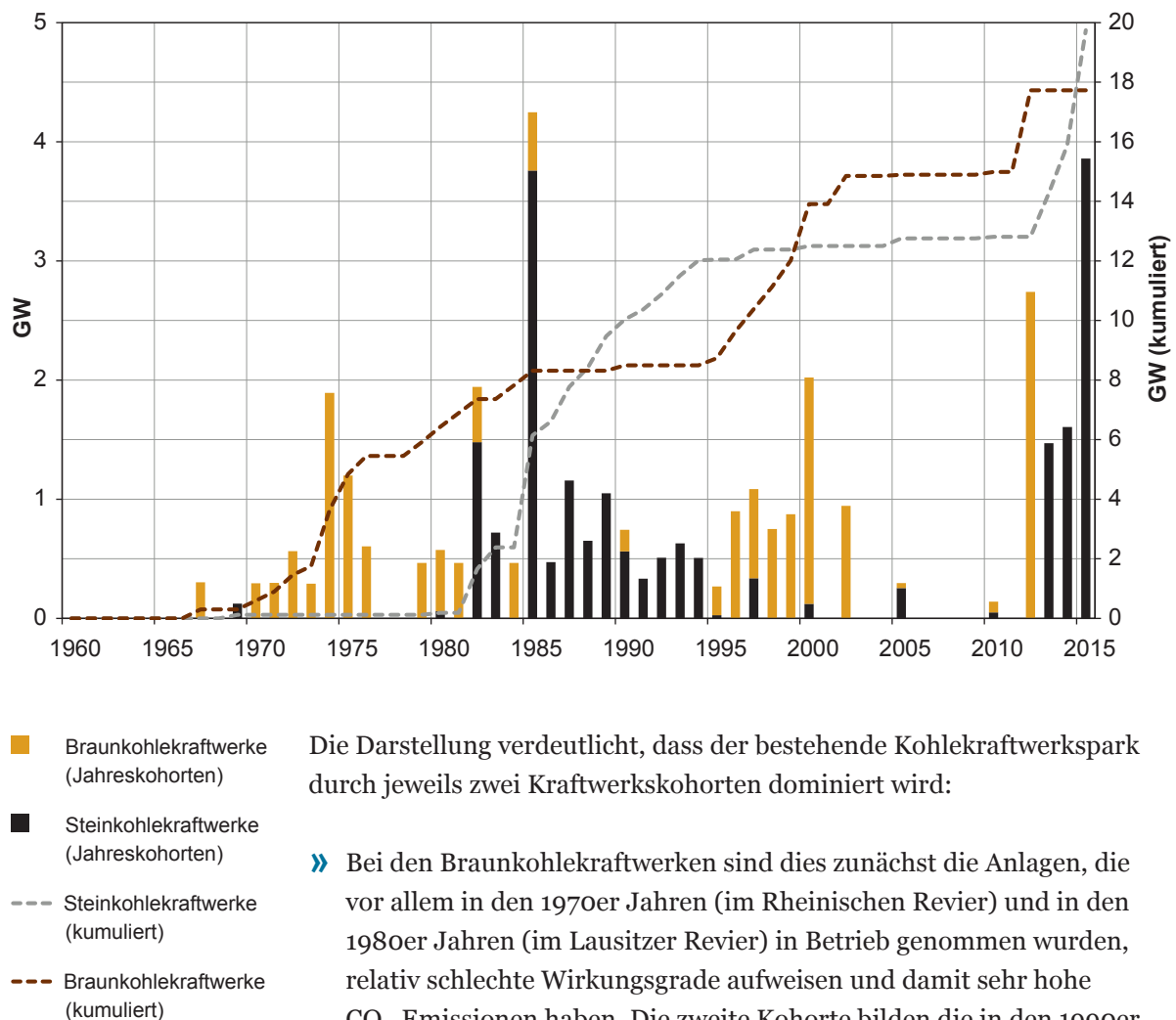


Angesichts der besonderen Bedeutung der Kohlekraftwerke, die etwa 45 % der gesamten regel- bzw. einlastbaren Kraftwerkskapazität im deutschen Versorgungssystem ausmachen, vermittelt die Abbildung 3-2 einen detaillierteren Eindruck von der Altersstruktur der deutschen Kohlekraftwerke, für die derzeit ein längerfristiger Betrieb geplant wird.³ Damit wurden in der Darstellung bereits die Außerbetriebnahmen antizipiert, die einerseits im Zuge der Überführung von 2,7 GW Braunkohlekraftwerksleistung in die sog. Sicherheitsbereitschaft vollzogen werden (etwa 16 % der Braunkohlekraftwerksleistung) und die andererseits im Zuge marktgetriebener Stilllegungen in der Größenordnung von etwa 9 GW, v. a. bei Steinkohlekraftwerken, bis zum Jahr 2020 erwartet werden; dies entspricht etwa einem Drittel der Steinkohlekraftwerksleistung.

³ Im Unterschied zur Abbildung 3-1 zeigt Abbildung 3-2 die Nettoleistung, also die Leistung, die nach Abzug des Eigenverbrauchs der Kraftwerke für die Versorgung des Stromsystems zur Verfügung steht und auf die bei den Modellierungsarbeiten entsprechend abgestellt wird. Für die historischen Zeitreihen sind aus den verfügbaren Statistiken nur Daten zur Bruttoleistung verfügbar, die auch die zum Betrieb des Kraftwerks notwendigen Eigenverbrauchsleistungen erfasst.

Abbildung 3-2: Altersstruktur der Netto-Stromerzeugungskapazitäten auf Braun- und Steinkohlebasis in Deutschland (ohne die bis 2020 geplanten Stilllegungen)

Quelle: Bundesnetzagentur (BNetzA), Berechnungen des Öko-Instituts



Die Darstellung verdeutlicht, dass der bestehende Kohlekraftwerkspark durch jeweils zwei Kraftwerkskohorten dominiert wird:

- » Bei den Braunkohlekraftwerken sind dies zunächst die Anlagen, die vor allem in den 1970er Jahren (im Rheinischen Revier) und in den 1980er Jahren (im Lausitzer Revier) in Betrieb genommen wurden, relativ schlechte Wirkungsgrade aufweisen und damit sehr hohe CO₂-Emissionen haben. Die zweite Kohorte bilden die in den 1990er Jahren bzw. kurz nach der Jahrtausendwende, zunächst v. a. in den neuen Bundesländern, in den Jahren 2002 und 2012 dann auch im Rheinischen Revier in Betrieb genommenen Anlagen mit deutlich besseren Wirkungsgraden, aber brennstoffbedingt immer noch relativ hohen Emissionen.
- » Bei den Steinkohlekraftwerken umfasst die erste Kohorte die Anlagen, die von Anfang der 1980er bis zur Mitte der 1990er Jahre den kommerziellen Betrieb aufgenommen haben, relativ schlechte spezifische Emissionswerte aufweisen und wegen ihrer derzeit und absehbar relativ niedrigen Auslastung nur unterproportionale Beiträge zu den CO₂-Emissionen leisten. Die zweite Kohorte besteht aus modernen

Anlagen, die ab 2013 in Betrieb genommen wurden, relativ gute Wirkungsgrade haben, aber wegen ihrer hohen Auslastung und des CO₂-intensiven Brennstoffs Steinkohle relativ hohe absolute Emissionsniveaus repräsentieren.

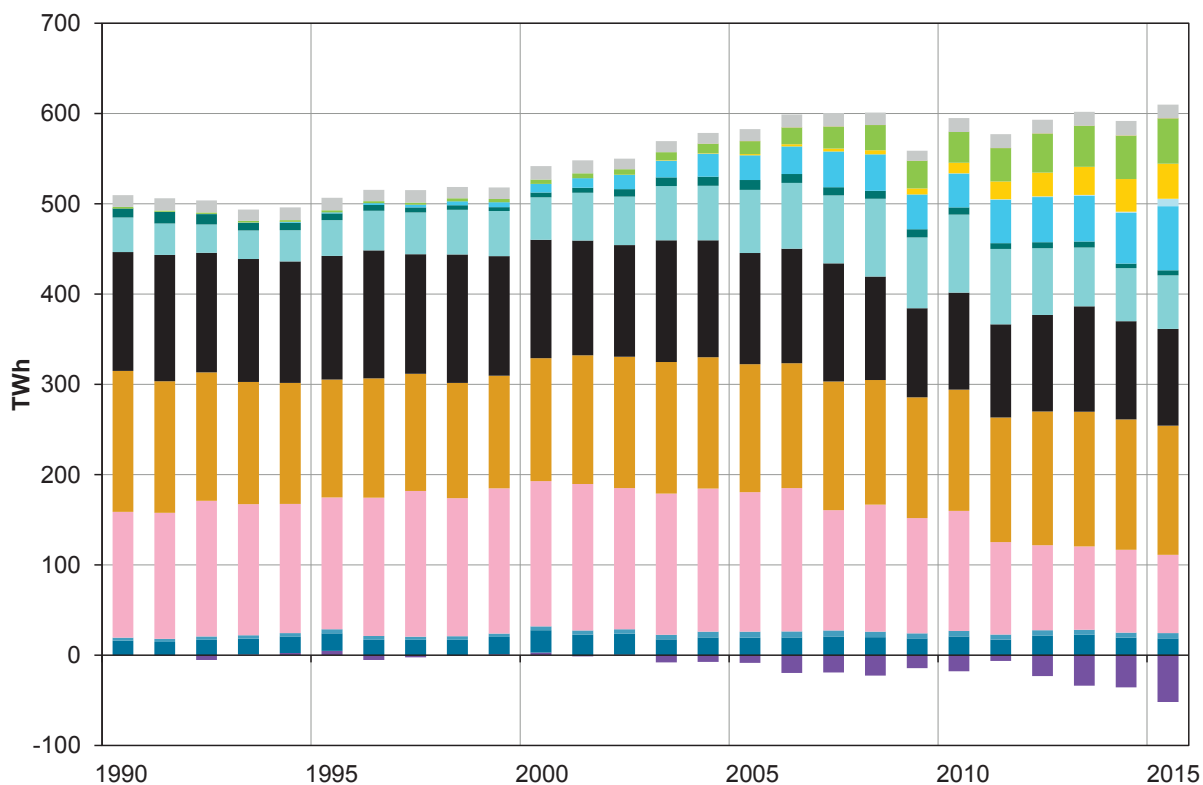
- Übrige
- Geothermie
- Biomasse
- Fotovoltaik
- Wind offshore
- Wind onshore
- Mineralöl
- Erdgas
- Steinkohle
- Braunkohle
- Kernenergie
- Pumpspeicher (PSW)
- Wasser (ohne PSW)
- Importsaldo

Die über die unterschiedlichen Inbetriebnahmejahre kumulierte Leistung verdeutlicht die problematische Altersstruktur sowohl der Braunkohle- als auch der Steinkohlekraftwerksflotte: Etwa 51 % der für den Weiterbetrieb vorgesehenen Steinkohlekraftwerke werden im Jahr 2020 eine Betriebsdauer von 30 Jahren oder mehr aufweisen, bei den Braunkohlekraftwerken betrifft dies einen Anteil von etwa 48 %. Ohne diese sehr alten Anlagenkohorten in den Fokus zu nehmen, werden Strategien zur beschleunigten Emissionsminderung im Stromsektor nicht erfolgreich sein können. Die Konzentration der jeweiligen Kraftwerksleistung in den o. g. Kohorten muss bei der Entwicklung der entsprechenden Emissionsminderungsstrategien und bei der regulatorischen Instrumentierung sorgfältig berücksichtigt werden.

Abbildung 3-3:

Netto-Stromerzeugung in Deutschland, 1990–2015

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Statistisches Bundesamt (StBA), Bundesverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berechnungen des Öko-Instituts



Die Nettostromerzeugung⁴ in deutschen Kraftwerken (Abbildung 3-3) entwickelte sich in den letzten 25 Jahren einerseits entlang der Kapazitätsentwicklung, war andererseits aber auch stark bestimmt durch die Veränderungen des Marktumfeldes:

- » Die deutsche Nettostromerzeugung aus Kernenergie erreichte im Jahr 2001 mit etwa 162 TWh ihren historischen Höhepunkt (auch unter Berücksichtigung der Stromerzeugung in den Kernkraftwerken Ost- und Westdeutschlands vor der deutschen Vereinigung) und ist seitdem im Zuge des Ausstiegs aus der Kernenergie rückläufig.
- » Die Nettostromerzeugung der Braunkohlekraftwerke ist nach leichten Rückgängen im Verlauf der 1990er Jahre seit der Jahrtausendwende wieder deutlich angestiegen und erreicht aktuell wieder die Niveaus der Jahre 1991 und 1992 bzw. liegt nur wenig unter dem Wert des Vereinigungsjahres 1990.
- » Die Nettostromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken ist in den 1990er Jahren leicht angestiegen, nach der Jahrtausendwende jedoch deutlich, d. h. um fast 20 % zurückgegangen.
- » Die Nettostromerzeugung in den deutschen Erdgaskraftwerken stieg ab Anfang der 1990er Jahre stark an und erreichte in den Jahren 2010 und 2011 etwa das 2,3-Fache des Niveaus von Anfang der 1990er Jahre. Durch die unvorteilhaften Marktumfeldbedingungen (hohe Preisdifferenzen zwischen Erdgas und Kohle, niedrige CO₂-Preise) ging die Stromerzeugung auf Erdgasbasis in den Folgejahren jedoch wieder um etwa 30 % zurück und beschränkt sich aktuell vor allem auf Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen der öffentlichen Versorgung, der industriellen Eigenversorgung und in den sonstigen verbrauchsnahe Bereichen.
- » Die Nettostromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien ist vor allem seit der Jahrtausendwende massiv gestiegen. Sie hat mit einer Gesamtenergieerzeugung von 151 TWh im Jahr 2013 erstmals das Niveau der Braunkohleerzeugung (2013: 149 TWh) übertroffen und lag 2015 bei etwa 187 TWh. Die regenerative Stromerzeugung wird klar dominiert durch Windkraftanlagen an Land (knapp 12 % der gesamten Nettostrom-

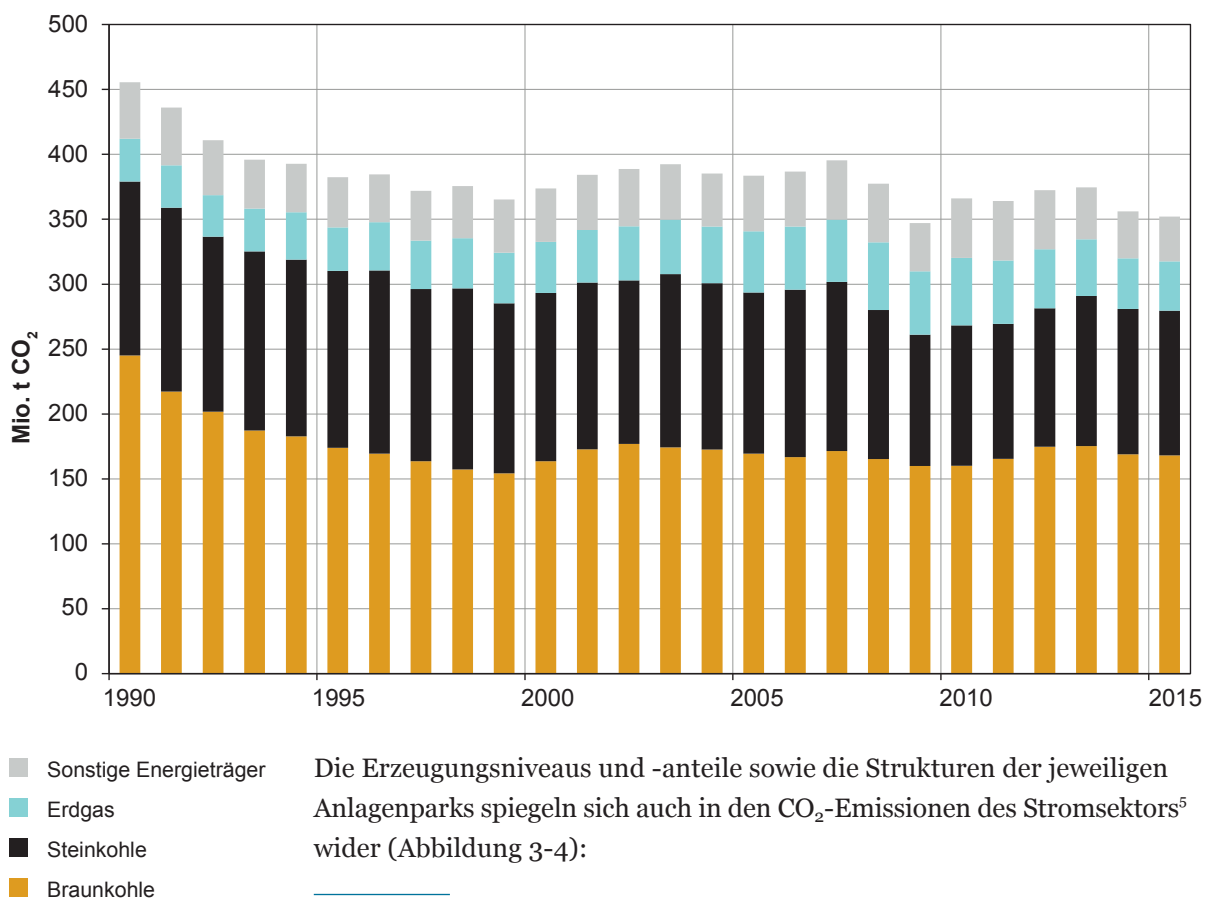
4 Dargestellt wird im Folgenden wie auch in der Modellierung jeweils die Nettostromerzeugung, also die gesamte (Brutto-)Stromerzeugung der jeweiligen Kraftwerke unter Abzug ihres Eigenverbrauchs. Für die Nettostromerzeugung erfolgt in der amtlichen Energiestatistik nur teilweise eine Differenzierung nach Brennstoffen (für die Kraftwerke der allgemeinen Versorgung). Die im Rahmen dieser Untersuchung genutzten Nettostromerzeugungsdaten nach Brennstoffen wurden vom Öko-Institut als konsistentes Mengengerüst auf der Basis aller verfügbaren Datenquellen aufgearbeitet.

erzeugung) sowie Biomasse- (gut 8 %) und PV-Anlagen (über 6 %). Offshore-Windkraft repräsentiert aktuell etwas über 1 % der gesamten Nettostromerzeugung, mit allerdings deutlich steigender Tendenz. Geothermie spielt weiterhin mit einem Anteil von 0,02 % an der gesamten deutschen Nettostromerzeugung eine untergeordnete Rolle.

» Hinzuweisen ist schließlich auch hier nochmals auf die seit der Jahrtausendwende massiv gestiegenen Nettostromexporte aus Deutschland, die angesichts der Deckungsanteile und der Grenzkostenstruktur aktuell vor allem den Erzeugungsanlagen mit relativ niedrigen Brennstoffkosten und hohen CO₂-Emissionen, also vor allem den Kohlekraftwerken zuzurechnen sind.

Abbildung 3-4: CO₂-Emissionen der Stromerzeugungsanlagen in Deutschland, 1990–2015

Quelle: Umweltbundesamt (UBA), Berechnungen des Öko-Instituts



Daten für 2015 sind vorläufig und teilweise geschätzt

⁵ In der hier vorliegenden Untersuchung werden die CO₂-Emissionen des Stromsektors nach dem sog. Anlagenkonzept abgegrenzt. Dem Stromsektor werden dabei alle Freisetzung von CO₂-Emissionen in die Atmosphäre zugerechnet, die in Stromerzeugungsanlagen entstehen, auch wenn in diesen Anlagen zusätzlich Koppelprodukte wie z. B. Wärme erzeugt werden. Eine rechnerische Aufteilung der Emissionen auf die jeweiligen Produkte (nach dem sog. Erzeugungskonzept) erfolgt nicht und wäre für die in der hier vorgelegten Analyse zu bearbeitenden Fragestellungen auch wenig sinnvoll.

- » Die CO₂-Emissionen des deutschen Stromsektors betragen aktuell (d. h. im Jahr 2015) etwa 352 Mio. t, dies liegt etwa um 23 % unter dem Wert von 1990 bzw. 8 % unter dem Wert von 1995 (die Niveaus für das Bezugsjahr 1995 können als robuste Orientierungsgröße für die Einordnung der vereinigungsbedingten Sondereffekte genutzt werden). Der Anteil der Stromsektoremissionen an den gesamten Treibhausgasemissionen (unter Berücksichtigung der Nicht-CO₂-Treibhausgase sowie der Emissionen der in Deutschland für den internationalen Verkehr vertankten Treibstoffmengen) beträgt aktuell etwa 37 % und liegt damit deutlich über dem Vergleichswert für 1995 (33,5 %) sowie sogar dem für 1990 (36 %).
- » Der größte Anteil der aktuellen Stromsektoremissionen entsteht derzeit mit knapp 48 % aus den Braunkohlekraftwerken. Der entsprechende Anteil an den insgesamt ab 1990 ausgestoßenen Treibhausgasen des Stromsektors liegt mit etwa 46 % nur knapp darunter.
- » Der zweitgrößte Anteil an den Emissionen des Stromsektors ist der Steinkohleverstromung zuzurechnen, die einen Anteil von aktuell fast 32 % bzw. einen ähnlichen Wert der Emissionen von 1990 bis 2015 repräsentieren.
- » Die Erdgasverstromung ist für einen Anteil von etwa 11 % der aktuellen wie auch der seit 1990 kumulierten Emissionen des Stromsektors verantwortlich.
- » In ähnlicher Größenordnung liegen die Emissionen aus Kraftwerken, die mit anderen fossilen Brennstoffen (v. a. Kuppelgase der Stahlindustrie, Mineralölprodukte und nichtorganische Abfälle) betrieben werden. Ihr aktueller Anteil beträgt knapp 10 % bzw. für den Gesamtzeitraum 1990 bis 2015 knapp 11 %.

Strategien für deutliche Emissionsreduktionen im Stromsektor werden also zweifelsohne den etwa 80%igen Emissionsanteil der Kohleverstromung mit hoher Priorität adressieren müssen.

4 Ein klimagerechtes CO₂-Budget für den Stromsektor

4.1 Das globale CO₂-Budget

Nationale und sektorale Klimaschutzstrategien werden gerade nach der Verabschiedung und dem Inkrafttreten des Pariser Klimaschutzabkommens daran gemessen, ob sie passfähig zu den im Abkommen festgelegten Oberzielen sind, also vor allem zu einer Begrenzung der globalen Mitteltemperatur auf (deutlich) unter 2 °C im Vergleich zu den vorindustriellen Emissionsniveaus. In den vielfältigen Analysen im Bereich der Klimamodellierung hat sich das Modell des Emissionsbudgets als ein pragmatischer Ansatz erwiesen, mit dem eine handlungsleitende Verbindung zwischen der Erwärmung des Weltklimas und den Entwicklungspfaden für die Treibhausgasemissionen geschaffen werden kann. Die entsprechenden Analysen fokussieren dabei vor allem auf den über bestimmte Zeiträume kumulierten Ausstoß des wichtigsten Treibhausgases CO₂, der einen robusten Leitindikator für die verschiedenen Emissionsentwicklungen bildet.⁶

Tabelle 4-1:

Globale CO₂-Emissionen und globales CO₂-Budget

Quelle: Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), PRIMAP-hist, Berechnungen des Öko-Instituts

	CO ₂ -Emissionen	Globales CO ₂ -Budget		
	1870 bis 2010	ab 2011	2011 bis 2014	Verbleibendes Budget
	Gt CO ₂			
1,5 °C bei 66 % der Modellläufe	1.914	400	160	240
1,5 °C bei 50 % der Modellläufe	1.914	550	160	390
1,5 °C bei 33 % der Modellläufe	1.914	850	160	690
2 °C mit 66 % Wahrscheinlichkeit	1.914	1.049	160	890
2 °C mit 50 % Wahrscheinlichkeit	1.914	1.159	160	1.000
2 °C mit 33 % Wahrscheinlichkeit	1.914	1.449	160	1.290
3 °C bei 66 % der Modellläufe	1.914	2.400	160	2.240
3 °C bei 50 % der Modellläufe	1.914	2.800	160	2.640
3 °C bei 33 % der Modellläufe	1.914	3.250	160	3.090

6 Um die Konsistenz zu den im Folgenden zugrunde gelegten Arbeiten des IPCC zu sichern, werden im Rahmen der hier vorgelegten Untersuchung nur die jeweiligen CO₂-Emissionen betrachtet und die anderen Treibhausgasemissionen außen vor gelassen. Angesichts der klar dominierenden Rolle der CO₂-Emissionen im Kontext der gesamten (energiebedingten) Emissionen Deutschlands ist das ein sinnvoller und robuster Ansatz.

In der Tabelle 4-1 sind einige Basisdaten zusammengestellt, die im Kontext der Emissionsbudget-Analysen relevant sind:

- » Im 5. Sachstandsbericht des IPCC ist eine Vielzahl von Modellierungen ausgewertet worden, die eine Bewertung der Wahrscheinlichkeiten erlauben, mit der bestimmte CO₂-Emissionsbudgets für den Zeitraum ab 2011 die Grenze einer Erhöhung der globalen Mitteltemperatur von 2 °C gegenüber den vorindustriellen Niveaus einhalten (IPCC 2013, S. 27).
- » Eine solche Wahrscheinlichkeitsbewertung kann für andere Werte dieser Temperaturgrenze nicht vorgenommen werden, jedoch erlauben die im 5. Sachstandsbericht des IPCC präsentierten Angaben zur Zahl der Modellläufe, bei denen die jeweiligen Temperaturgrenzen unterschritten werden, zumindest eine orientierende Einordnung der jeweiligen Emissionsbudgets (IPCC 2014, S. 64).
- » Die langen Reihen für die Entwicklung der CO₂-Emissionen (inklusive der aus Landnutzung und Landnutzungsänderungen) wurden aus der Datenbasis des PRIMAP-Projekts entnommen und ausgewertet (Gütschow et al. 2016). Von 1870 bis 2014 sind demnach weltweit 2.074 Mrd. t CO₂ emittiert worden, davon entfallen Anteile von über einem Viertel (25,9 %) auf den Zeitraum 2000 bis 2014 und fast 40 % (39,6 %) auf den Zeitraum von 1990 bis 2014. Dies verdeutlicht, welchen großen Einfluss die Emissionsentwicklung der letzten 25 Jahre auf die kumulierten Treibhausgasemissionen hatte und welchen zentralen Stellenwert der Vermeidung weiterer Verzögerungen bei den Emissionsminderungen für einen effektiven Klimaschutz zukommt. Obwohl die CO₂-Emissionen aus Landnutzung und Landnutzungsänderungen einen Anteil von nur 6,3 % der über den Zeitraum 1870 bis 2014 kumulierten CO₂-Emissionen ausmachen, repräsentieren sie aktuell einen Anteil von ca. 13,3 % des jährlichen CO₂-Ausstoßes. Der ganz überwiegende Anteil des CO₂-Ausstoßes ist damit den energiebedingten Emissionen zuzurechnen.

Eine Begrenzung der weltweiten Temperaturerhöhung auf unter 2 °C kann mit einer Wahrscheinlichkeit von 66 % nur dann erwartet werden, wenn die ab 2015 ausgestoßenen CO₂-Mengen auf insgesamt 890 Mrd. t CO₂ begrenzt werden. Für geringere Wahrscheinlichkeitswerte von 50 bzw. 33 % ergeben sich mit Budgets von 1.000 bzw. 1.290 Mrd. t CO₂ ab dem Jahr 2015 entsprechend höhere Werte. Für die Temperaturgrenzen von 1,5 °C bzw. 3 °C lassen sich aus den vorliegenden Modellanalysen zumindest die in Tabelle 4-1 gezeigten groben Anhaltswerte ableiten.

Für eine Unterschreitung der Temperaturerhöhungsschranke von 1,5 °C mit einer relativ hohen Wahrscheinlichkeit verbliebe so ab 2015 ein CO₂-Emissionsbudget von etwa 240 Mrd. t CO₂, der entsprechende Wert für die 3°C-Schranke liegt bei 2.240 Mrd. t CO₂.

Ein Vergleich mit dem aktuellen jährlichen Emissionsniveau von weltweit ca. 40,6 Mrd. t CO₂ zeigt, dass zur Unterschreitung der Temperaturerhöhungsgrenzen von 2 °C bzw. 1,5 °C massive Emissionsminderungen in relativ kurzer Zeit erforderlich sein werden:

- » Die Unterschreitung der globalen mittleren Temperaturerhöhung von 2 °C mit relativ hoher Wahrscheinlichkeit (66 %) würde die Fortführung der aktuellen Emissionsniveaus ab 2015 um 22 Jahre erlauben. Bei Annahme eines linearen Emissionsverlaufs müssten die weltweiten CO₂-Emissionen innerhalb von 44 Jahren auf netto null zurückgeführt werden. Andernfalls müssten in den dann folgenden Jahren erhebliche Mengen an CO₂ mit heute noch wenig erprobten Technologien (Bindung von CO₂ über zusätzlichen Biomasseanbau oder direkte Abscheidung aus der Luft, jeweils kombiniert mit einer sicheren Ablagerung z. B. in geologischen Formationen) aus der Atmosphäre entfernt werden.
- » Die Einhaltung der Temperaturschranke von 1,5 °C mit einer relativ hohen Wahrscheinlichkeit könnte auf Basis der gezeigten Daten nur dann erzielt werden, wenn ein Emissionsbudget eingehalten wird, das einer unveränderten Fortführung der Emissionen auf heutigem Niveau für 6 Jahre entspricht. Bei linearer Senkung der Emissionen wäre eine globale Dekarbonisierung innerhalb von 12 Jahren notwendig bzw. andernfalls in den Folgejahren die massive Entfernung von CO₂ aus der Atmosphäre erforderlich.

Als Grundlage für die folgenden Analysen im Rahmen dieses Projektes wurde die Arbeitshypothese aufgestellt, dass für die kumulierten globalen CO₂-Emissionen im Zeitraum ab 2015 ein Wert von 890 Mrd. t CO₂ nicht überschritten werden soll. Somit könnte zumindest die Temperaturerhöhungsgrenze von 2 °C gegenüber den vorindustriellen Niveaus mit hoher Wahrscheinlichkeit eingehalten werden.

4.2 Ein klimagerechtes CO₂-Budget für Deutschland

Ausgehend von einem CO₂-Emissionsbudget von 890 Mio. t CO₂ für den Zeitraum ab 2015 kann ein entsprechendes Emissionsbudget für Deutschland abgeleitet werden. Eine transparente Ableitung solcher nationalen Emissionsbudgets auf der Basis klarer Kriterien bildet einen sinnvollen Ansatz, den fairen Anteil Deutschlands an der Inanspruchnahme der globalen Ressource Atmosphäre zu bestimmen. Mit einem solchen Ansatz kann verhindert werden, dass Emissionsminderungsmaßnahmen in Gesetzgebungsräumen, die auf nationaler oder regionaler Ebene immer nur relativ kleine Anteile der weltweiten Emissionen repräsentieren, mit dem Verweis auf die entsprechend kleinen Beiträge zur globalen Emissionsminderung abqualifiziert werden. Eine so entwickelte Bewertungsmetrik zur Einordnung der jeweiligen Emissionsminderungsanstrengungen ist dabei nicht nur im Sinne eines rechtlich verbindlichen Konzepts sinnvoll (das derzeit so nicht existiert bzw. absehbar ist), sondern bildet auch aus der Perspektive der Konsistenzsicherung nationaler und regionaler Aktivitäten eine sinnvolle Bewertungsmetrik.

Die entscheidende Frage für die Ableitung eines nationalen Budgets sind die Prinzipien und die Kriterien, auf deren Grundlage das globale Emissionsbudget auf Bezugsräume wie ein Land oder eine Region heruntergebrochen wird. Unter der Vielzahl denkbarer und diskutierter Perspektiven sind im Grundsatz drei Ansätze von besonderer Bedeutung:

1. Die Aufteilung des globalen Budgets auf der Basis aktueller Emissionsniveaus (auch als Näherungsgröße für Wohlstandsniveaus etc.). Dieser Ansatz repräsentiert letztlich das Prinzip der Besitzstandsgerechtigkeit.
2. Eine Alternative dazu bildet die Aufteilung des globalen Budgets auf der Ebene von Gleichheit, also entsprechend den jeweiligen Bevölkerungszahlen, wobei unterschiedliche Akzentuierungen hinsichtlich der Frage vorgenommen werden können, ob hier nicht nur die aktuelle Bevölkerungszahl, sondern ggf. auch Projektionen für den zukünftigen Bevölkerungstand berücksichtigt werden sollen. Im Kern folgt ein solcher Ansatz dem Prinzip der Chancengerechtigkeit.
3. Eine dritte Variante wäre die Aufteilung der globalen Budgets auf Basis des Prinzips der Leistungsgerechtigkeit. Ländern oder Regionen mit höherer Leistungsfähigkeit (auch zur Emissionsreduktion) bzw. höherem Wohlstand müssten bei diesem Ansatz kleinere Anteile des globalen Budgets zugerechnet werden, wenn anderen Ländern der Welt hier ein stärkerer Nachholbedarf zugestanden werden soll.

Hier stellen sich in besonderem Maße die Herausforderungen, wie mit den sehr unterschiedlichen Verfahren zur Messung der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit bzw. des Wohlstands (Bruttoinlandsprodukt als teilweise umstrittener Indikator, Verrechnung von Wertgrößen auf der Basis von Wechselkurse oder Kaufkraftparitäten etc.) sowie den entsprechenden Wachstumsdynamiken für die Zukunft und auch mit den entsprechenden Unsicherheiten praktisch umzugehen ist.

Daneben ist auch die Frage von erheblicher Bedeutung, wie die bisherige Inanspruchnahme der Ressource Atmosphäre berücksichtigt wird. Hier ist zu diskutieren, ob Emissionen in der Vergangenheit, und ggf. mit welcher zeitlichen Reichweite, berücksichtigt werden müssen. Auch hier sind unterschiedliche Perspektiven denkbar:

- » Eine Extremvariante wäre hier, die gesamten historischen Emissionen, z. B. seit Beginn der Industrialisierung in die Betrachtung einzubeziehen. Am Beispiel Deutschlands müssten damit bei einem Betrachtungszeitraum von 1870 bis 2014 historische Emissionen von insgesamt 87 Mrd. t CO₂ als bereits erfolgte Inanspruchnahme eines gesamten Emissionsbudgets verbucht werden. Zur Einhaltung der 2°C-Grenze mit einer Wahrscheinlichkeit von 66 % stehen bis zum Jahr 2050 unter Berücksichtigung der historischen Emissionen weltweit 2.963 Mrd. t CO₂ (890 plus 2.074 Mrd. t CO₂): Deutschland hätte also bereits in der Vergangenheit ca. 3 % des globalen, bis zur Mitte dieses Jahrhunderts verfügbaren Emissionsbudgets in Anspruch genommen.
- » Eine alternative Sichtweise wäre, die Emissionen der Vergangenheit ab dem Zeitpunkt zu berücksichtigen, ab dem die Gefahren der durch den Menschen verursachten (anthropogenen) Klimaveränderungen im breiten Rahmen als Herausforderung rezipiert worden sind, unabhängig davon, ob hierauf sofort mit Maßnahmen reagiert wurde. In diesem Kontext könnte das Jahr 1990 als sinnvoller Bezugszeitpunkt gewählt werden. Für Deutschland wären hier historische Emissionen von etwa 22 Mrd. t CO₂ zu berücksichtigen. Dies entspricht einem Anteil von ca. 1,3 % des weltweiten Gesamtbudgets bis zur Mitte des Jahrhunderts.
- » Eine weitere Option besteht darin, dass die Emissionen ab dem Zeitpunkt berücksichtigt werden, an dem sich die internationale Staatengemeinschaft in ihrer Gesamtheit und auf für alle verbindlicher Ebene zur Verfolgung bestimmter Klimaschutzziele bekannt hat. Der entsprechende Bezugspunkt wäre hier beispielsweise die Verabschiedung des Pariser Klimaschutzabkommens im Jahr 2015 (UNFCCC 2015). Faktisch wäre damit ausschließlich die zukünftige (und damit noch

beeinflussbare) Freisetzung von CO₂ in die Atmosphäre auf das von 2015 bis 2050 verbleibende Emissionsbudget anzurechnen.

Mit diesen Optionen ist eine große Bandbreite von Möglichkeiten zur Ermittlung nationaler oder regionaler Emissionsbudgets vorstellbar, wobei auch darauf hingewiesen werden soll, dass nicht jegliche Kombination von Bezugszeitraum und Verteilungsschlüssel sinnvoll ist.⁷

Die Tabelle 4-2 zeigt die Anwendung unterschiedlicher Verteilungsschlüssel auf die CO₂-Emissionsbudgets für unterschiedliche Temperaturgrenzwerte und die entsprechenden Unterschreitungswahrscheinlichkeiten ohne Berücksichtigung historischer Emissionen. Die Bandbreite der auf dieser Grundlage errechneten „Nutzungsrechte“ des globalen Emissionsbudgets liegt für Deutschland bei Anteilen von 0,8 bis 2,0 %.

Tabelle 4-2:

**Globale CO₂-Emissionen und nationales CO₂-Budget
(ohne Berücksichtigung historischer Emissionen)**

Quelle: Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), PRIMAP-hist, World Bank, United Nations World Population Prospects (UN WPP), Statistisches Bundesamt (StBA), Berechnungen des Öko-Instituts

	CO ₂ -Budget global	CO ₂ -Budget Deutschland		
		Emissionsanteil	Bevölkerungsanteil	
	ab 2015		aktuell	2050
	Gt CO ₂			
1,5 °C bei 66 % der Modellläufe	1.914	400	160	240
1,5 °C bei 50 % der Modellläufe	1.914	550	160	390
1,5 °C bei 33 % der Modellläufe	1.914	850	160	690
2 °C mit 66 % Wahrscheinlichkeit	1.914	1.049	160	890
2 °C mit 50 % Wahrscheinlichkeit	1.914	1.159	160	1.000
2 °C mit 33 % Wahrscheinlichkeit	1.914	1.449	160	1.290
3 °C bei 66 % der Modellläufe	1.914	2.400	160	2.240
3 °C bei 50 % der Modellläufe	1.914	2.800	160	2.640
3 °C bei 33 % der Modellläufe	1.914	3.250	160	3.090
Bezugsgrößen für die Anteilsberechnung		CO ₂ -Emissionen	Bevölkerung	
		2015	2015	2050
		Gt CO ₂	Mio.	
Welt		40,644	7.347	9.725
Deutschland		0,799	82	76
Anteil Deutschland		2,0 %	1,1 %	0,8 %

⁷ Die Kombination von allein für die Zukunft verbleibenden Emissionsbudgets mit Verteilungsschlüsseln, die auf Besitzstandsgerechtigkeit beruhen, ist beispielsweise wenig konsistent, hier wäre für eine akzeptable Verteilung des globalen Emissionsbudgets zumindest die teilweise Berücksichtigung von historischen Emissionen unabdingbar.

Weitergehende Modellrechnungen unter Berücksichtigung historischer Emissionen führen mit Bezug auf die Einhaltung der 2°C-Grenze dazu, dass bei Berücksichtigung historischer Emissionen über sehr lange Zeiträume (z. B. von 1870 bis 2014) das für Deutschland verfügbare Emissionsbudget bereits in der Vergangenheit ausgeschöpft wurde. Werden die historischen Emissionen für kürzere Zeiträume berücksichtigt (z. B. von 1990 bis 2014), dann würden im Kontext einer relativ sicheren Unterschreitung der 2°C-Temperaturerhöhungsschranke nur Verteilungsansätze, die deutlich über dem aktuellen Anteil der deutschen Bevölkerung an der Weltbevölkerung liegen, dazu führen, dass eine Inanspruchnahme des CO₂-Emissionsbudgets durch zukünftige Emissionen noch möglich wäre, also das Budget noch nicht durch historische Emissionen sehr weitgehend bzw. vollständig ausgeschöpft wäre.

In der Gesamtwertung aller Aspekte wurde mit der Auftraggeberin vereinbart, dass für die Bemessung eines fairen Beitrags zum globalen Klimaschutz, den Deutschland durch die Reduzierung der noch beeinflussbaren, d. h. zukünftigen CO₂-Emissionen erbringen soll, historische Emissionen nicht berücksichtigt werden und die Verteilung auf Grundlage einer globalen Pro-Kopf-Verteilung des verbleibenden globalen Emissionsbudgets erfolgt. Als robuster Bezugszeitpunkt für die Pro-Kopf-Verteilung soll der aktuelle Bevölkerungsstand (von 2015) dienen. Die darüber hinausgehende Inanspruchnahme Deutschlands zur Erreichung der globalen Klimaschutzziele müsste dann über Finanztransfers, d. h. über die finanzielle Ermöglichung zusätzlicher Emissionsminderungen in Regionen erfolgen, in denen das Ausmaß der historischen Emissionen noch geringer ist bzw. der Aufbau CO₂-intensiver Kapitalstöcke weniger weit gediehen ist bzw. noch effektiv vermieden werden kann.

Auf dieser Grundlage ergibt sich aus dem definierten globalen Emissionsbudget von 890 Mrd. t CO₂ ab dem Jahr 2015 bei einem Anteil der deutschen Bevölkerung an der Weltbevölkerung im Jahr 2015 von ca. 1,1 % ein deutsches Emissionsbudget von ca. 9,9 Mrd. t CO₂. Diesbezüglich ist auch darauf hinzuweisen, dass die Ermittlung dieses Budgets auch vor dem Hintergrund der Tatsache relativ ausgewogen ist, dass einerseits Berechnungsansätze eingeflossen sind, die für Deutschland vorteilhaft sind (keine Berücksichtigung historischer Emissionen, Bezug auf heutigen Bevölkerungsstand), die andererseits aber auch einen globalen Ausgleich (gleiche Pro-Kopf-Verteilung) adressieren.

4.3 Ableitung des CO₂-Budgets für den deutschen Stromsektor

Zur Operationalisierung des Konzepts eines sektoralen Emissionsbudgets muss das nationale Emissionsbudget noch auf den jeweiligen Sektor, d. h. im Rahmen der hier vorgelegten Untersuchung auf den Stromerzeugungssektor, heruntergebrochen werden. Bei Emissionsbudgets, die eine sehr weit gehende Senkung der (Netto-)CO₂-Emissionen auf Werte nahe null erfordern, existieren für diese Aufteilung nur vergleichsweise geringe Freiheitsgrade und sind vor allem Fragen der Lebensdauer von Kapitalstöcken, der notwendigen Vorlaufzeiten für Innovationsprozesse und Infrastrukturentwicklung, also die zeitliche Einordnung der Emissionsminderungen und deren Kosten entscheidend. Auch mit Blick auf die vielfältigen Prognoseunsicherheiten und die Möglichkeit, durch die Ausgestaltung der jeweiligen politischen Instrumente Flexibilitäten und Optimierungspotenziale zu schaffen, liegt hier der pragmatische Ansatz nahe, die aktuellen Emissionsniveaus als Verteilungsmaßstab heranzuziehen.

Für den Stromsektor als wichtigsten Einzelsektor der gesamten CO₂-Emissionen ergibt sich zunächst auf Basis des aktuellen Emissionsanteils das in Tabelle 4-3 gezeigte Bild. Bei einem aktuellen Anteil von ca. 42 % an den gesamten CO₂-Emissionen⁸ und proportionaler Aufteilung des in Kapitel 4.2 abgeleiteten nationalen Emissionsbudgets stände für die zukünftigen Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland ein Emissionsbudget von etwa 4,2 Mrd. t CO₂ zur Verfügung.

⁸ An dieser Stelle sei nochmals auf zwei methodische Konventionen hingewiesen. In der hier vorliegenden Untersuchung werden die Emissionen der Stromerzeugung grundsätzlich auf Basis des sog. Anlagenkonzepts berücksichtigt. Zu den Emissionen des Stromsektors gehört damit die Gesamtheit aller Treibhausgase, die von Stromerzeugungsanlagen ausgestoßen werden, unabhängig davon, ob sie neben Strom noch weitere Kuppelprodukte (v. a. Wärme) herstellen. Eine synthetische Aufteilung der Emissionen auf Strom- und Wärmeerzeugung erfolgt damit nicht. Des Weiteren wird für die Gesamtemissionen Deutschlands auch der CO₂-Ausstoß des internationalen Luftverkehrs und der Seeschifffahrt berücksichtigt, der aus den in Deutschland vertankten Treibstoffmengen entsteht.

Tabelle 4-3:**Nationales CO₂- und das Stromsektor-Budget**

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

	CO ₂ -Budget national	CO ₂ -Emissionen Stromsektor	CO ₂ -Budget Stromsektor	
	ab 2015	2015	aktuell	reduziert
	Gt CO ₂			
1,5 °C bei 66 % der Modellläufe	2,7	0,352	1,1	1,1
1,5 °C bei 50 % der Modellläufe	4,4	0,352	1,9	1,7
1,5 °C bei 33 % der Modellläufe	7,7	0,352	3,3	3,1
2 °C mit 66 % Wahrscheinlichkeit	9,9	0,352	4,2	4,0
2 °C mit 50 % Wahrscheinlichkeit	11,2	0,352	4,7	4,5
2 °C mit 33 % Wahrscheinlichkeit	14,4	0,352	6,1	5,8
3 °C bei 66 % der Modellläufe	25,1	0,352	10,6	10,0
3 °C bei 50 % der Modellläufe	29,5	0,352	12,5	11,8
3 °C bei 33 % der Modellläufe	34,6	0,352	14,7	13,8

Wenn weiterhin berücksichtigt wird, dass sich vor allem für die CO₂-Emissionen aus Industrieprozessen besondere Herausforderungen bei der Emissionsminderung ergeben, und wenn die Maßgabe gilt, dass der Stromsektor einen entsprechenden Emissionsminderungsanteil zusätzlich übernehmen müsste, ergibt sich ein Anteil des Stromsektors am nationalen CO₂-Emissionsbudget von nur noch etwa 40 %.

Vor diesem Hintergrund und im Kontext der relativ sicheren Einhaltung der 2°C-Temperaturschranke ergibt sich für den deutschen Stromsektor ein Emissionsbudget in der Bandbreite von 4,0 bis 4,2 Mrd. t CO₂.

5 Rahmenannahmen für die Modellierung von Kohle-Auslaufpfaden für Deutschland

5.1 Brennstoff- und CO₂-Preise

Die Annahmen über zukünftige Brennstoff- und CO₂-Preise haben sowohl Einfluss auf den Einsatz der Kraftwerke als auch auf ihre generelle Wirtschaftlichkeit, d. h. die Deckung aller relevanten Kosten bzw. die Erzielung von Gewinnen. Gleichzeitig ist die zukünftige Entwicklung dieser Parameter hohen Unsicherheiten unterworfen. Szenarien müssen daher auf sinnvoll gewählten Annahmen für diese Input-Parameter aufsetzen und haben den Charakter von Wenn-dann-Aussagen, nicht von Prognosen. Die Auswahl der jeweiligen Annahmen muss sich dabei vor allem am Erkenntniszweck der jeweiligen Analysen orientieren. Für die hier vorgelegte Untersuchung stehen die Erreichung von Klimaschutzziele und die Schaffung entsprechender Rahmenbedingungen im Vordergrund. Um hier robuste Erkenntnisse zu gewinnen und einen zielführenden Handlungsrahmen für Klimaschutz- und Energiepolitik abzuleiten, müssen die Rahmenbedingungen für die entsprechenden Szenarioanalysen sinnvollerweise so gewählt werden, dass die definierten Ziele auch in einem tendenziell ungünstigen Umfeld globaler Energiemarktentwicklungen erreicht werden können.

Grundlage für die Rahmenannahmen zu den Preisen für international gehandelte Brennstoffe bildet zunächst die Ölpreis-Projektion im Referenz-Szenario des von der Energy Information Administration (EIA) des US-Energieministeriums erstellten Annual Energy Outlook (AEO) 2014 (EIA 2014). Im Kontext der aktuellen Preise bzw. aktuellerer Projektionen bildet dieser Preispfad ein relativ hohes Brennstoffpreisniveau ab: Für die Jahre 2020, 2030 und 2040 unterstellte der AEO 2014 ein – auf die Preisbasis von 2015 umgerechnetes – Niveau von 101, 124 bzw. 148 US-\$ je Barrel Brent-Rohöl (US-\$/bbl). Aktuellere Referenzprojektionen der EIA, wie z. B. der Annual Energy Outlook 2016 liegen mit 77, 104 und 136 US-\$/bbl (jeweils in Preise von 2015 umgerechnet) deutlich unter der Projektion von 2014, der aktuelle World Energy Outlook (WEO) 2016 der Internationalen Energieagentur (IEA 2016) unterstellt dagegen in der Referenzentwicklung für die entsprechenden Vergleichsjahre Rohölpreise von 82, 127 und 146 US-\$/bbl und für den Fall sehr ambitionierter weltweiter Klima-

schutzpolitiken Preisniveaus von 73, 85 bzw. 78 US-\$/bbl (alle Werte in Preise von 2015 umgerechnet).

Vor dem Hintergrund der gerade aus den aktuellen Projektionen sehr deutlich werdenden Unsicherheiten bzw. Projektionsbandbreiten sowie unter der o. g. Maßgabe, dass die Analysen zur Ableitung robuster Politikansätze dienen sollen, erscheint ein Preisumfeld mit Ölpresniveaus von etwa 125 US-\$/bbl für 2030 sowie längerfristig etwa 150 US-\$/bbl als sinnvolle Rahmenannahme.

Auf Basis der Projektionen für die Rohölpreise wurden die Preisniveaus für Erdgas, Steinkohle und Heizöl abgeleitet. Grundlage bilden hier ökonometrische Analysen zum Zusammenhang der jeweiligen Preise, aus denen sich für längerfristige Trends relativ robuste Erklärungsmuster ableiten lassen. Ausgehend von den so ermittelten Großhandelspreisen wurden weiterhin die Preisniveaus abgeleitet, zu denen die entsprechenden Brennstoffe frei Kraftwerk verfügbar sind.

Für die von Entwicklungen auf den globalen Brennstoffmärkten letztlich nicht abhängigen Preise für Braunkohle wurde in der Einsatzmodellierung mit den kurzfristig wirksamen Grenzkosten der Braunkohleförderung von 1,50 €/MWhth gerechnet. Berücksichtigt werden muss aber auch, dass die Vollkosten der Braunkohlebereitstellung eher im Bereich von 6 €/MWhth liegen.

Für die Kosten der CO₂-Emissionszertifikate des Emissionshandelsystems der Europäischen Union (European Union Allowances – EUA) wurde eine Entwicklung angenommen, die aus aktueller Sicht als möglichst realistische Schätzung gelten kann. Der Einfluss der CO₂-Kosten auf den Kraftwerkeinsatz insgesamt nimmt dabei ab, je höher der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung wird und je weniger fossile Kapazitäten noch im System betrieben werden. Gleichwohl bilden die CO₂-Kosten eine entscheidende Rahmenbedingung für die Emissionsintensität des verbliebenen fossilen Kraftwerksparks und damit die Emissionsentwicklung des Stromsystems.

In der Tabelle 5-1 ist das für die Modellierungen unterstellte Brennstoff- und CO₂-Preisumfeld zusammengestellt (Variante „Herausfordernde Rahmenbedingungen für den Klimaschutz“) und wird zur Illustration mit einem Preisumfeld kontrastiert, in dem sich zumindest ein Teil der (notwendigen) Emissionsminderungen sowie die damit verbundenen Anpassungsnotwendigkeiten im Energiesystem aber eben auch für die besonders betroffenen Regionen überwiegend marktgetrieben ergeben

würde (Variante „Förderliche Rahmenbedingungen für den Klimaschutz“). Die Preisbasis bildet jeweils das Jahr 2010.

Tabelle 5-1: Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise in einem klimaschutzpolitisch herausfordernden und in einem klimaschutzpolitisch förderlichen Umfeld (Preisbasis 2010)

Quelle: European Energy Exchange (EEX), Mineralölwirtschaftsverband (MWV), Berechnungen des Öko-Instituts

		Ist	Projektion						
		2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Herausfordernde Rahmenbedingungen für den Klimaschutz									
CO ₂ -Emissionsrechte	€/EUA	7,1	10,0	20,0	30,0	40,0	47,0	54,0	60,0
Steinkohle	€/MWh (Hu)	7,5	9,4	10,3	11,1	11,7	13,1	13,8	14,2
Erdgas	€/MWh (Hu)	13,8	22,3	24,9	27,8	31,4	36,1	38,5	39,6
Schweröl	€/MWh (Hu)	21,2	30,6	36,0	42,6	49,2	56,7	60,5	62,3
Braunkohle									
Grenzkosten	€/MWh (Hu)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Vollkosten	€/MWh (Hu)	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Förderliche Rahmenbedingungen für den Klimaschutz									
CO ₂ -Emissionsrechte	€/EUA	7,1	10,0	22,5	35,0	47,5	60,0	66,3	69,4
Steinkohle	€/MWh (Hu)	7,5	7,7	8,2	8,3	8,1	8,4	8,6	8,6
Erdgas	€/MWh (Hu)	13,8	16,0	17,9	18,8	19,1	19,9	20,3	20,5
Schweröl	€/MWh (Hu)	21,2	21,5	24,4	26,7	27,9	29,2	29,9	30,2
Braunkohle									
Grenzkosten	€/MWh (Hu)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Vollkosten	€/MWh (Hu)	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0

Hinter der Interpretation dieser vergleichsweise hohen Brennstoffpreise als für den Klimaschutz herausforderndes Energiemarktumfeld stehen die folgenden Überlegungen: Für die besonders CO₂-intensiven Braunkohlekraftwerke folgen aus hohen Steinkohle- und Erdgaspreisen im kontinental-europäischen Strommarkt, in dem Steinkohle- und teilweise Erdgaskraftwerke bis auf weiteres preissetzend sind, höhere Erlöse am Strommarkt. Gleiches gilt für die Steinkohlekraftwerke im Hinblick auf einen hohen Erdgaspreis, auch ihre Erlöse fallen höher aus, wenn der Strompreis in den Stunden, in denen Erdgaskraftwerke preissetzend sind, vergleichsweise hoch ist. In einem solchen Marktumfeld, in dem für viele Kraftwerke die Erlöse ausreichend hoch sind, um sowohl die variablen als auch die fixen Kosten decken zu können, und sie hoch ausgelastet werden, sind marktbedingte Stilllegungen eher unwahrscheinlich. Unter diesen Rahmenbedingungen ergeben sich vergleichsweise hohe CO₂-Emissionsniveaus.

In der Variante für den Klimaschutz herausfordernder Rahmenbedingungen betragen die Kosten des Produktionswechsels von einem alten

Braunkohle- auf ein neues Steinkohle- oder Erdgaskraftwerk für das Jahr 2020 etwa 41 bzw. 46 €/t CO₂ (€/t CO₂), für das Jahr 2030 betragen diese Wechselkosten 51 bzw. 58 €/t CO₂. Die Produktionsverlagerungskosten von einem neuen Braun- oder Steinkohlekraftwerk auf ein hoch effizientes Erdgaskraftwerk liegen hier für 2020 bei 88 bzw. 50 €/t CO₂ sowie für das Jahr 2030 bei 107 bzw. 66 €/t CO₂. Mit den in Tabelle 5-1 gezeigten Kosten für CO₂-Emissionszertifikate würden also in einem solchen Umfeld in der kurz- wie auch der mittel- und langfristigen Sicht zusätzliche Klimaschutzpolitische Instrumente erforderlich, um ambitionierte Emissionsminderungsziele zu erreichen.

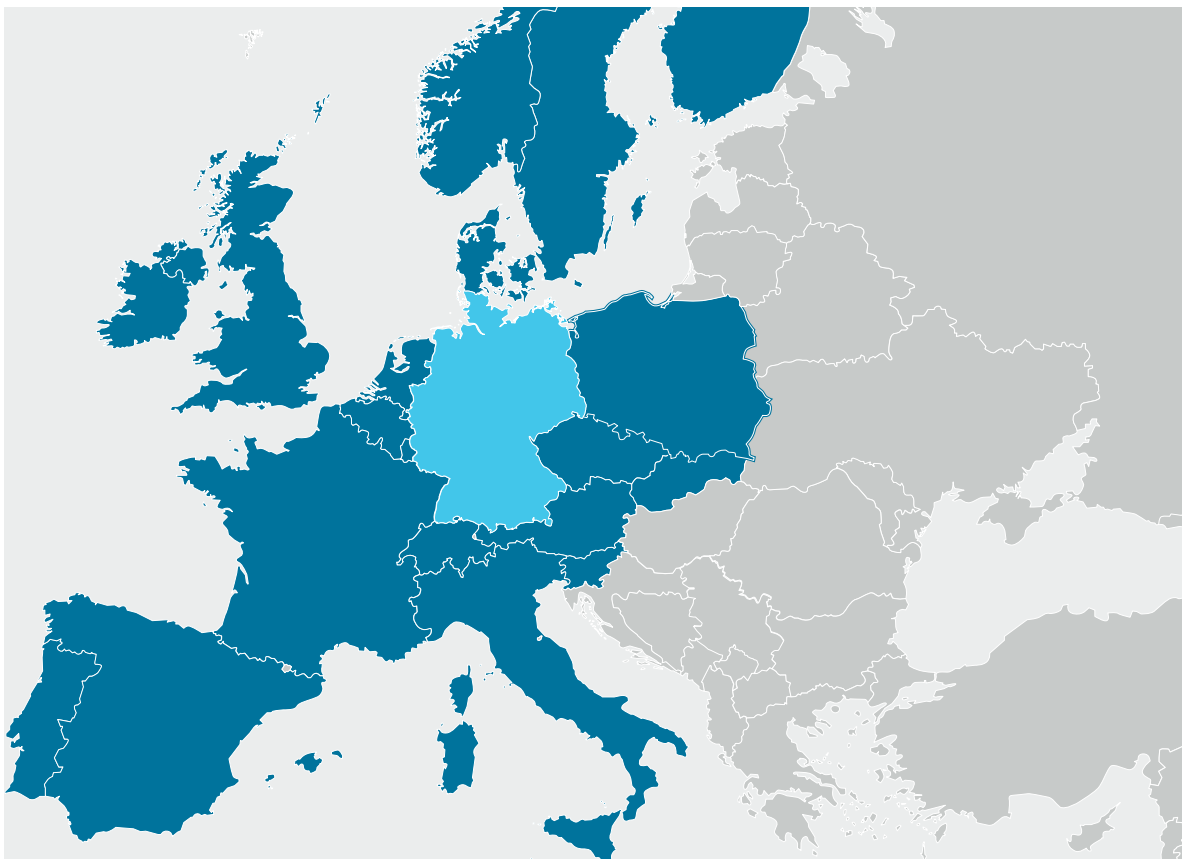
Um die Notwendigkeit dieser Instrumente einordnen zu können, wurde dem klimapolitisch herausfordernden Energiemarktumfeld noch ein klimapolitisch förderliches Umfeld gegenübergestellt. Die Preise für Steinkohle und Erdgas steigen zwar im Zeitverlauf leicht an, bleiben aber auf deutlich niedrigeren Niveaus und auch die Preisdifferenzen zwischen Steinkohle- und Erdgaspreisen bleiben auf einem Niveau, das den Brennstoffwechsel zu weniger CO₂-intensiven Stromerzeugungsoptionen erleichtert. In einem solchen Marktumfeld liegen die Brennstoffwechselkosten von einem alten Braunkohle- auf ein neues Steinkohle- oder Erdgaskraftwerk für den Zeithorizont 2020 bei 32 bzw. 31 €/t CO₂, für das Jahr 2030 betragen sie hier 35 bzw. 38 €/t CO₂. Die Produktionsverlagerung von einem neuen Braun- oder Steinkohlekraftwerk auf eine neue Erdgasanlage würde in einem solchen Energiemarktumfeld des Jahres 2020 43 bzw. 30 €/t CO₂ kosten, für 2030 würden sich diese Werte auf 52 bzw. 40 € leicht erhöhen, aber im Zusammenspiel mit einem höheren CO₂-Preis das Erreichen der klimapolitischen Ziele erleichtern. Gleichzeitig würde auch eine solche Situation ergänzende klimapolitische Maßnahmen nicht obsolet machen, da auch hier weitere Rahmenbedingungen geschaffen werden müssten, mit denen z. B. die Stilllegung von CO₂-intensiven Kraftwerken befördert wird, wenn mit den Deckungsbeiträgen die fixen Betriebskosten der gesamten Kraftwerksflotte nicht mehr erwirtschaftet werden können und ggf. entsprechende Gegenmaßnahmen (Kapazitätsmechanismen etc.) geschaffen würden.

In jedem Fall sei darauf hingewiesen, dass die aktuellen Entwicklungen in den globalen Brennstoffmärkten zwar nicht auf den hohen Brennstoffpreispfad hinweisen, aber auch zum Stand Oktober 2016 bereits über den Preisniveaus liegen, die in der Variante mit für den Klimaschutz förderlichen Rahmenbedingungen für das Jahr 2020 angesetzt worden sind. In jedem Fall liegt der aktuelle CO₂-Preis sehr deutlich unter den entsprechend für 2020 angesetzten Niveaus in der für den Klimaschutz förderlichen Variante.

5.2 Entwicklung der Kraftwerksparks außerhalb Deutschlands

Für die Analysen zur Entwicklung der deutschen Stromwirtschaft bzw. der entsprechenden Emissionstrends ist zu berücksichtigen, dass der Strommarkt in Europa zunehmend zusammenwächst. Der Netzentwicklungsplan für Deutschland geht beispielsweise von Handelskapazitäten zu den benachbarten Märkten von insgesamt über 35 GW im Jahr 2030 aus (50Hertz et al. 2016a, BNetzA 2016). Entsprechend große Auswirkungen haben die Rahmenbedingungen im europäischen Umfeld auf die Entwicklung im deutschen Strommarkt. Die Europäische Union hat in ihren Rahmenvorgaben bis zum Jahr 2030 (EC 2014, CONS 2014) definiert, dass die gesamten Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 um mindestens 40 % gegenüber 1990 gesenkt werden sollen. Darüber hinaus wurde ein verbindliches Ziel zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien auf 27 % des Bruttoenergieverbrauchs und ein indikatives Ziel zur Verbesserung der Energieeffizienz um 27 % verabschiedet.

Abbildung 5-1: Regionale Abgrenzung für die Modellierung des Strommarktes
Quelle: Prognos



Die genaue Ausgestaltung der Politikziele ist bislang weder für Europa insgesamt noch auf der jeweiligen nationalen Ebene umfassend definiert. Damit ist die Abschätzung der Auswirkungen auf den Strommarkt in den einzelnen Mitgliedstaaten noch nicht im Detail möglich. Entsprechend groß ist die Unsicherheit bezüglich der Entwicklung der Rahmenbedingungen im europäischen Umfeld. Für die Modellierung des Stromsektors in Deutschland sind somit Annahmen in Ansatz zu bringen, die für das europäische Ausland eine mögliche Entwicklung über das Jahr 2030 hinaus abdecken.

Analysiert wird die in Abbildung 5-1 dargestellte Modellregion. Die detaillierten Annahmen und Ergebnisse werden im Rahmen dieser Studie aufgrund der unmittelbaren Auswirkung auf Deutschland für die direkten europäischen Nachbarn Österreich, die Schweiz, Frankreich, Luxemburg, Belgien, die Niederlande, Norwegen, Dänemark, Schweden, Polen und Tschechien ausgewiesen. Die elektrischen Nachbarn definieren sich dabei als Gebiete, die heute oder im Falle von Norwegen und Belgien potenziell zukünftig über direkte Stromnetzverbindungen zu Deutschland verfügen.

Für das europäische Umfeld wird langfristig bis zum Jahr 2050 eine an den Zielen der Energiewende orientierte Umgestaltung des Energiesystems unterstellt, die durch ambitionierte Ziele hinsichtlich der Reduktion der Treibhausgasemissionen und des Ausbaus der erneuerbaren Energien gekennzeichnet ist. Dies basiert auf der Annahme, dass eine ambitionierte deutsche Klimaschutzpolitik nur eingebettet in ein entsprechendes internationales und europäisches Umfeld realistisch ist.

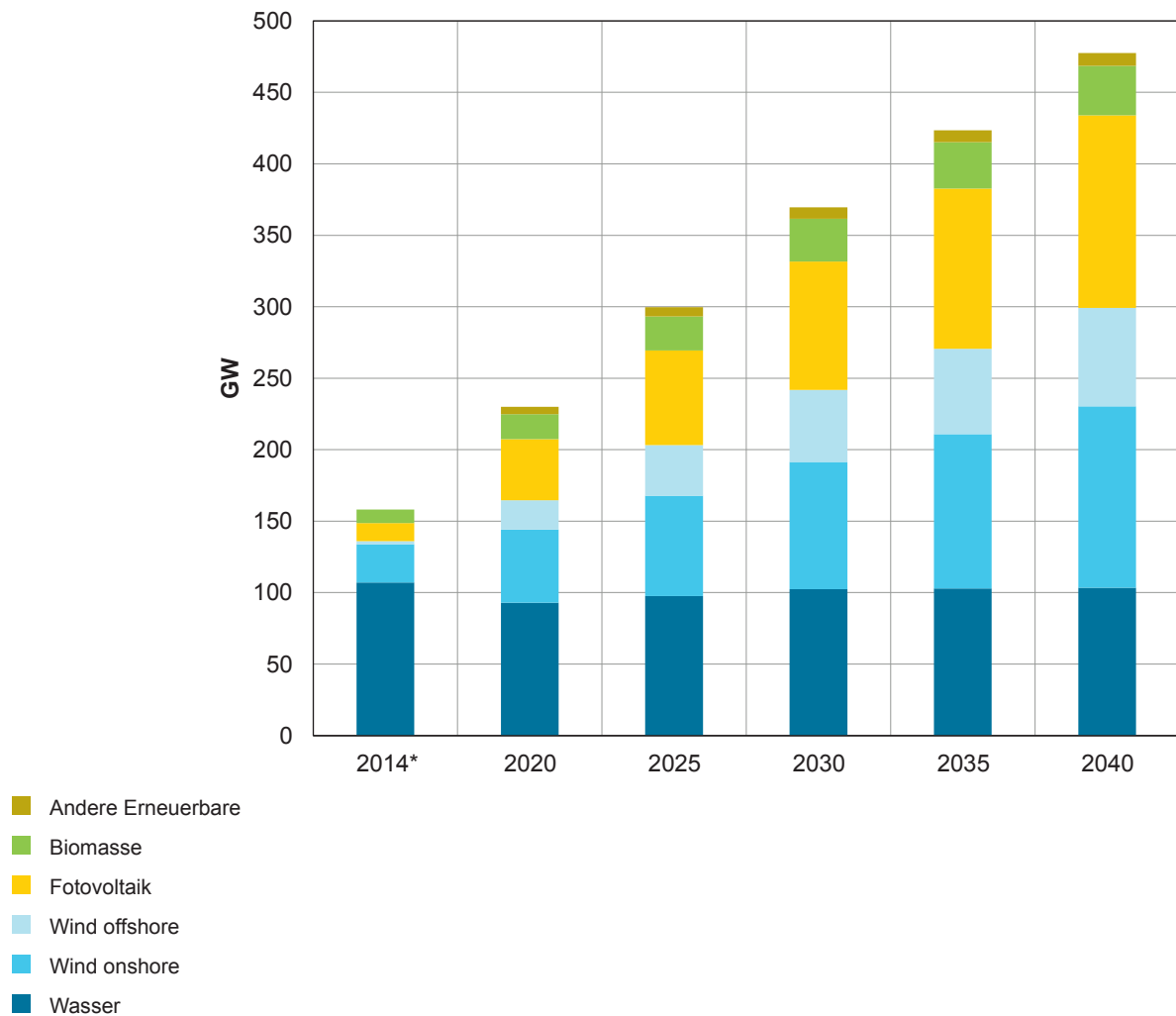
Für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa werden von der Vereinigung der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) im Rahmen der Analysen zur System Adequacy Szenarien entwickelt, die verschiedene Entwicklungspfade abbilden. Für die betrachteten Länder wurden die installierten Leistungen des System Outlook and Adequacy Forecast (SOAF) 2014 in die Modellierungen einbezogen (EntsoE 2014). Hierbei sind bis zum Jahr 2030 für alle erneuerbaren Energieträger bis auf die Biomasse die SOAF Vision 4 verwendet worden. Für die Biomasse werden auf der Basis von neueren Arbeiten zu nachhaltigen Biomassepotenzialen (Öko-Institut & Fraunhofer ISI 2015) geringere verfügbare Potenziale abgeschätzt und für das Jahr 2030 lediglich die Werte der SOAF Vision 3 zu Grunde gelegt. Für die Entwicklung bis zum Jahr 2050 werden die Trends für die installierten Erzeugungskapazitäten so fortgeschrieben (Abbildung 5-2), dass im Abgleich mit nationalen Ausbauzielen und -potenzialen im Jahr 2050 ein Anteil der erneuerbaren Energien

für die betrachteten Länder von rund 80 % erreicht wird. Für einzelne Länder können sich dabei auch höhere bzw. niedrigere Anteile ergeben.

In Verbindung mit typischen Auslastungen der Anlagen, die auf der Basis von regional aufgelösten Wetterdaten berechnet werden, ergeben sich die in Abbildung 5-3 dargestellten Stromerzeugungsmengen für die jeweiligen Energieträger.

Abbildung 5-2: Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien der elektrischen Nachbarn Deutschlands, 2020–2040

Quelle: Berechnungen von Prognos auf Basis EntsoE (2014)

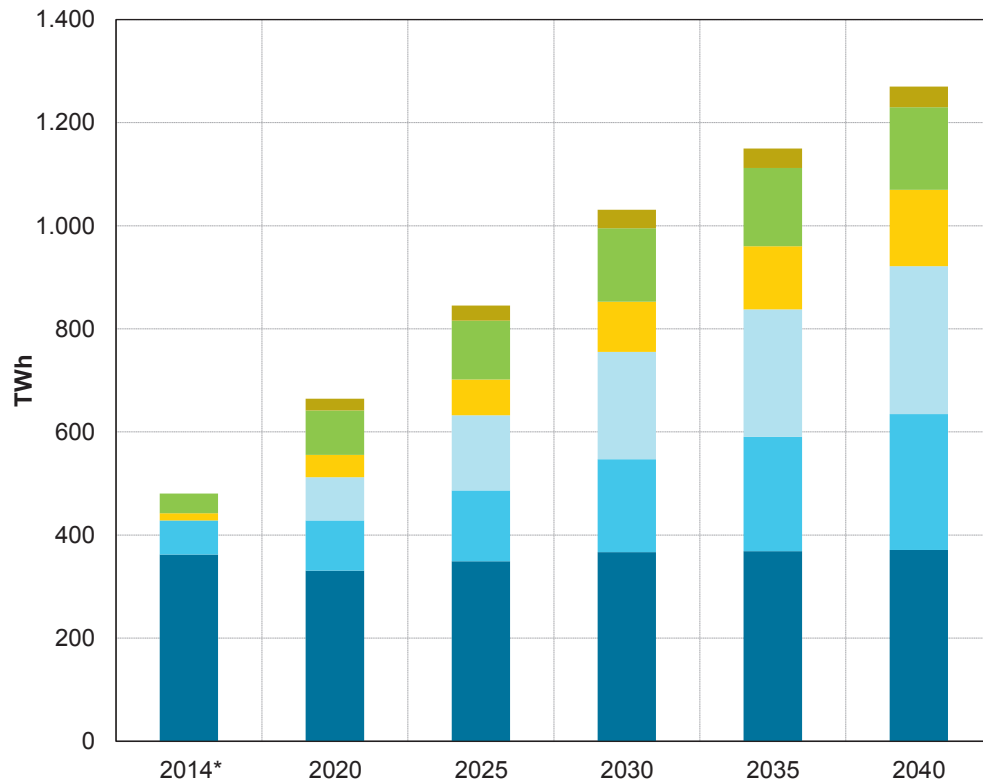


* für 2014 Wasser inkl. PSW-Kapazitäten

Abbildung 5-3:

**Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien
der elektrischen Nachbarn Deutschlands, 2020–2040**

Quelle: Berechnungen von Prognos auf Basis EntsoE (2014)



- Andere Erneuerbare
- Biomasse
- Fotovoltaik
- Wind offshore
- Wind onshore
- Wasser

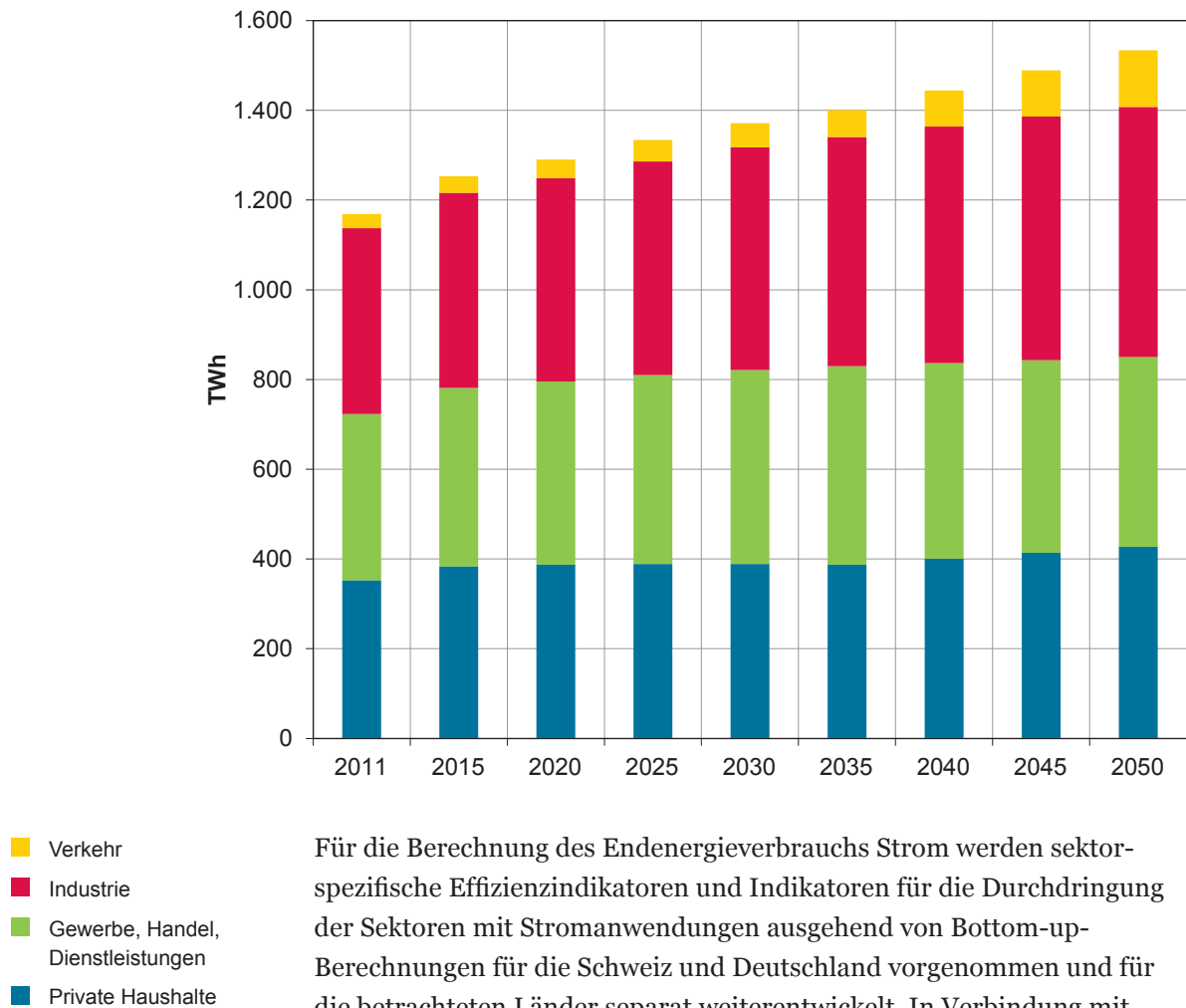
* für 2014 Wasser inkl.
PSW-Erzeugung,
Wind onshore inkl.
Wind offshore
(sofern vorhanden)

Aus heutiger Perspektive wären massive zusätzliche Anstrengungen in Europa notwendig, um den in der Vision 4 unterstellten Ausbau bis 2030 und darüber hinaus zu erreichen. Der Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere in den osteuropäischen Nachbarstaaten, aber auch beispielsweise in den Niederlanden und Belgien, kann mit dem für die Vision 4 benötigten Zuwachs derzeit nicht Schritt halten. Die einzelnen Mengengerüste für die Entwicklung der erneuerbaren Energien für die betrachteten Länder in den Szenarien sind im Anhang ausgewiesen.

Der Strombedarf der im Modell abgebildeten Länder wird geprägt durch die Entwicklung der sogenannten Mengentreiber (Bevölkerung, Wirtschaftswachstum, Erwerbstätige etc.) und der Techniktreiber (Effizienz, Zahl der Anwendungen etc.). Für die demografischen und wirtschaftlichen Rahmendaten wurde als Grundlage für die betrachteten Länder der Prognos World Report des Jahres 2014 zu Grunde gelegt.

Abbildung 5-4: Endenergiebedarf Strom der elektrischen Nachbarn Deutschlands, 2011–2050

Quelle: Prognos



Für die Berechnung des Endenergieverbrauchs Strom werden sektor-spezifische Effizienzindikatoren und Indikatoren für die Durchdringung der Sektoren mit Stromanwendungen ausgehend von Bottom-up-Berechnungen für die Schweiz und Deutschland vorgenommen und für die betrachteten Länder separat weiterentwickelt. In Verbindung mit den Mengentreibern aus Demografie und Wirtschaft ergeben sich somit sektorspezifische Strombedarfsgrößen, die hier im Ergebnis kumuliert für die analysierten Länder dargestellt sind.

Im Ergebnis steigt der Strombedarf in den betrachteten Ländern Europas zukünftig weiter an. Insbesondere das langfristig stärkere Wirtschaftswachstum und die stärker wachsende Elektrifizierung in allen Bereichen in Ost- und Südeuropa führen zu einem steigenden Strombedarf. Dies überkompensiert die Stagnation oder die sogar leicht rückläufigen Bedarfsentwicklungen in Nordwesteuropa. Im Szenario ist entsprechend der Annahme einer Energiewende im europäischen Umfeld eine stärkere Durchdringung mit Elektroanwendungen im Bereich der Mobilität und der Raumheizung unterstellt worden. In Summe steigt der Strombedarf

in den betrachteten Ländern bis zum Jahr 2050 im Vergleich zum Jahr 2015 um etwa 300 TWh (Abbildung 5-4).

Die Ergebnisse bis zum Jahr 2040 stellen einen Auszug aus der Modellierung des europäischen Strommarktes bis zum Jahr 2050 dar. Die Ergebnisse sind somit das Resultat einer kontinuierlichen Modellierung bis zum Jahr 2040 und keine Stichjahresbetrachtung. Ziel dieser Analyse ist es, die Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland in Abhängigkeit von der Situation im europäischen Umfeld zu simulieren und das daraus resultierende Umfeld für den deutschen Stromsektor bis zum Jahr 2040 zu bestimmen. Die wachsende europäische Vernetzung im Strommarkt sorgt dafür, dass die Rahmenbedingungen im europäischen Umfeld deutliche Auswirkungen auf nationale Entwicklungen haben. Entsprechend ist die Analyse des europäischen Gesamtmarktes unbedingt notwendig, um perspektivisch auch die Entwicklung der CO₂-Emissionen im Stromsektor in Deutschland abzuschätzen. Die Ergebnisse sind als ein mögliches europäisches Energiewende-Szenario zu verstehen, welches durch die Setzung des regulatorischen Rahmens (Erneuerbare-Energien-Politik, Klimaschutzpolitik, Marktdesign, nukleare Sicherheit etc.) die deutsche Energiewende in ein entsprechendes europäisches Umfeld einbettet. Mit einem diesbezüglich konsistenten Analyseansatz wird auch verhindert, dass sich bestimmte (energiewirtschaftliche) Entlastungseffekte im Rahmen von Dekarbonisierungsstrategien für Deutschland nur unter der Maßgabe einstellen könnten, dass andere (EU-)Staaten einem solchen Entwicklungspfad nicht folgen.

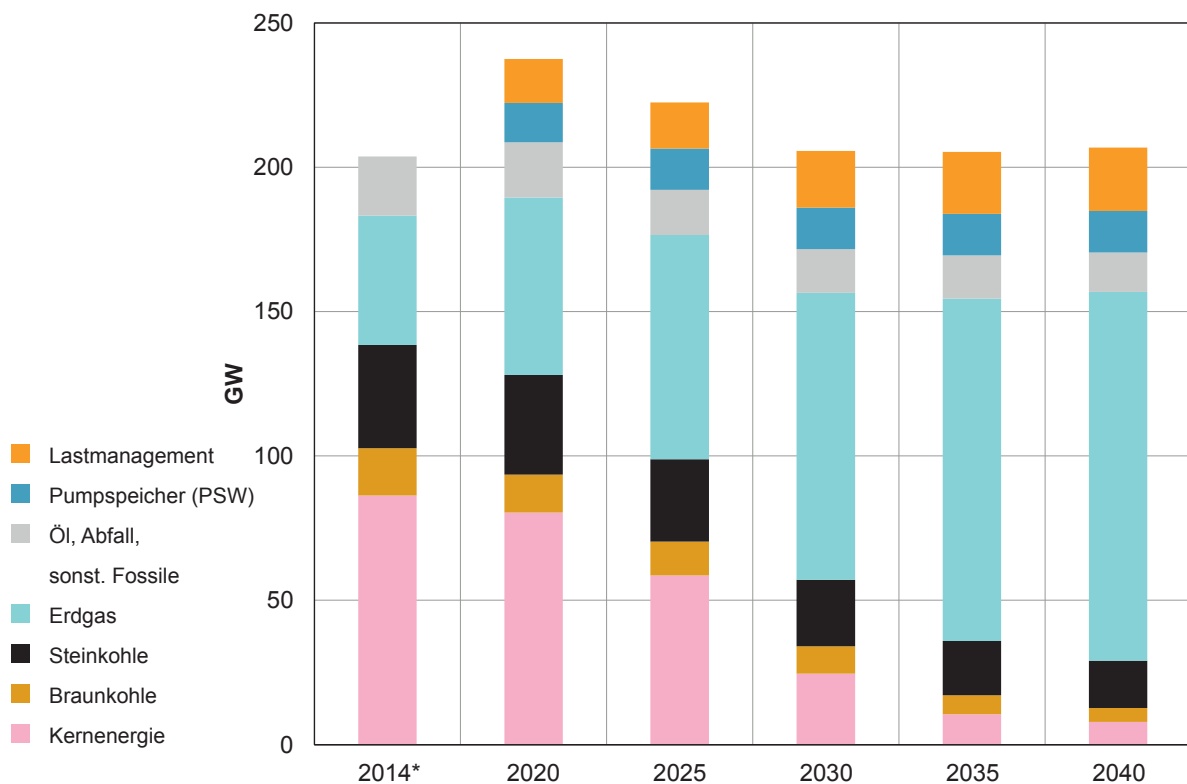
In Europa ändert sich in dem betrachteten Szenario auch die Struktur des konventionellen Kraftwerksparks deutlich (Abbildung 5-5). Während Kohle und Kernenergie deutlich Marktanteile verlieren, nimmt die Erzeugungsleistung der Erdgaskraftwerke deutlich zu. Die größte Unsicherheit für den konventionellen Kraftwerkspark in Europa stellt der Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa dar. Im Verhältnis zum Strombedarf werden relativ große Erzeugungskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien zugebaut. Damit verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit der konventionellen Großkraftwerke deutlich. Erdgaskraftwerke werden hauptsächlich zur Leistungsabsicherung zugebaut.

Eine weitere große Unsicherheit besteht bezüglich der Zukunft der Kernenergie in Europa. Die aktuell betriebene Kernkraftwerksflotte ist im Schnitt bereits knapp 30 Jahre alt. Neben Deutschland planen die Schweiz, Belgien und auch Schweden derzeit den mittelfristigen Ausstieg aus der Kernenergie. Aber auch in Frankreich ist geplant, die Abhängigkeit von der Kernenergie deutlich zu reduzieren. Dennoch herrscht für

den bestehenden Kraftwerkspark eine erhebliche Unsicherheit bezüglich der Lebensdauer der Anlagen. Unklar sind zudem die Kosten für Nachrüstungen und die Verschärfung der Sicherheitsstandards innerhalb der EU. Es wird angenommen, dass die bei Inbetriebnahme der Anlagen vorgesehene Lebensdauer von 30 bis 35 Jahren⁹ auf 44 Jahre in Frankreich bzw. 45 Jahre in den übrigen Staaten erhöht werden kann. Umfangreiche Investitionen in eine weitere Verlängerung der Lebensdauer darüber hinaus oder der Neubau von Anlagen über die bekannten Projekte hinaus lassen sich ökonomisch nicht realisieren. Folglich sinkt der Bestand an Kernkraftwerken in diesem Szenario um nahezu zwei Drittel bis zum Jahr 2030. Im Jahr 2040 sind nur noch weniger als 10 GW Kernkraftwerksleistung in Deutschlands benachbarten Staaten installiert.

Abbildung 5-5: Entwicklung der installierten konventionellen Kraftwerksleistung in den elektrischen Nachbarländern Deutschlands, 2020–2040

Quelle: Prognos



* für 2014
PSW-Kapazitäten
hier nicht enthalten
SE/NO inkl. Torf
hist. DSM-Daten
nicht verfügbar

⁹ Vergleiche dazu Prognos (2009, S. 21): „Eine Prognose des Reaktorherstellers Siemens unterstellt dagegen eine mittlere technische Lebensdauer von 30 bis 35 Jahren.“

Die Entwicklung im europäischen Ausland hat erhebliche Wechselwirkungen mit der Merit-Order und damit auch der Auslastung und Wirtschaftlichkeit des Kraftwerksbestandes in Deutschland. Während sich Kernkraftwerke und erneuerbare Erzeugungsanlagen in der gesamteuropäischen Merit-Order eher vor den Stein- und Braunkohlekraftwerken einordnen, stehen Erdgaskraftwerke in der Merit-Order vor allem hinter den Braunkohlekraftwerken.

Die Stromerzeugung im europäischen Ausland entwickelt sich entsprechend der Kapazitätsentwicklung. Erdgaskraftwerke legen deutlich zu, dennoch steht hier vor allem die Leistungsabsicherung im Vordergrund. Die Erdgaskraftwerke erreichen im Jahr 2040 nur noch weniger als 2.000 Vollbenutzungsstunden. Hintergrund ist eine hohe Stromproduktion aus den erneuerbaren Energien. Im Zeitraum bis 2030 steigt die Erdgaserzeugung aufgrund der rückläufigen Kernenergie im europäischen Ausland deutlich an, auch weil der angenommene Ausbau der erneuerbaren Energien zur Kompensation der rückläufigen Kernenergieerzeugung zunächst nicht ausreichend ist. Die konventionelle Stromerzeugung ergänzt in Summe die erneuerbare Erzeugung in Europa.

Während die Leistung im europäischen Umfeld in allen berechneten Szenarien vergleichbar ist, ändert sich die Stromerzeugung aufgrund anderer Handelsflüsse in Abhängigkeit der Ausgestaltung des Szenarios in Deutschland teilweise erheblich.

Die detaillierten Daten zur Leistungsentwicklung der Stromerzeugungsanlagen in den für die Modellierung relevanten (Nachbar-)Ländern sind im Anhang dokumentiert.

5.3 Strombedarf und Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland

Die Einordnung eines Ausstiegs aus der CO₂-intensiven und letztlich der gesamten fossilen Stromerzeugung bzw. der entsprechenden Entwicklungspfade über die Zeit ist zunächst vom Strombedarfsumfeld abhängig:

- » Die Strombedarfstrends in den nächsten zwei Dekaden werden vor allem durch die Entwicklungen im Bereich der traditionellen Stromnachfragen geprägt sein wird, für die sich in den nächsten Jahren erhebliche Effekte effizienterer Geräte und Anlagen materialisieren dürften, so dass bis zum Jahr 2030 ein Bruttostromverbrauch (ohne Eigenverbrauch der Kraftwerke) in der Größenordnung von etwa 500 TWh erwartet werden kann.
- » Für die Entwicklung nach 2030 sind vor allem das Ambitionsniveau der Klimaschutzpolitik und die damit einhergehende Nachfrage für neue Stromanwendungen (Verkehr, Wärme, ggf. strombasierte Energieträger etc.) entscheidend. Im Kontext einer weitgehenden Dekarbonisierung der deutschen Volkswirtschaft (die aus dem verfügbaren Emissionsbudget zwingend folgt) wird es hier ab etwa 2035 zu zusätzlicher Stromnachfrage kommen und es werden langfristig die historischen Strombedarfsniveaus deutlich überschritten werden. Für die Analysen wird hier ab dem Jahr 2035 ein deutlicher Anstieg des Bruttostromverbrauchs (ohne Kraftwerkseigenverbrauch) auf Werte von bis über 700 TWh im Jahr 2050 unterstellt.
- » Gleichzeitig folgen aus den Ausbaustrukturen für die regenerativen Erzeugungsanlagen ggf. unterschiedliche zusätzliche Strombedarfe im Bereich der Flexibilitätsoptionen (Speicherverluste etc.).

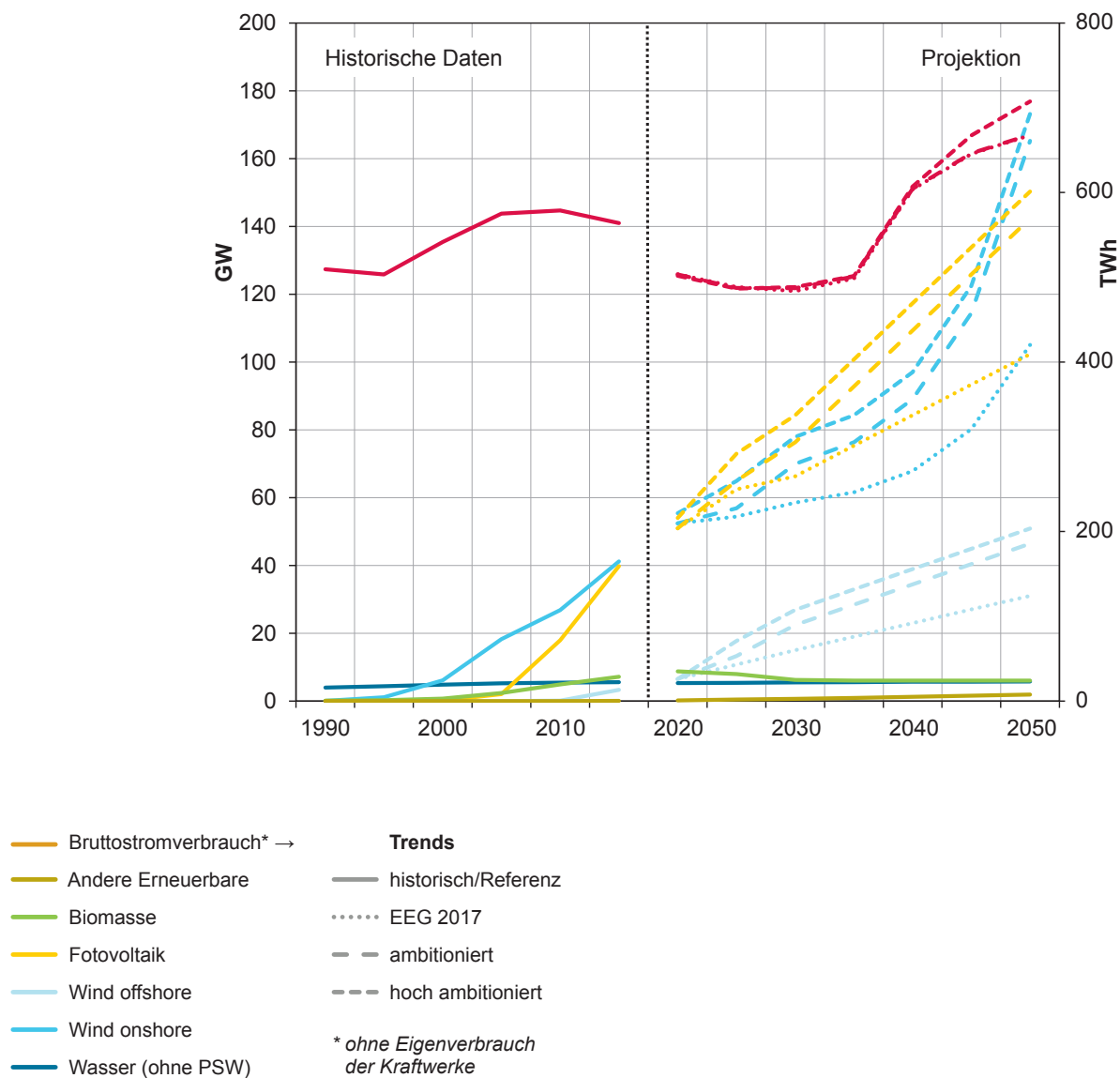
Für die hier beschriebenen Analysen wird bezüglich der Stromnachfragen auf Untersuchungen zu einem Emissionsminderungs-Szenario von 95 % gegenüber 1990 zurückgegriffen (Öko-Institut & Fraunhofer ISI 2015). Die Abbildung 5-6 zeigt die entsprechende Bruttostromnachfrage (ohne Eigenverbrauch der Kraftwerke).

Vor diesem Hintergrund wird bereits deutlich, dass erstens ein wichtiger Teil des Übergangs zu einem durch erneuerbare Energien geprägten Stromsystem bis zum Jahr 2035 vollzogen sein muss, um den dann wieder steigenden Strombedarf auch voll mit erneuerbaren Energien decken zu können. Zweitens wird es notwendig sein, den Aufbau des Kapitalstocks regenerativer Stromerzeugungsanlagen bereits frühzeitig mit einer deutlich größeren Dynamik voranzutreiben.

Der zukünftige Anteil der regenerativen Stromerzeugung am gesamten Stromaufkommen hängt so entscheidend davon ab, in welcher Geschwindigkeit bzw. wie stringent der Kapitalstock regenerativer Erzeugungsanlagen aufgebaut wird und wie schnell bzw. mit welchem Vorlauf die entsprechenden Voraussetzungen im Bereich der Netzinfrastuktur sowie der notwendigen Flexibilitätsoptionen (Nachfrageflexibilität, Speicher etc.) geschaffen werden.

Abbildung 5-6: Bruttostromnachfrage (ohne Eigenverbrauch der Kraftwerke) und Ausbau der regenerativen Stromerzeugungskapazitäten, 1990–2050

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts



Für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Bereich der Stromerzeugung werden vor diesem Hintergrund für die Untersuchungen drei verschiedene Varianten berücksichtigt (Abbildung 5-6):

1. Die erste Variante beschreibt das Szenario eines gedämpften Ausbaupfades in der Struktur, die mit den Versteigerungsmengen im EEG 2017 angelegt ist und in Anlehnung an das Szenario B 2030 des genehmigten Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2030 (50Hertz et al. 2016a, BNetzA 2016) fortgeschrieben wurde. Die in PV-Anlagen installierte Kapazität regenerativer Erzeugungsanlagen wird danach die Kapazitäten im Bereich der Onshore-Windenergie in den nächsten Jahren zunächst leicht und dann deutlich überschreiten, im Wesentlichen als Ergebnis der relativ geringen Brutto-Ausschreibungsvolumina für Onshore-Windkraftanlagen in Kombination mit dem deutlich steigenden Kapazitätsvolumen altersbedingt außer Betrieb gehender Onshore-Windkraftanlagen. Im Jahr 2030 wird für PV eine installierte Kapazität von etwa 66 GW erreicht, für Onshore-Windkraft knapp 59 GW sowie für Offshore-Windkraft 15 GW. Die Kapazitäten der Biomassekraftwerke gehen im Zuge des Abbaus der Finanzierung über das EEG bis 2030 um etwa ein Drittel zurück. Im Zeitraum nach 2030 setzt sich die Entwicklung für die PV und Offshore-Windkraft etwa fort, es werden bis 2050 Kapazitätsniveaus von 102 bzw. 31 GW erreicht. Die Onshore-Windenergie wächst im Zuge eines erneuten Repowering-Zyklus auch netto wieder deutlich und erreicht im Jahr 2050 eine Gesamtkapazität von 105 GW. Für die Biomasse bleibt das Kapazitätsniveau auf einem etwa konstanten Niveau. Für andere regenerative Erzeugungsanlagen ergeben sich keine wesentlichen Veränderungen.
2. Als Kontrastvariante dazu wurde ein Szenario definiert, das für die Jahre bis 2030 einen Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten beschreibt, der mit Blick auf die Netzrestriktionen etc. wohl die Obergrenze der real umsetzbaren Ausweitung des erneuerbaren Kraftwerksparks beschreibt, wenn nicht sehr schnell auf die derzeit noch relativ teuren Flexibilitätsoptionen zurückgegriffen werden soll. Für das Jahr 2030 wird eine installierte Kapazität von Onshore-Windkraftanlagen von 78 GW erreicht, dies entspricht im Vergleich zu 2015 etwa einer Verdoppelung. Die PV-Leistung steigt auf 84 GW und die Leistung der Offshore-Windkraftparks liegt bei etwa 33 GW. Für den Zeitraum von 2030 bis 2050 werden diese Trends mit zunehmender Dynamik fortgeschrieben, so dass sich für On- und Offshore-Windkraft im Jahr 2050 eine installierte Kapazität von 173 bzw. 51 GW sowie für die PV eine Gesamtleistung von 150 GW ergibt.

3. Darüber hinaus wurde ein Szenario definiert, das einen ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Energien beschreibt, der nicht an die Ausbaugrenzen des o. g. Szenarios geht. Im Grundsatz wurde hier, wenn auch für die Bereiche Onshore-Windkraft und PV etwas anders akzentuiert, die Entwicklung aufgenommen, die in den Szenarien B 2025 und B 2035 des genehmigten Szenariorahmens für den (inzwischen nicht mehr verfolgten) Netzentwicklungsplan 2025 (50Hertz et al. 2016b) angelegt war. Bis zum Jahr 2030 steigt die installierte Leistung der Onshore-Windkraft auf etwa 70 GW, die der Offshore-Windfarmen auf über 22 GW sowie der PV auf 76 GW. In den zwei folgenden Dekaden werden die Onshore-Windkraft-Kapazitäten auf 165 GW, die Offshore-Windkraft auf 46 GW sowie die solare Stromerzeugungskapazität auf 142 GW erweitert.

Diese drei Szenariovarianten dienen vor allem der Illustration der Wechselwirkungen zwischen dem Auslaufen der Kohleverstromung und dem Ausbau der regenerativen Stromerzeugung. Vor allem für den diesbezüglich weniger relevanten Zeitraum jenseits des Jahres 2030 sind auch andere Ausprägungen des Ausbaus erneuerbarer Energien als konsistente Storylines vorstellbar, diese werden in der zweiten Phase des Projektes näher analysiert.

Die detaillierten Daten zur Leistungsentwicklung der Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energie wie auch zum Stromaufkommen sind im Anhang dokumentiert.

6 Der Lösungsraum für Kohle-Auslaufpfade in Deutschland

6.1 Vorbemerkungen

Gerade vor dem Hintergrund des Konzepts der Emissionsbudgets erscheint es sinnvoll und geboten, das Spektrum der Auslaufpfade für die Kohleverstromung in Deutschland und damit den Lösungsraum von Auslaufstrategien näher einzugrenzen.

Dieser Lösungsraum für den Auslaufpfad der Kohleverstromung wird vor allem durch drei Elemente bestimmt:

- » Was sind die technischen Grenzen für die Umbaugradienten des gesamten Stromsystems, die für eine Abschaltung der deutschen Kohlekraftwerke zumindest größenordnungsmäßig berücksichtigt werden müssen?
- » Was sind die instrumentellen Grenzen für die Umsetzung eines beschleunigten Auslaufpfades für die Kohleverstromung, gerade unter der Maßgabe, dass – auch mit Blick auf die internationale Vorbildwirkung – großvolumige Kompensationszahlungen vermieden werden sollen?
- » Welche Effekte müssen berücksichtigt werden, wenn der Kohle-Auslaufpfad mit unterschiedlichen Ambitionsniveaus für den Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien kombiniert wird?

Vor diesem Hintergrund werden zwei Analysen mit diversen Varianten durchgeführt, mit denen eine Bewertung der Leitplanken für die Spezifikation eines Auslaufpfades für die Kohleverstromung in Deutschland möglich wird:

1. Ein Schnellausstiegs-Szenario für die Kohleverstromung in Deutschland, das sich an den qualitativ ermittelten technischen Grenzen einer Ausstiegsstrategie orientiert.
2. Verschiedene Varianten eines Szenarios, in dem die ordnungsrechtliche Abschaltung von Kohlekraftwerken nach dem Modell des Kernenergieausstiegs in Deutschland vollzogen wird und das sich an den hinter diesem Modell stehenden Erwägungen orientiert.

Bei der Analyse der beiden Szenarien sowie der entsprechenden spezifischen Varianten für die Ausgestaltung werden

- » die marktgetriebenen Interaktionen mit den Stromsystemen der Nachbarländer Deutschlands berücksichtigt,
- » Maßnahmen zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit durch für den deutschen Markt verfügbare gesicherte Kapazitäten (der im Markt betriebenen Kraftwerke, Reserven bzw. der Nachfrageflexibilität) auf einem Niveau von 99 GW (netto) unterstellt¹⁰,
- » die Bereitstellung des gesamten Portfolios von Systemdienstleistungen (Regelleistung, Blindleistungskompensation etc.) regionsübergreifend aus der Flotte der vorhandenen Anlagen auf der Erzeugungs-, Speicher- und Nachfrageseite angenommen sowie
- » die Abdeckung des jeweils gleichen Endenergiebedarfs an Strom sowie des sich in Abhängigkeit vom Ausbau der regenerativen Stromerzeugung ergebenden zusätzlichen Strombedarfs innerhalb des Stromerzeugungssystems gewährleistet.

10 Mit Blick auf die Versorgungssicherheit wird jeweils eine überschlägige Versorgungssicherheitsbewertung durchgeführt. Den Ausgangspunkt hierfür bildet die Hypothese, dass die Versorgungssicherheit dann in hoher Qualität gewährleistet ist, wenn eine Gesamtkapazität einlastbarer Erzeugungsanlagen bzw. der entsprechenden Nachfrageflexibilität von 99 GW (Höchstlast von 84 GW bei einer durchschnittlichen Verfügbarkeit der Gesamtheit aller für die Spitzenlastdeckung relevanten Anlagen von 85 %) verfügbar ist. Bei dieser Betrachtung bleibt einerseits offen, ob die entsprechenden Anlagen im In- oder Ausland verfügbar gemacht werden. Andererseits bildet sie den konservativen Rand der Bewertung ab, da z.B. Beiträge zur gesicherten Leistung, die sich über das Portfolio der (europäischen) Flotte regenerativer Erzeugungsanlagen ergeben, nicht mitberücksichtigt werden. Vor diesem Hintergrund wird in den Modellanalysen betrachtet, in welchem Umfang zusätzliche gesicherte Leistung notwendig wäre, um das o.g. Niveau von 99 GW zu gewährleisten. Gleichzeitig wird ausgewiesen, in welchem Umfang diese zusätzlichen Kapazitäten unter den für das jeweilige Jahr angenommenen Rahmenbedingungen bzgl. Laststruktur sowie Wind- und Solarangebot in Anspruch genommen werden.

6.2 Abschätzung der technischen Grenzen von Kohle-Auslaufpfaden

Das Schnellausstiegs-Szenario für die Kohleverstromung in Deutschland, das sich an den unterschiedlichen Dimensionen der technischen Grenzen einer Ausstiegsstrategie orientiert, beruht auf folgenden Annahmen:

1. Alle Kohlekraftwerke in Deutschland werden bis zum Beginn des Jahres 2025 in der Reihenfolge abgeschaltet, die sich aus den jeweiligen Inbetriebnahmejahren ergibt.
2. Der Ausbau des regenerativen Kraftwerksparks erfolgt in der ambitioniertesten Variante.
3. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird die notwendige gesicherte Leistung durch Kraftwerke im In- und Ausland bzw. durch entsprechende Nachfrageflexibilität bereitgestellt, wobei angenommen wird, dass zumindest der Neuinvestitionen erforderlich machende Teil der Maßnahmen bis zum Jahr 2025 umgesetzt werden kann.
4. Die erforderlichen Maßnahmen im Bereich der Strom- und ggf. auch der Erdgasnetzinfrastruktur können bis 2025 umgesetzt werden.
5. Der notwendige regulatorische Rahmen wird so geschaffen, dass die entsprechenden Maßnahmen ab Anfang 2019 wirksam werden.

Die Abbildung 6-1 zeigt die entsprechende Entwicklung der Stromerzeugungskapazität in Kraftwerken mit gesicherter Leistung¹¹:

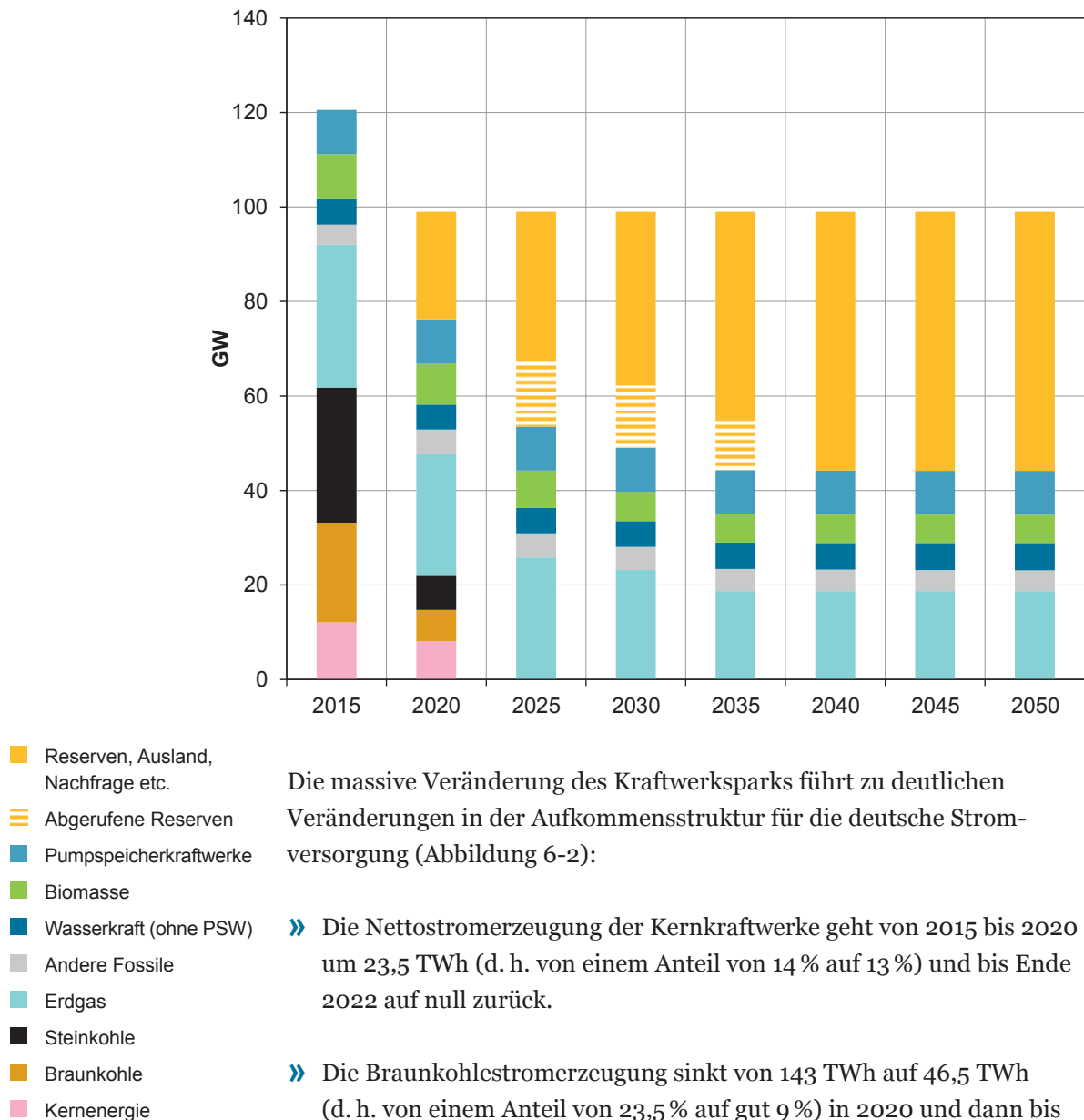
- » Im Zeitraum von 2015 bis 2020 geht die Leistung der im Strommarkt betriebenen Kraftwerke mit gesicherter Leistung um 44,4 GW zurück. Davon entfallen 4 GW auf die im Zuge des Kernenergieausstiegs stillgelegten Kernkraftwerke, knapp 3 GW auf die im Rahmen der Sicherheitsbereitschaft stillgelegten Braunkohlekraftwerke sowie etwa 9 GW voraussichtlich unwirtschaftlicher Steinkohlekraftwerke. Alters- bzw. wirtschaftlichkeitsbedingt gehen darüber hinaus 4,6 GW Erdgaskraftwerksleistung aus dem Markt. Durch die Maßnahmen des Kohleausstiegs werden darüber hinaus Braunkohlekraftwerke mit einer Leistung von etwa 12 GW sowie Steinkohlekraftwerke mit einer Gesamtkapazität von nochmals etwa 10 GW aus dem Markt genommen. Für alle anderen Kraftwerke ergeben sich keine oder allenfalls marginale Veränderungen bei der verfügbaren Leistung.

¹¹ Alle Daten zu Kraftwerkskapazitäten, Nettostromaufkommen und CO₂-Emissionen für die verschiedenen Szenarien sind im Anhang dokumentiert.

- » Von 2020 bis 2025 führt zunächst der Kernenergieausstieg bis Ende 2022 zur Stilllegung der verbliebenen Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von etwa 8 GW. Die verbliebenen Braunkohlekraftwerke mit einer Gesamtleistung von 6,6 GW und die restlichen Steinkohlekraftwerke mit einer Kapazität von etwas über 7 GW werden bis Ende 2024 aus dem Markt genommen. Für alle anderen Kraftwerksklassen ergeben sich wiederum nur marginale Kapazitätsänderungen.
- » Für den Zeitraum nach 2025 ergeben sich darüber hinaus nur noch altersbedingte Abgänge von Erdgaskraftwerken mit einer Leistung von ca. 7 GW.
- » Aus der überschlägigen Versorgungssicherheitsbewertung ergibt sich die Notwendigkeit, für den Zeithorizont 2020 knapp 23 GW, für 2025 ca. 45,5 GW und ab 2030 etwa 50 bis 55 GW weitere Kraftwerksleistung zu sichern. Diese Kapazitäten können durch die Übernahme stillzulegender Kraftwerke in Reserven, durch nachfrageseitige Flexibilität, durch die Verfügbarmachung ausländischer Kraftwerkskapazität, durch neu zu errichtende Gasturbinenkraftwerke, durch Portfolioeffekte der (europäischen) Windkraftwerksflotte sowie durch zusätzliche Stromspeicher etc. bereitgestellt werden, wobei sich die Struktur der entsprechenden Beiträge im Zeitverlauf deutlich ändern kann bzw. wird (größere Rolle von Kapazitätsreserven und des Auslands in der kürzeren Perspektive und steigender Beitrag von Stromspeichern in der mittleren und längeren Frist). Auch wenn diese Liste möglicher Optionen zeigt, dass prinzipiell ein breites und dynamisches Portfolio von (technischen) Maßnahmen zur Gewährleistung eines sehr hohen Niveaus an Versorgungssicherheit verfügbar gemacht werden kann, bildet der Gesamtumfang der Versorgungssicherheitsmaßnahmen eine wichtige Referenzgröße zum Vergleich der anderen Szenarien.

Abbildung 6-1: Kraftwerkskapazität der Anlagen mit gesicherter Leistung im Schnellausstiegs-Szenario, 2015–2050

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos



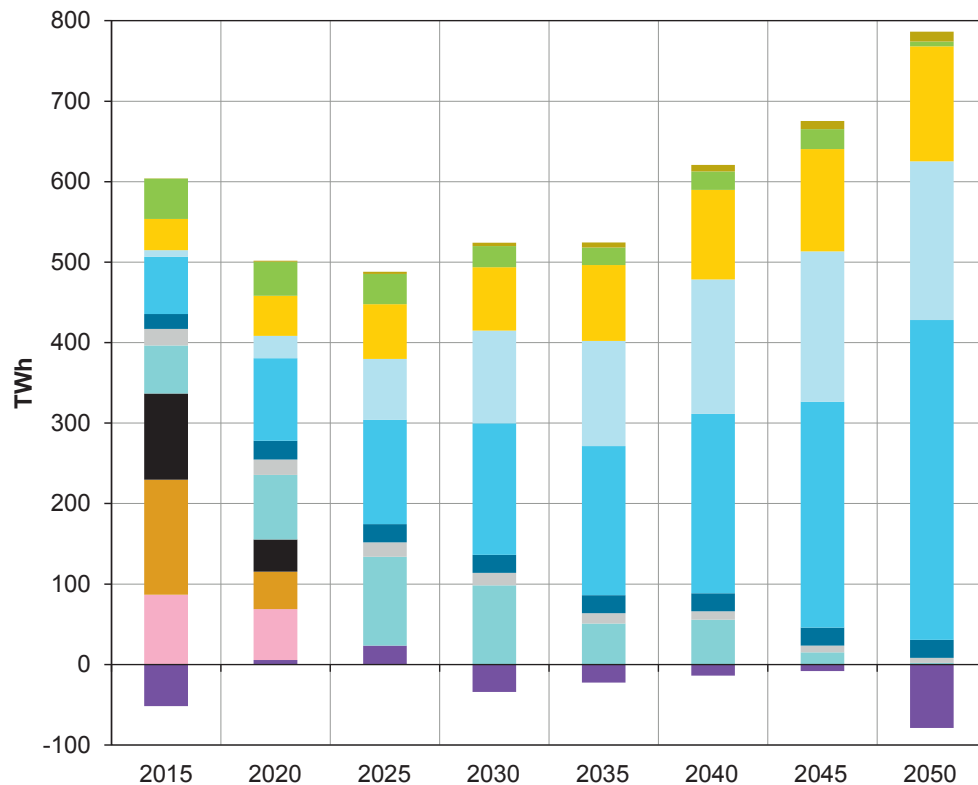
Die massive Veränderung des Kraftwerksparks führt zu deutlichen Veränderungen in der Aufkommensstruktur für die deutsche Stromversorgung (Abbildung 6-2):

- » Die Nettostromerzeugung der Kernkraftwerke geht von 2015 bis 2020 um 23,5 TWh (d. h. von einem Anteil von 14 % auf 13 %) und bis Ende 2022 auf null zurück.
- » Die Braunkohlestromerzeugung sinkt von 143 TWh auf 46,5 TWh (d. h. von einem Anteil von 23,5 % auf gut 9 %) in 2020 und dann bis 2025 auf null.
- » Die Steinkohleverstromung wird von 107 TWh im Jahr 2015 bis 2020 auf knapp 40 TWh (d. h. von einem Anteil von 17,5 % auf 8 %) im Jahr 2020 und dann bis zum Jahr 2025 ebenfalls auf null reduziert.
- » Die Stromerzeugung in Erdgaskraftwerken steigt von knapp 60 TWh im Jahr 2015 auf 80 TWh (d. h. von einem Anteil von 10 % auf 16 %)

Abbildung 6-2:

Stromaufkommen im Schnellausstiegs-Szenario, 2015–2050

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos



- Andere Erneuerbare
- Biomasse
- Fotovoltaik
- Offshore-Wind
- Onshore-Wind
- Wasserkraft
- Andere Fossile
- Erdgas
- Steinkohle
- Braunkohle
- Kernenergie
- Nettostromimporte

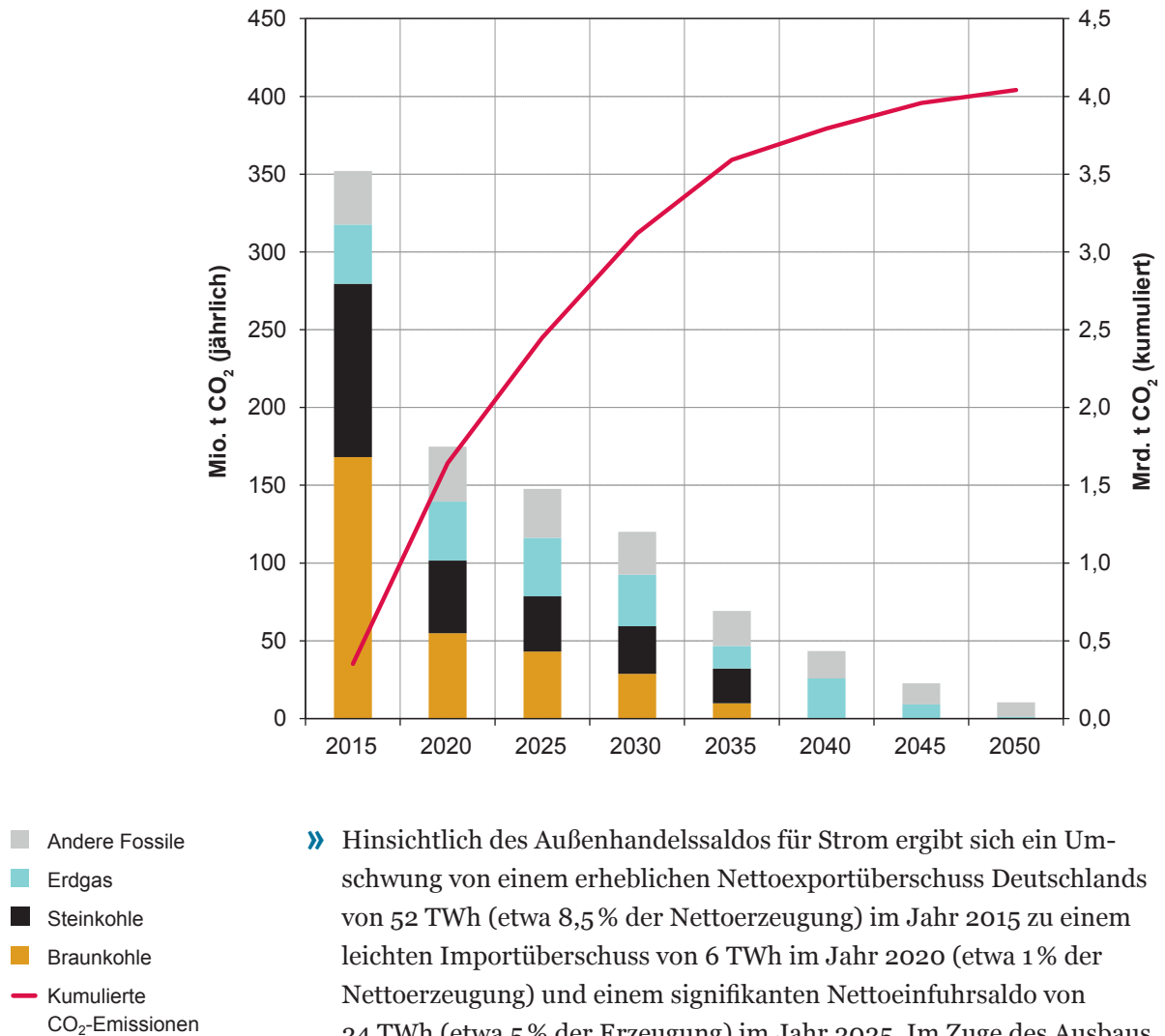
im Jahr 2020 bzw. 110 TWh (d. h. auf fast 24 %) im Jahr 2025, geht in den Folgejahren bis 2030 zunächst leicht und nach 2030 dann deutlich zurück.

- » Die Stromerzeugung auf Basis anderer fossiler Energieträger geht bis 2030 nur vergleichsweise leicht zurück, wird aber danach bis zum Jahr 2040 um etwa 70 % abgebaut.
- » Der Erzeugungsbeitrag der zur Leistungsabsicherung abgerufenen Reserven liegt in den Jahren 2025 und 2030 bei Werten von unter 2 TWh (dies entspricht etwa 110 bis 130 Volllaststunden) und 2035 bei etwa 0,5 TWh (ca. 40 Volllaststunden), also letztlich auf sehr geringem Niveau.
- » Die Nettostromproduktion in Kraftwerken auf Basis erneuerbarer Energien steigt von 189 TWh (d. h. von einem Anteil von 31 %) im Jahr 2015 auf 247 TWh im Jahr 2020, 336 TWh im Jahr 2025 sowie 410 TWh im Jahr 2030 (d. h. auf Anteile von 50 %, 72 % bzw. 78 %) und entwickelt sich mit erheblicher Dynamik weiter, so dass im Jahr 2050 ein Niveau von 778 TWh (d. h. ein Anteil von 99 %) erreicht wird.

Abbildung 6-3:

CO₂-Emissionen im Schnellausstiegs-Szenario, 2015–2050

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos



» Hinsichtlich des Außenhandelsaldos für Strom ergibt sich ein Umschwung von einem erheblichen Nettoexportüberschuss Deutschlands von 52 TWh (etwa 8,5 % der Nettoerzeugung) im Jahr 2015 zu einem leichten Importüberschuss von 6 TWh im Jahr 2020 (etwa 1 % der Nettoerzeugung) und einem signifikanten Nettoeinfuhrsaldo von 24 TWh (etwa 5 % der Erzeugung) im Jahr 2025. Im Zuge des Ausbaus erneuerbarer Energien ergeben sich ab 2030 dann wieder Überschüsse (in der Größenordnung von 1 bis 10 % der Gesamterzeugung), die entweder in den Export gehen oder vor allem gegen Ende des Szenariozeitraums auch im Zuge einer verstärkten Sektorkopplung in Deutschland abgesetzt werden können.

Die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland (Abbildung 6-3) sinken entsprechend von 352 Mio. t CO₂ im Jahr 2015 auf 153 Mio. t im Jahr 2020 sowie 83 Mio. t im Jahr 2025 und 72 Mio. t im Jahr 2030. Danach sinken sie stetig weiter auf ca. 10 Mio. t CO₂ zum Ende des Szenariozeitraums.

Mit Blick auf die zeitweise entstehende (Netto-)Stromimportsituation müssen darüber hinaus noch die im Ausland zusätzlich entstehenden

CO₂-Emissionen in der Größenordnung von 2 Mio. t CO₂ im Jahr 2020 sowie 12 Mio. t CO₂ im Jahr 2025 berücksichtigt werden. Die Gesamtbilanz der CO₂-Minderung verändert sich dadurch auch bei Berücksichtigung des Bilanzraums jenseits der deutschen Grenzen nur marginal.

Die kumulierten Emissionen ab 2015 steigen (ohne Berücksichtigung der Auslandseffekte) bis 2020 auf 1,6 Mrd. t CO₂ sowie 2,2 bzw. 2,6 Mrd. t CO₂ in den Jahren 2025 und 2030. Bis 2050 ergeben sich kumulierte CO₂-Emissionen von etwa 3,3 Mrd. t. Von den kumulierten CO₂-Emissionen ist für den Zeitraum 2015 bis 2030 ein Anteil von 32 % der Verstromung von Braunkohle zuzurechnen, 22 % der Steinkohleverstromung und 26 % der Erdgasverstromung. Für den Zeithorizont 2050 verschieben sich diese Anteile auf 25 % für Braunkohle, 17 % für Steinkohle, 31,5 % für Erdgas und 27 % für andere fossile Energieträger.

Aus der Perspektive der CO₂-Emissionsminderung kann mit der in diesem Szenario skizzierten Entwicklung das im Kapitel 4 abgeleitete Emissionsbudget für die deutsche Stromerzeugung von 4,0 bis 4,2 Mrd. t CO₂ also deutlich unterschritten werden. Herausforderungen entstehen bei einem solchen Entwicklungspfad vor allem durch die notwendigen (technischen) Kurzfristmaßnahmen, die die Versorgungssicherheit gewährleisten, während die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien noch nicht die gleiche Aufbaudynamik aufweist wie die gleichzeitig massiv abgebaute fossile Stromerzeugung.

6.3 Abschätzung der regulatorischen Grenzen

Im Gegensatz zum Schnellausstiegs-Szenario, das (unter sehr ehrgeizigen Annahmen) die technischen Grenzen eines sehr schnellen Verzichts auf die Kohleverstromung skizziert und die regulatorische Umsetzbarkeit eines solchen Pfades weitgehend ausblendet, werden in einem weiteren Analyseschritt unterschiedliche Varianten von Auslaufpfaden für die deutsche Kohleverstromung beschrieben, die sich (im Sinne einer Leitplanke) eher an den regulatorischen Grenzen solcher Pfade orientieren. Den Ausgangspunkt dieser Modellanalysen bildet die Analogie zur Umsetzung des im Jahr 2000 ausgehandelten Kernenergieausstiegs in Deutschland. Eine Prämisse war hier, dass das Auslaufen der Kernenergieverstromung ohne Entschädigungszahlungen vollzogen werden sollte. Das letztlich vereinbarte Modell beruhte auf der Übereinkunft, dass eine solche Entschädigungsfreiheit bei einer Regellaufzeit der Kernkraftwerke von 32 Jahren gegeben sei (BReg 2001), wobei im Vorlauf dazu deutlich geringere Regellaufzeiten in der Bandbreite von 17 bis 25 Jahren diskutiert worden waren (WI & Öko-Institut 2000).

Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass die Erzeugungskosten von Kohlekraftwerken höhere Anteile variabler Betriebskosten aufweisen als Kernkraftwerke, gleichzeitig aber die Heterogenität der Kohlekraftwerke in Deutschland deutlich größer ist als die der vom Atomausstieg betroffenen Kernkraftwerke, wurden den Analysen drei unterschiedliche Varianten für die Begrenzung der Anlagenlaufzeiten ab Aufnahme des kommerziellen Betriebs zugrunde gelegt:

» 20 Jahre

» 25 Jahre

» 30 Jahre

Die letztgenannte Variante wäre damit in etwa als weitgehend identisch mit den ökonomischen Begründungszusammenhängen des deutschen Kernenergieausstiegs (BReg 2001) anzusehen und die erstgenannte mit dem ambitionierten Rand der damaligen Debatte (WI & Öko-Institut 2000). Die Laufzeitbegrenzung auf 25 Jahre würde einer Mittelvariante entsprechen.

Vor dem Hintergrund der erheblichen Bedeutung, die der Dynamik des Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung bei der emissionsseitigen Einordnung unterschiedlicher Kohle-Auslaufpfade zukommt, werden die

unterschiedlichen Varianten für die Laufzeitbegrenzung der Braun- und Steinkohlekraftwerke mit zwei verschiedenen Varianten für den Ausbau der erneuerbaren Energien kombiniert (Kapitel 5.3):

- » mit dem Ausbau nach EEG 2017 bzw. gemäß Szenariorahmen für den NEP 2030 (50Hertz et al. 2016a) und
- » mit einer ambitionierten Ausbauvariante, die jedoch die technischen Machbarkeitsgrenzen nicht vollständig ausreizt und sich am NEP 2025 orientiert (50Hertz et al. 2016b).

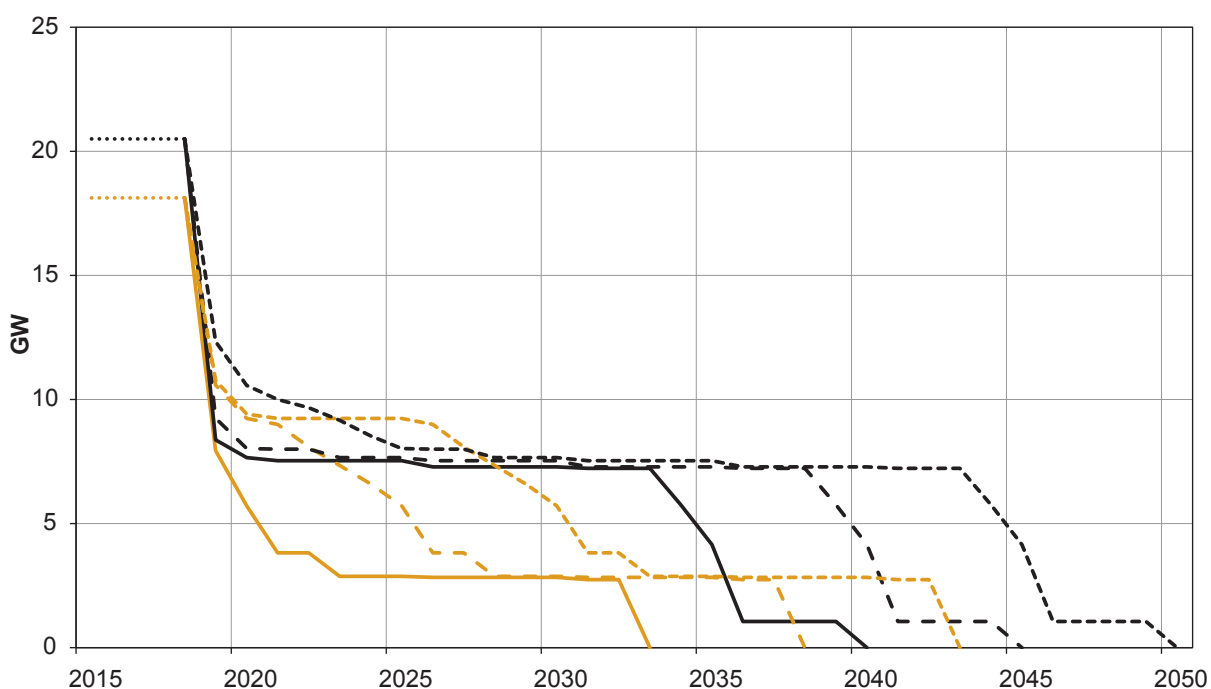


Darüber hinaus wurde unterstellt, dass die notwendige Netzinfrastruktur im Bereich der Strom- und Erdgasversorgung in den relevanten Zeiträumen, d. h. bis 2025 bzw. 2035, den veränderten technischen und räumlichen Strukturen des Stromsystems auch unter Berücksichtigung prozeduraler und regulatorischer Vorlaufzeiten angepasst werden kann.

Auch hier wurde angenommen, dass der regulatorische Rahmen für das beschleunigte Auslaufen der Kohleverstromung in Deutschland so zügig geschaffen werden kann, dass die entsprechenden Regelungen zu Anfang 2019 wirksam werden können.

Abbildung 6-4: Nettoreistung der Braun- und Steinkohlekraftwerke in den Laufzeitbegrenzungs-Szenarien, 2015–2050

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos



Die Entwicklung der im Strommarkt betriebenen Braun- und Steinkohlekraftwerke ergibt sich wie folgt (Abbildung 6-4):

- » Im Zeitraum 2015 bis 2020 geht die Leistung der Braunkohlekraftwerke in den Varianten mit einer garantierten Mindestbetriebszeit von 20, 25 bzw. 30 Jahren um 15 (Höchstlaufzeit 20 Jahre) bzw. jeweils 12 GW (Höchstlaufzeit 25 bzw. 30 Jahre) zurück, wobei davon knapp 3 GW auf die in die Sicherheitsbereitschaft überführten Anlagen entfallen. Die Leistung der Steinkohleanlagen geht um 21 GW (Mindestbetriebszeit 20 und 25 Jahre) bzw. 18 GW (Mindestbetriebszeit 30 Jahre) zurück, wobei auch hier etwa 9 GW auf Kraftwerke entfallen, die aus wirtschaftlichen Gründen ohnehin stillgelegt werden. Für den Rest der Kraftwerksflotte ergeben sich nur geringfügige Veränderungen gegenüber den in Kapitel 6.2 beschriebenen Entwicklungen.
- » Von 2020 bis 2025 ergibt sich ein weiteres Ausscheiden von 3 bzw. 3,5 GW Braunkohlekraftwerksleistung für die Laufzeitbegrenzung auf 20 bzw. 25 Jahre, für die Begrenzung der Anlagenlaufzeit auf 30 Jahre ergibt sich in diesem Zeitraum keine weitere Abschaltung wesentlicher Kapazitäten. Die Leistung der Steinkohlekraftwerke verringert sich nur in der Variante mit einer Laufzeitbegrenzung auf 30 Jahre um 2,5 GW, in den anderen beiden Varianten ergeben sich nur geringfügige Veränderungen.
- » Von 2025 bis 2030 ist eine Kraftwerkskapazität auf Braunkohlebasis von knapp 3 GW für die Laufzeitbegrenzung auf 25 Jahre bzw. von 3,5 GW für die Variante mit einer Höchstlaufzeit von 30 Jahren von Abschaltungen betroffen. Im Bereich der Steinkohlekraftwerke ergeben sich in diesen Zeitraum nur geringfügige Kapazitätsrückgänge.
- » Von 2030 bis 2035 werden in den Varianten mit Höchstlaufzeiten von 20 und 30 Jahren Braunkohlekraftwerke mit einer Leistung von jeweils knapp 3 GW aus dem Markt genommen. Für die Variante einer Begrenzung der Laufzeiten auf 25 Jahre ergeben sich in diesem Zeitraum keine Veränderungen. Für Steinkohlekraftwerke ergeben sich signifikante Kapazitätsrückgänge in der Größenordnung von 3 GW nur bei der Variante mit einer Laufzeitbegrenzung auf 25 Jahre.
- » Von 2035 bis 2040 werden in der Variante mit einer Begrenzung der Laufzeit auf 25 Jahre die letzten Braunkohlekraftwerke mit einer Leistung von knapp 3 GW aus dem Markt genommen, für längere Höchstlaufzeiten ergeben sich hier keine Veränderungen. Bei den

Steinkohlekraftwerken werden in den Höchstlaufzeit-Varianten von 20 und 25 Jahren Kapazitäten von 4 bzw. 2 GW stillgelegt.

» Von 2040 bis 2045 werden für die Variante mit einer Höchstlaufzeit von 30 Jahren die verbleibenden knapp 3 GW Braunkohlekraftwerkskapazität außer Betrieb genommen. Bei den Steinkohlekraftwerken ergeben sich für die Varianten der Laufzeitbegrenzungen auf 25 und 30 Jahre Stilllegungen von 5 bzw. 3 GW.

» Im Zeitraum 2045 bis 2050 werden in der Variante mit Höchstlaufzeiten von 30 Jahren 4 GW Steinkohlekraftwerke stillgelegt.

Die Effekte der Szenariovariante mit einer Höchstlaufzeit von 20 Jahren entsprechen also für den Zeitraum 2015 bis 2020 sehr weitgehend dem Schnellausstiegs-Szenario, für die beiden anderen Varianten bzw. im weiteren Zeitverlauf für alle drei Varianten ergibt sich eine deutliche Streckung für das Auslaufen der Kohleverstromung in Deutschland.

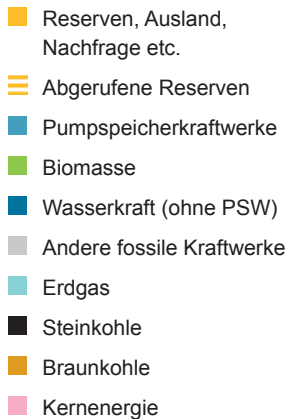
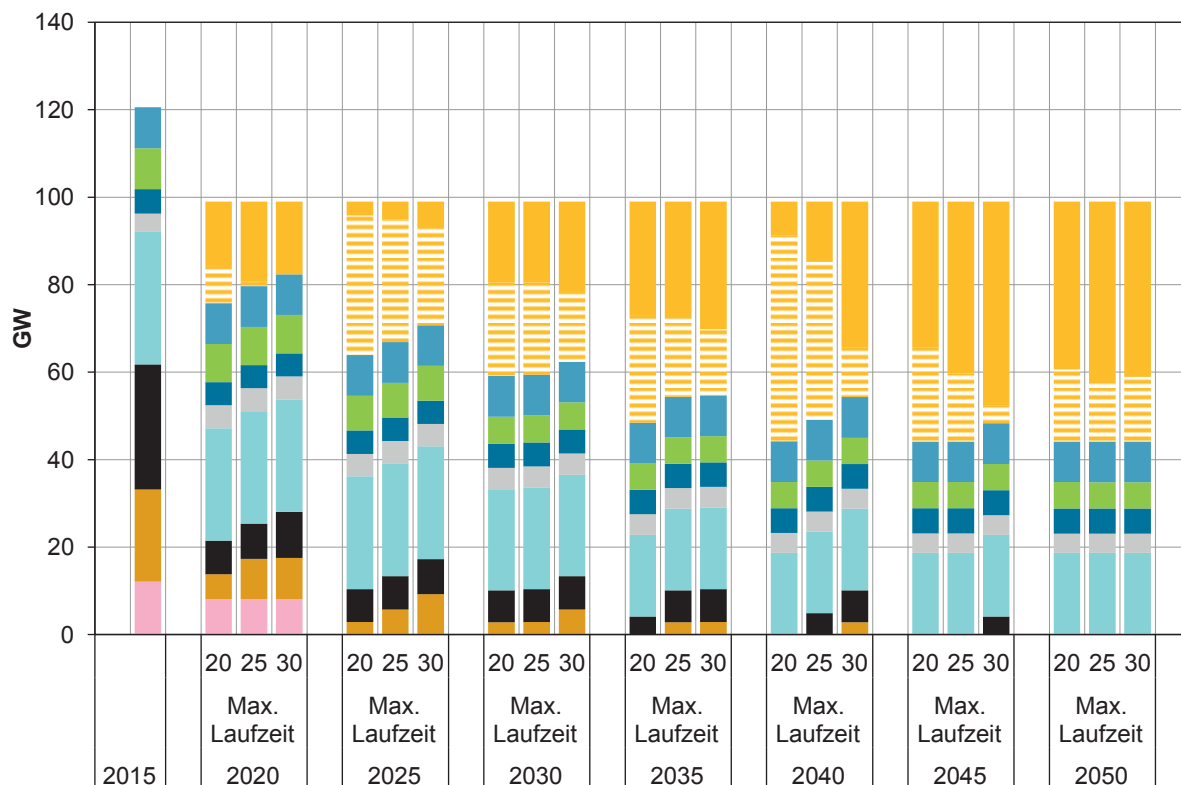


Abbildung 6-5: Gesicherte Leistung in den Laufzeitbegrenzungs-Szenarien mit Ausbau der erneuerbaren Energien nach EEG 2017, 2015–2050
Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos



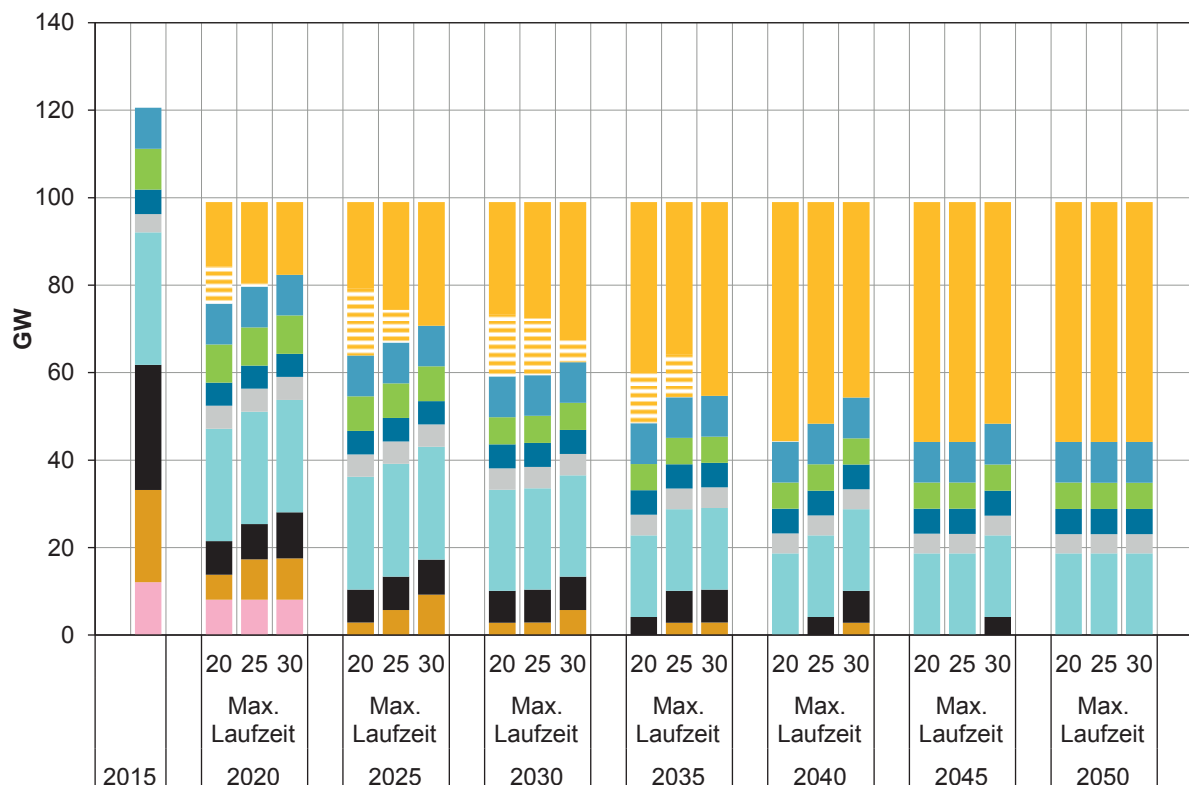
Mit Blick auf die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendigen Kapazitäten ergibt sich die folgende Situation:

» Für den Zeitraum von 2015 bis 2020 liegen die erforderlichen Zusatzkapazitäten für die Variante mit Laufzeitbegrenzung auf 20 Jahre etwa auf dem für das Schnellausstiegs-Szenario ermittelten Niveau (23 GW). Für die beiden anderen Szenariovarianten ergeben sich um 4 GW bzw. fast 7 GW (Laufzeitbegrenzung auf 25 bzw. 30 Jahren) geringere Werte.

» Von 2020 bis 2025 ergibt sich auch für die Laufzeitvariante von 20 Jahren ein um 10 GW niedrigerer Bedarf an Kapazitätsabsicherung als in der Schnellausstiegs-Variante. In den anderen Varianten liegen die entsprechenden Werte um nochmals 3 bzw. 7 GW niedriger.



Abbildung 6-6: Gesicherte Leistung in den Laufzeitbegrenzungs-Szenarien mit ambitioniertem Ausbau der erneuerbaren Energien, 2015–2050
Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos



- » Von 2025 bis 2030 ergibt sich für die Laufzeitvarianten von 20 und 25 Jahren ein um ca. 10 GW niedrigerer Kapazitätsabsicherungsbedarf als im Schnellausstiegs-Szenario und für die Variante mit einer Laufzeitbegrenzung auf 30 Jahre nochmals ein um etwa 3 GW niedrigerer Wert.
- » Von 2030 bis 2035 liegt der zusätzliche Kapazitätsabsicherungsbedarf für die Laufzeitbegrenzungsvariante für 20 Jahre um ca. 4 GW unter dem des Schnellausstiegs-Szenarios und in den beiden anderen Varianten nochmals um etwa 6 GW unter diesem Wert.
- » Von 2035 bis 2040 verringert sich der Unterschied bei der notwendigen Kapazitätsabsicherung zwischen dem Schnellausstiegs-Szenario und der Variante mit einer Laufzeitbegrenzung von 20 Jahren auf Werte von nahe null, für die beiden anderen Varianten ergeben sich um etwa 5 bzw. 10 GW niedrigere Werte (Laufzeitbegrenzungen auf 25 bzw. 30 Jahre).
- » Von 2040 bis 2045 gleichen sich die Absicherungsnotwendigkeiten zwischen den beiden Laufzeitbegrenzungsvarianten für 20 und 25 Jahre und dem Schnellausstiegs-Szenario an, hier ergeben sich nur noch für die Laufzeitbegrenzungsvariante für 30 Jahre um etwa 4 GW niedrigere Werte.
- » Von 2045 bis 2050 gleicht sich der zusätzliche Absicherungsbedarf über Reserven, Beiträge des Auslands, Nachfrageflexibilität, das (europäische) Windkraft-Portfolio bzw. Stromspeicher für alle Szenariovarianten auf das Niveau von etwa 55 GW an.

Aus der Modellierung der Szenariovarianten für unterschiedliche Laufzeitbegrenzungen ergeben sich für den Zeithorizont 2020 um bis zu 7 GW, für 2025 bis zu 17 GW, für 2030 um bis zu 13 GW, für 2035 und 2040 bis zu 10 GW sowie für 2045 um bis zu 4 GW niedrigere Werte für die zusätzliche Kapazitätsabsicherung des deutschen Stromsystems als im Schnellausstiegs-Szenario. Gerade mit Blick auf das Jahr 2020 bleibt aber der zusätzliche Absicherungsbedarf von mindestens 17 GW durchaus anspruchsvoll, wenn auch mit Blick auf Zwischenüberführungen von Erdgas- und Steinkohlekraftwerken in Reserven, die möglichen Beiträge des Auslands und des (europäischen) Windkraftportfolios sowie die (begrenzte) Errichtung von Gasturbinen- oder ähnlichen Kraftwerken keineswegs illusorisch.

- » Die Veränderungen im fossilen wie auch im regenerativen Teil des Kraftwerksparks schlagen sich auch in erheblichen Veränderungen des Stromaufkommens in Deutschland nieder (Abbildung 6-7 und Abbildung 6-8):

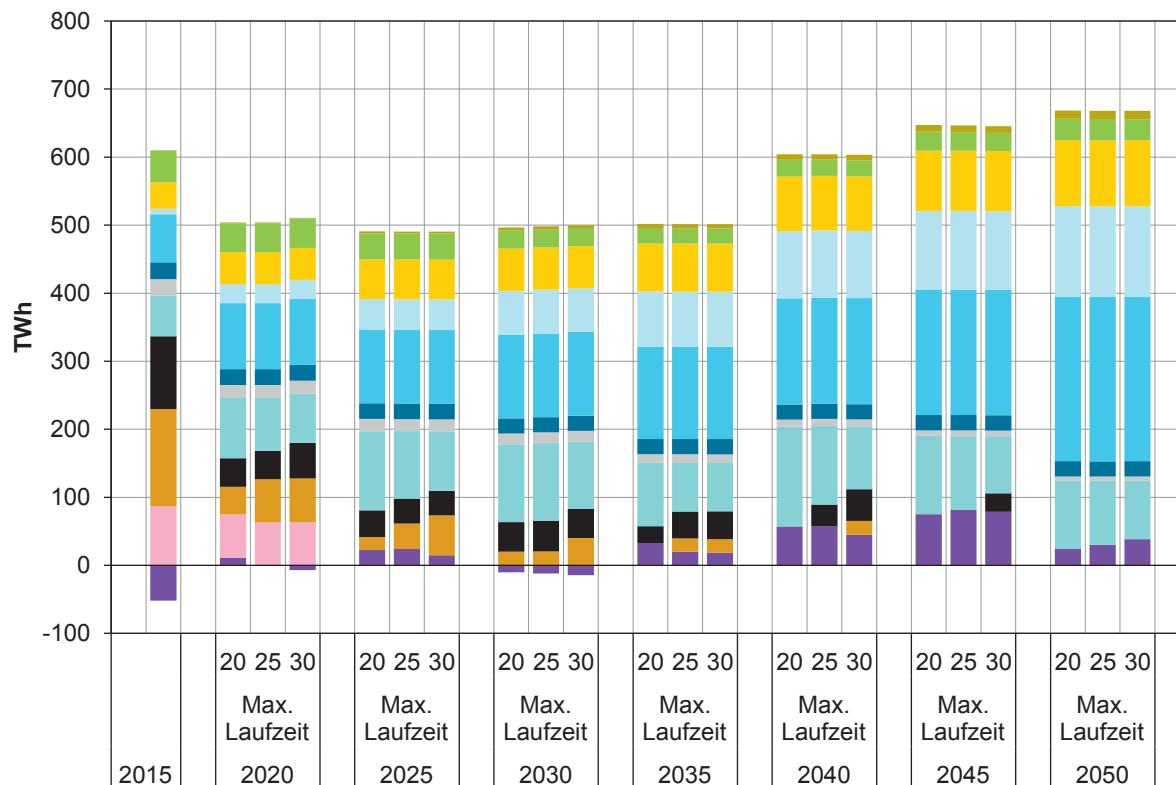
- » Die Erzeugung der Braunkohlekraftwerke sinkt von 143 TWh im Jahr 2015 auf Werte von 41 bis 65 TWh im Jahr 2020, dies entspricht Erzeugungsanteilen in der Bandbreite von 8 bis 13 %. Für den Zeit-horizont 2025 ergibt sich eine Bandbreite von 19 bis 59 TWh bzw. Erzeugungsanteilen von 4 bis 12 %, wenn der Ausbaupfad für die erneuerbare Stromerzeugung nach EEG 2017 unterstellt wird. Im Jahr 2030 ergibt sich eine Bandbreite von 20 bis 40 TWh bzw. Stromerzeugungsanteile von 4 bis 8 %. 2035 wird Braunkohlestrom auf einem Niveau von etwa 20 TWh (4 % der Gesamterzeugung) nur noch in den Varianten mit Laufzeitbegrenzungen auf 25 bzw. 30 Jahre erzeugt. Im Jahr 2040 verbleibt nur in der Variante mit auf 30 Jahre begrenz-ten Laufzeiten noch ein kleiner Teil Braunkohleverstromung (20 TWh bzw. knapp 4 % der Gesamterzeugung), danach reduziert sich der Anteil der Braunkohleverstromung am gesamten Stromaufkommen auf null. Die Variation des Ausbaupfades für die regenerative Strom-erzeugung hat auf die jeweiligen Niveaus der Braunkohleverstromung nur geringfügige Auswirkungen.

- » Die Steinkohleverstromung geht von 107 TWh im Jahr 2015 bis 2020 auf Werte zwischen 42 und 52 TWh zurück, d. h. von einem Erzeu-gungsanteil von 17,5 % auf 8,5 bis 10 %. Für 2025 ergeben sich ein relativ enges Band von 36 bis 39 TWh bzw. Erzeugungsanteile von etwa 8 %. Diese Situation setzt sich auch für 2030 fort (Erzeugung von 43 bis 45 TWh bzw. Anteile von etwa 9 %), erst für 2035 ergeben sich mit einer Bandbreite von 25 bis 41 TWh bzw. 5 bis 8,5 % wieder signifikante Unterschiede für die unterschiedlichen Laufzeitvarianten. 2040 tragen Steinkohlekraftwerke nur noch in den Laufzeitvarianten für 25 und 30 Jahre zur Stromerzeugung bei, die Niveaus bleiben aber mit 32 bis 46 TWh bzw. mit Erzeugungsanteilen von 6 bis 8 % gering. Im Jahr 2045 verbleibt nur für die Laufzeitvariante mit 30 Jahren ein Rest Steinkohleverstromung (27 TWh bzw. 5 %), bevor die deutsche Steinkohleverstromung dann bis 2050 komplett eingestellt wird. Im Gegensatz zur Braunkohleverstromung hat ein verstärkter Ausbau der erneuerbaren Energien auf das Niveau der Steinkohleverstromung einen erheblichen Einfluss, insbesondere im Zeitraum 2030 bis 2045 ergeben sich hier um bis zu 14 TWh niedrigere Erzeugungsniveaus bzw. um bis zu 3 Prozentpunkte geringere Erzeugungsanteile.

Abbildung 6-7:

Stromaufkommen in den Laufzeitbegrenzungs-Szenarien mit Ausbau der Erneuerbaren nach EEG 2017, 2015–2050

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos



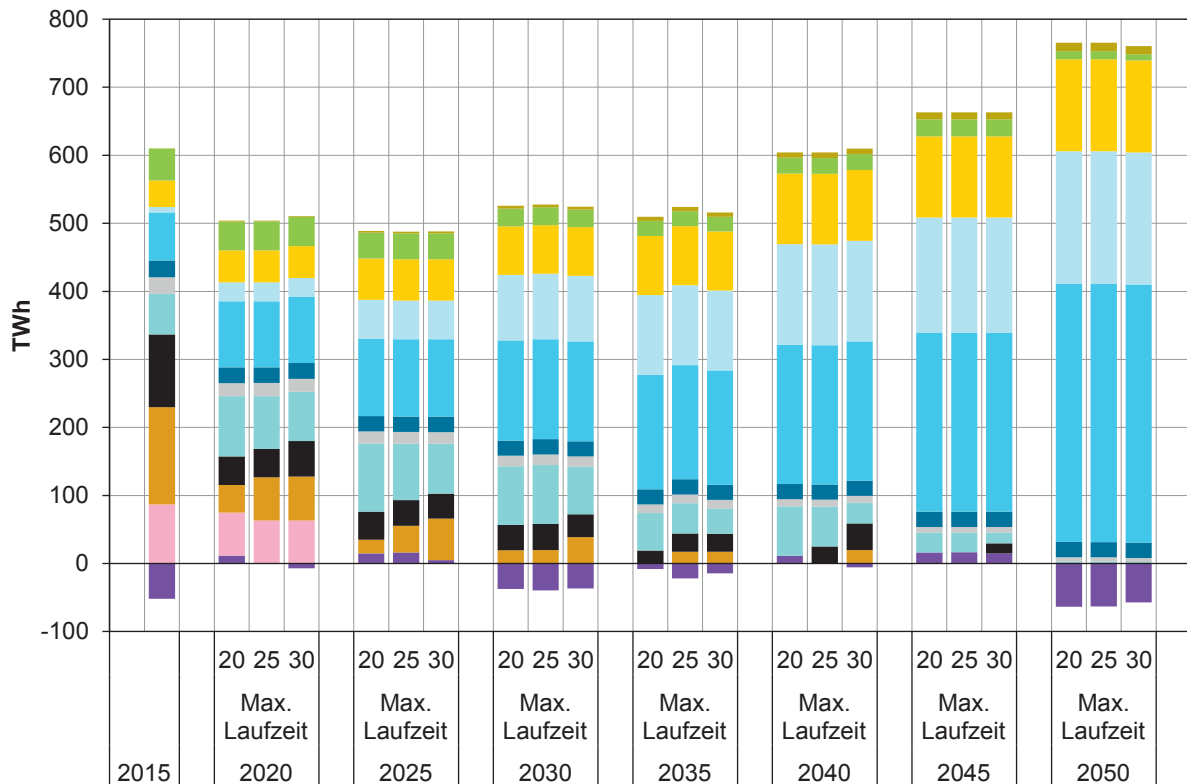
- Andere Erneuerbare
- Biomasse
- Fotovoltaik
- Offshore-Wind
- Onshore-Wind
- Wasserkraft
- Andere Fossile
- Erdgas
- Steinkohle
- Braunkohle
- Kernenergie
- Nettostromimporte

» Die Stromerzeugung aus Erdgas steigt von knapp 60 TWh im Jahr 2015 auf bis zu 116 TWh im Jahr 2030 an und repräsentiert damit Anteile von bis zu 23 %. Bei einer Laufzeitbegrenzung auf 20 Jahre wird 2040 ein noch höheres Niveau von 146 TWh (Erzeugungsanteil 27 %) erreicht, in den anderen Varianten ergibt sich dies nicht. Der stärkere Ausbau erneuerbarer Energien hat im Zeitverlauf einen massiven Einfluss auf die Erdgasverstromung, hier ergeben sich um bis zu 90 TWh (16 Prozentpunkte) niedrigere Erzeugungsanteile.

» Die Nettostromproduktion in Kraftwerken auf Basis erneuerbarer Energien steigt vorgabegemäß von 187 TWh (d. h. einem Anteil von 31 %) im Jahr 2015 bis 2025 – je nach Ausbaupfad – auf Werte von 275 bis 295 TWh bzw. Erzeugungsanteile von 58 bis 62 % an. In den darauf folgenden Dekaden ergibt sich bis zum Jahr 2050 eine Bandbreite von knapp 540 TWh bzw. 85 % (fortgeschriebener Ausbau nach EEG 2017) bis etwa 755 TWh bzw. Erzeugungsanteile von 99 % (ambitionierte Ausbauvariante).

Abbildung 6-8: Stromaufkommen in den Laufzeitbegrenzungs-Szenarien mit ambitioniertem Ausbau der Erneuerbaren, 2015–2050

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos



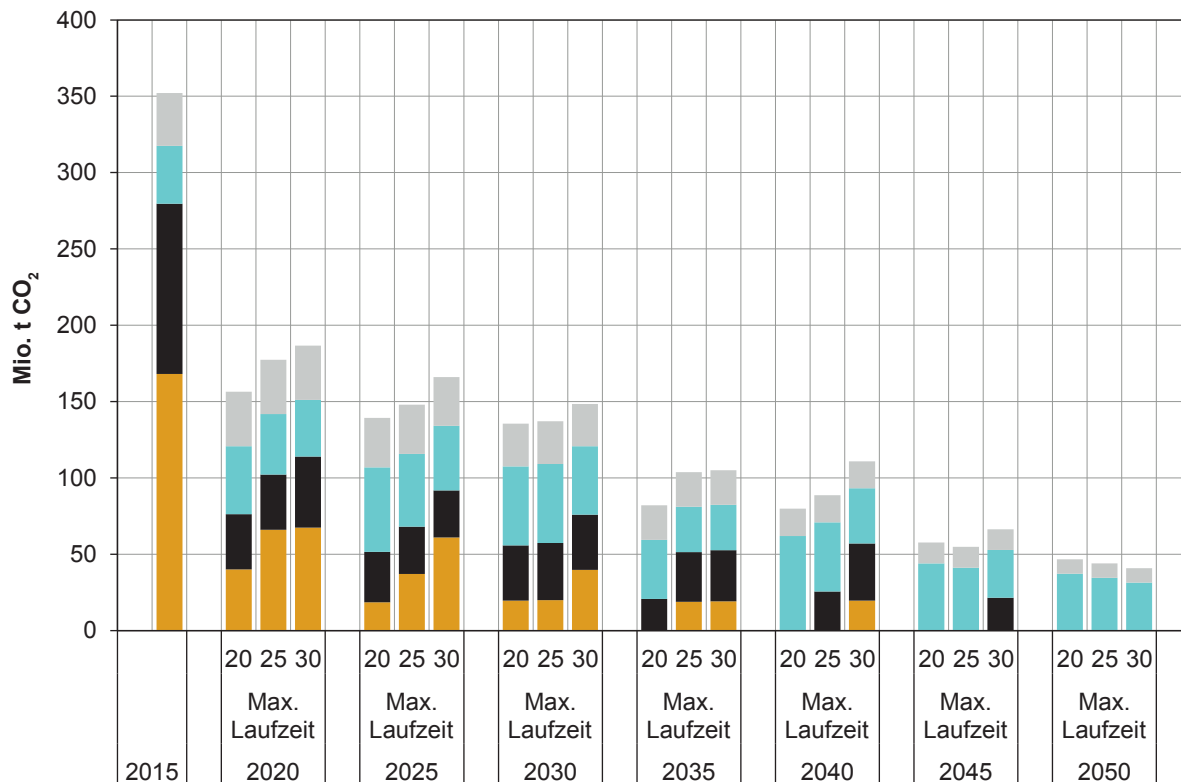
- Andere Erneuerbare
- Biomasse
- Fotovoltaik
- Offshore-Wind
- Onshore-Wind
- Wasserkraft
- Andere Fossile
- Erdgas
- Steinkohle
- Braunkohle
- Kernenergie
- Nettostromimporte

» Der Erzeugungsbeitrag der zur Leistungsabsicherung abgerufenen Reserven liegt für die Szenarien mit Höchstlaufzeiten von 20 und 25 Jahren und einem Ausbau der regenerativen Stromerzeugung nach EEG 2017 bei maximal 11 TWh bzw. 260 Volllaststunden. In der entsprechenden Variante mit einer Laufzeitbegrenzung auf 30 Jahre erzeugen die angerufenen Reserven maximal 3 TWh bzw. werden mit etwa 190 Volllaststunden ausgelastet. In den Szenarien mit ambitioniertem Ausbau der erneuerbaren Energien erzeugen die angerufenen Reserven maximal etwas über 1 TWh bzw. werden mit maximal 100 Volllaststunden ausgelastet.

» Die Entwicklung der Saldi für den Strom-Außenhandel hängt einerseits von der Fristigkeit des Auslaufens der Kohleverstromung, andererseits und deutlich stärker vom Ambitionsniveau des Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung ab. Vor allem die Szenariovarianten mit Laufzeitbegrenzungen auf 20 und 25 Jahre führen für den Zeithorizont 2025 zu leichten Nettoimportsalden in der Größenordnung von 15 bis 24 TWh, die sich dann aber bis 2030 überwiegend wieder abbauen.

Abbildung 6-9: CO₂-Emissionen in den Laufzeitbegrenzungs-Szenarien mit Ausbau der Erneuerbaren nach EEG 2017, 2015–2050

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos



■ Andere fossile Kraftwerke
 ■ Erdgas
 ■ Steinkohle
 ■ Braunkohle

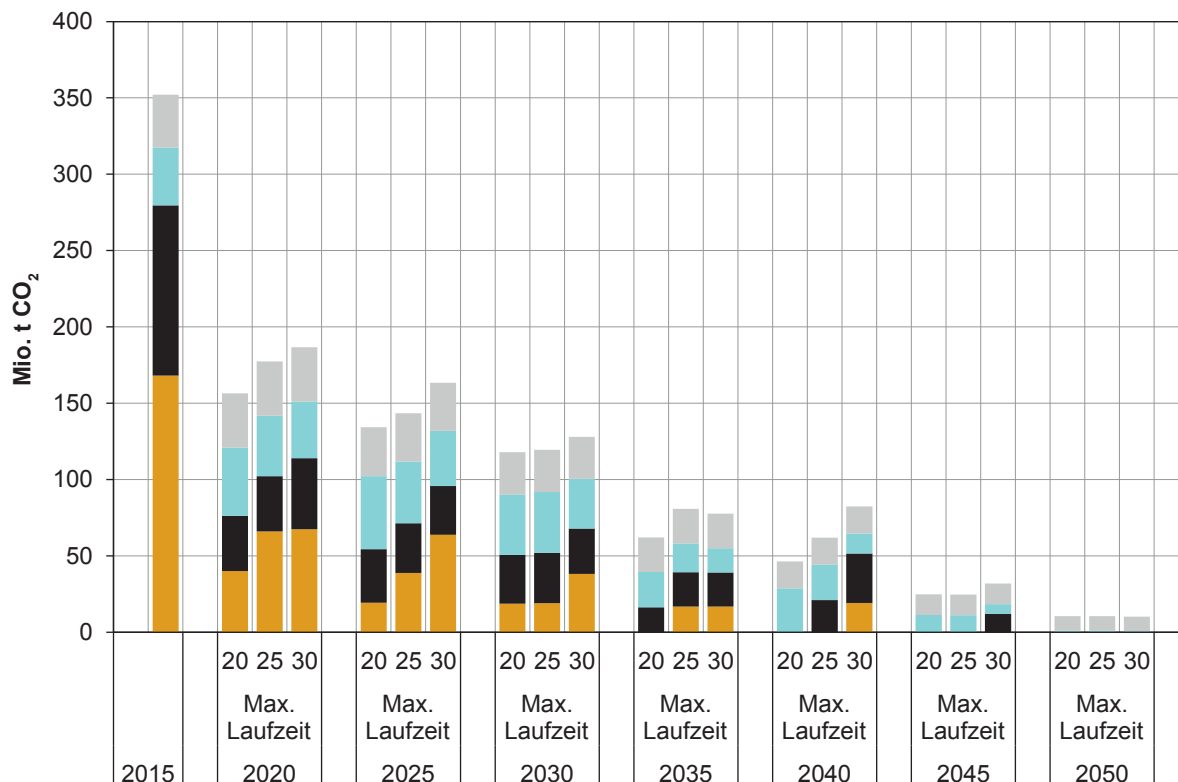
Der über einen längeren Zeitraum mehr oder weniger ambitionierte Ausbau der regenerativen Stromerzeugung führt dann ab 2030 entweder zu einer längerfristigen Verfestigung der Stromimportsituation oder einem relativ ausgeglichenen Außenhandelsaldo bzw. sehr langfristig zu erheblichen Exportüberschüssen (bzw. der Nutzung dieser Strommengen im Kontext einer verstärkten Sektorkopplung).

Analog zur Entwicklung der Stromerzeugung bzw. der grenzüberschreitenden Stromflüsse ergeben sich die in Abbildung 6-9 und Abbildung 6-10 gezeigten Verläufe der CO₂-Emissionen für den inländischen Bilanzraum. Hierbei sind vor allem drei unterschiedliche Muster erkennbar:

- » Die Emissionsminderungen bis 2020 bzw. 2025 fallen mit Werten in der Bandbreite von 166 bis 218 Mio. t CO₂ (47 bis 60 % gegenüber 2015) in allen hier betrachteten Szenariovarianten besonders stark aus. Dies ist im Wesentlichen ein Effekt des großen Bestands stark überalterter Kohlekraftwerke, der schon sehr kurzfristig von den Laufzeitbegrenzungen erfasst wird.

Abbildung 6-10: CO₂-Emissionen in den Laufzeitbegrenzungs-Szenarien mit ambitioniertem Ausbau der Erneuerbaren, 2015–2050

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos



- Andere fossile Kraftwerke
- Erdgas
- Steinkohle
- Braunkohle

- » Die Auswirkungen der unterschiedlich parametrisierten Laufzeitbegrenzungen sind weniger stark, bleiben jedoch mit bis zu 30 Mio. t CO₂ jährlich signifikant.
- » Vor allem in der längeren Frist relevant sind die sich aus den unterschiedlichen Ausbaupfaden für die erneuerbaren Energien ergebenden Emissionsdifferenzen. Angesichts der Trägheiten beim Aufbau des entsprechenden Kapitalstocks führt das Szenario mit dem ambitionierten Ausbau der regenerativen Stromerzeugung im Vergleich zur am EEG 2017 orientierten Variante erst im Jahr 2030 zu signifikanten Differenzen der CO₂-Emissionsniveaus (17 bis 27 Mio. t CO₂ jährlich), die sich dann aber im Zeitverlauf deutlich vergrößern und im Jahr 2050 die Dimension von 31 bis 36 Mio. t CO₂ jährlich erreichen.

Durch die Nettostromimporte für die Laufzeitbegrenzungsvariante mit 20 Jahren entstehen 2020 im Ausland zusätzliche Emissionen von etwa 4 Mio. t CO₂. Für das Jahr 2025 ergeben sich für die meisten Laufzeitbegrenzungsvarianten CO₂-Emissionssteigerungen außerhalb

des deutschen Bilanzraums von 9 bis 11 Mio. t CO₂, für die Kombination einer Laufzeitbegrenzung auf 30 Jahre mit dem ambitionierten Ausbau der regenerativen Stromerzeugung liegt die außerhalb Deutschlands bewirkte Erhöhung der CO₂-Emissionen nur bei etwa 2 Mio. t.

In der längeren Frist (ab 2035) sind den Nettostromimporten, die in den Varianten mit einem Ausbau der regenerativen Stromerzeugung nach EEG 2017 entstehen, zusätzliche CO₂-Emissionen im Ausland von 10 bis 13 Mio. t CO₂ (2035) bzw. 19 bis 24 Mio. t CO₂ (2040) zuzurechnen. In den Varianten mit ambitioniertem Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland entstehen im Ausland für den Zeithorizont 2035 und 2040 keine zusätzlichen CO₂-Emissionen bzw. sogar (leichte) Entlastungseffekte. In der Gesamtschau ergeben sich also aus einer Erweiterung des Bilanzraums auf die (elektrischen) Nachbarstaaten Deutschlands keine wesentlichen Veränderungen bei der Einordnung der erreichbaren Emissionsminderungseffekte für die verschiedenen Kohle-Auslaufpfade bzw. wird noch einmal die große Bedeutung eines ambitionierten Ausbaus der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien deutlich.

Die kumulierten CO₂-Emissionen im Zeitraum 2015 bis 2050 betragen für die Begrenzung der Laufzeiten von Kohlekraftwerken auf 20 Jahre ca. 4,6 Mrd. t, bei 25 Jahren 4,9 Mrd. t und bei 30 Jahren 5,25 Mrd. Der (rasche) Übergang zu einem ambitionierten Ausbau-Szenario für die erneuerbaren Energien verringert diese Werte um jeweils etwa 600 Mio. t CO₂.

6.4 Zwischenfazit

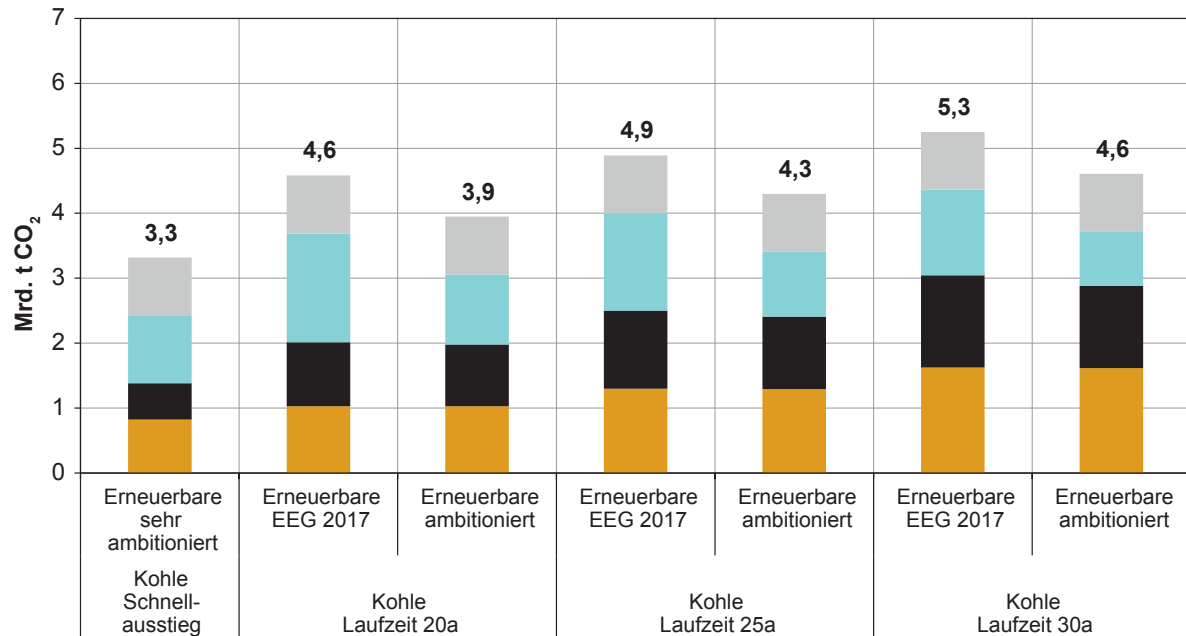
Die Analysen zum Lösungsraum für den Auslaufpfad der Kohleverstromung in Deutschland verdeutlichen die entscheidungsrelevanten Spannungsfelder für einen Sektor, der durch einen hohen Anteil von Anlagen, die vor 1990 in Betrieb gegangen sind und deren Betrieb mit jeweils sehr hohen Emissionsniveaus verbunden ist, geprägt ist.

Diese Spannungsfelder betreffen zunächst die Einhaltung des Emissionsbudgets für den Zeitraum 2015 bis 2050 (Abbildung 6-11):

- » Die Einhaltung bestimmter Emissionsbudgets (die Ergebnis einer Fair-Share-Betrachtung sind) ist nur möglich, wenn relativ schnell signifikante Emissionsminderungen umgesetzt werden können. Selbst wenn nur die technischen Grenzen (mit sehr ehrgeizigen Annahmen) berücksichtigt werden, verbleibt eine Inanspruchnahme des CO₂-Emissionsbudgets von mindestens 3,3 Mrd. t.

Abbildung 6-11: Kumulierte CO₂-Emissionen im Schnellausstiegs- und in den Laufzeitbegrenzungs-Szenarien, 2015–2050

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos



■ Andere Fossile
 ■ Erdgas
 ■ Steinkohle
 ■ Braunkohle

- » Ebenfalls signifikant (mit einem Lösungsbeitrag von etwa 0,6 Mrd. t kumulierter CO₂-Emissionen) ist die schnellere Begrenzung der Kohleverstromung in der mittleren Frist (z. B. durch die generelle Begrenzung der Laufzeiten von 30 auf 20 Betriebsjahre).
- » Wenn nicht mittel- und langfristig ausreichend regenerative Erzeugungskapazitäten geschaffen werden können, entsteht ein längerfristiger Emissionssockel aus der erdgasbasierten Stromerzeugung (in einer Größenordnung von ebenfalls etwa 0,6 Mrd. t kumulierter CO₂-Emissionen).

Die Übersicht der Modellierungsergebnisse zu den kumulierten CO₂-Emissionen verdeutlicht letztlich,

- » dass nur das Schnellausstiegs-Szenario in Kombination mit einem sehr ambitionierten Ausbau der regenerativen Stromerzeugung
- » oder deutliche Laufzeitbeschränkungen von Kohlekraftwerken in Kombination mit einem ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Energien

zu kumulierten Emissionen auf einem Niveau führt, das noch (halbwegs) passfähig zum Emissionsbudget für den deutschen Stromsektor in Höhe von 4,0 bis 4,2 Mrd. t CO₂ für den Zeitraum 2015 bis 2050 ist.

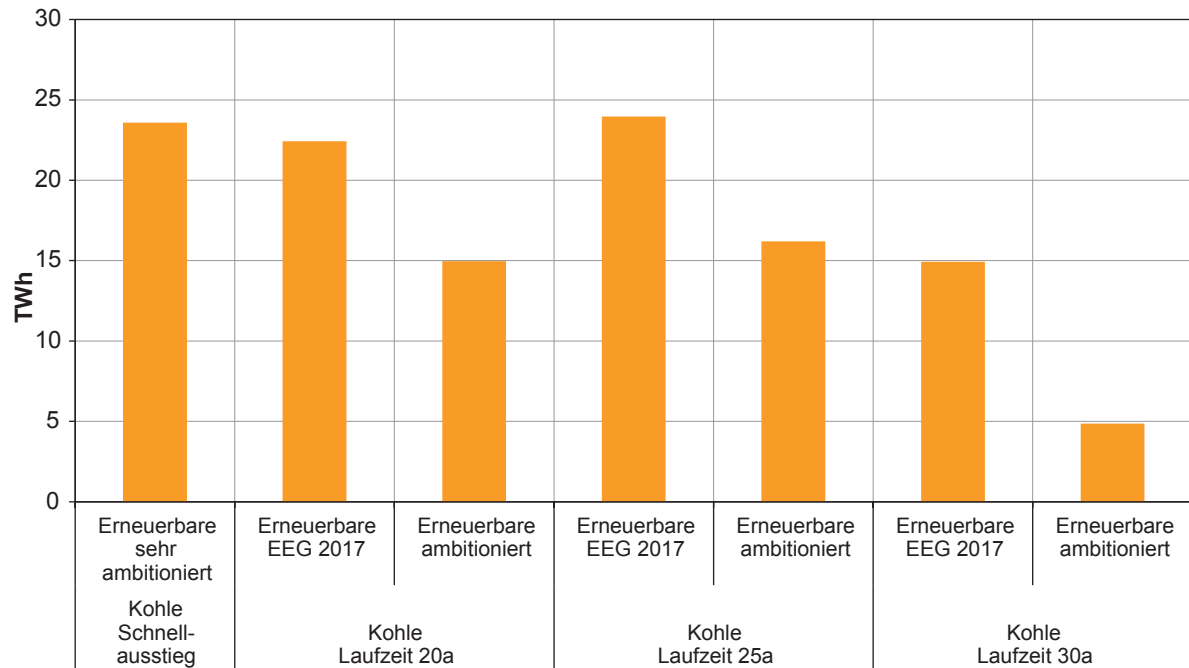
Damit wird auch deutlich, dass eine rein auf Außerbetriebnahme von Kraftwerkskapazitäten ausgerichtete Strategie für das Auslaufen der deutschen Kohleverstromung emissionsseitig nur dann konform zum Emissionsbudget ausgestaltet werden kann, wenn bereits kurzfristig sehr starke Laufzeitbegrenzungen umgesetzt werden und langfristig der Ausbau erneuerbarer Energien massiv beschleunigt wird. Die beschriebenen Implikationen und (ambitionierten) Voraussetzungen solcher Strategien lassen es jedoch als ratsam erscheinen, eine Ausweitung der Mechanismen für das klimagerechte Auslaufen der Kohleverstromung in Deutschland in Erwägung zu ziehen und nicht ausschließlich Mechanismen des Kapazitätsmanagements in Erwägung zu ziehen.

Zu beachten sind aber auch die Herausforderungen, die sich aus energie-wirtschaftlichen Implikationen bzw. aus den Systemeffekten des integrierten europäischen Stromverbundes ergeben, auch und besonders bezüglich der CO₂-Emissionen im Ausland.

- » Die kurzfristige Außerbetriebnahme sehr großer Kohlekraftwerkskapazitäten kann zu erheblichen Herausforderungen im Bereich der überregionalen Versorgungssicherheit führen. In sehr kurzer Zeit müssten hier alternative Optionen zur Deckung aller denkbaren Last- und Erzeugungskonstellationen erschlossen werden, die im In- und Ausland die gesamte Erzeugungs- und Nachfrageseite berücksichtigen. Dies ist zwar idealtypisch vorstellbar, dürfte aber in der praktischen Umsetzung vor allem mit Blick auf die zeitliche Dimension des regulativen Rahmens und der erforderlichen Anpassungsgeschwindigkeit seitens der Marktakteure nicht ohne Risiken sein.
- » Die sich aus dem Zeitbedarf für den Aufbau regenerativer Stromerzeugungskapazitäten (Projektvorlaufzeiten, Schaffung der notwendigen Infrastruktur etc.) ergebenden Trägheiten beim Ersatz der ausfallenden Kohlestromerzeugung durch erneuerbare Energien und die technischen bzw. wirtschaftlichen Grenzen für die erhebliche Ausweitung der Erdgasverstromung können zumindest kurzfristig zu einer deutlichen Ausweitung der Netto-Stromimporte führen. Diese würden wiederum zusätzliche CO₂-Emissionen im Ausland nach sich ziehen können (Abbildung 6-12), die für das Jahr 2025 in der Bandbreite von 2 bis 12 Mio. t CO₂ liegen, aber in dieser Größenordnung für die Einordnung der gesamten Emissionsminderungseffekte nur von nachrangiger Bedeutung bleiben.

Abbildung 6-12: Netto-Stromimporte im Schnellausstiegs- und in den Laufzeitbegrenzungs-Szenarien, 2025

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos



■ Netto-Stromimporte 2025

Die Strategie für einen budgetgerechten und auch aus der grenzüberschreitenden Perspektive klimapolitisch integren sowie mit Blick auf die Versorgungssicherheit robusten Auslaufpfad für die Kohlverstromung in Deutschland wird also einerseits auf Modelle abstellen müssen, die komplexer sind als die hier beschriebenen Idealtypen. Andererseits haben die Analysen gezeigt, dass die rechtzeitige Initiierung eines ambitionierten Ausbaus regenerativer Stromerzeugungskapazitäten ebenfalls eine maßgebliche Erfolgsbedingung für die Einhaltung des CO₂-Emissionsbudgets bildet.

7

Ein Kohle-Auslaufpfad für Deutschland

7.1 Ausgestaltung und Effekte auf das Stromsystem

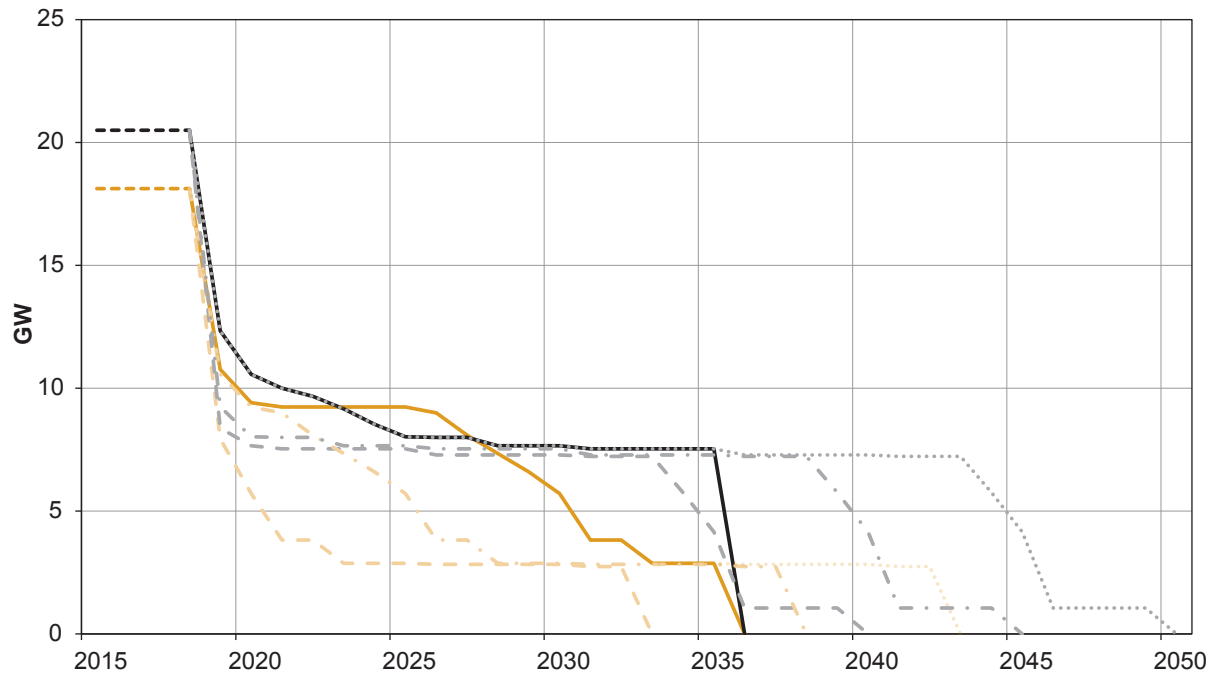
Vor dem Hintergrund der im Kapitel 6 beschriebenen Analysen zum Lösungsraum für CO₂-budgetorientierte Strategien wurde das folgende Modell spezifiziert:

- » Die Kohleverstromung soll bis zum Ende des Jahres 2035 auslaufen, also bevor der Trend des Strombedarfs durch die zunehmende Bedeutung der Sektorkopplung wieder in eine erhebliche Wachstumstrajektorie übergeht. Fast alle in Deutschland betriebenen Kraftwerke können damit über eine Laufzeit von 20 Jahren ohne weitere Einschränkungen betrieben werden. Die einzige Ausnahme bildet hier ggf. der Kraftwerksblock Datteln IV, für den im Fall einer noch erfolgenden Inbetriebnahme eine spezifische Lösung gefunden werden müsste.
- » Alle Kohlekraftwerke dürfen maximal über 30 Jahre betrieben werden, gerechnet vom Zeitpunkt der Aufnahme des kommerziellen Betriebs.
- » Ab dem 21. Betriebsjahr unterliegen alle Kohlekraftwerke einer CO₂-Optimierung, die im Ergebnis dem Wirkungsmechanismus des britischen *Emission Performance Standards* (EPS) entspricht, nach dem die Emissionen eines Kohlekraftwerks auf ein Emissionsbudget beschränkt werden, das sich aus einer spezifischen Emission von 450 g CO₂ bei einer Auslastung von 85 % ergibt (DECC 2014, 2015).
- » Der Ausbau des regenerativen Kraftwerksparks folgt der im Abschnitt 5.3 beschriebenen ambitionierten Variante.

Auf welche Weise der CO₂-Optimierungsmechanismus umgesetzt werden könnte (CO₂-Bepreisung, Ausschreibung von Emissionsminderungen, ordnungsrechtliche Vorgaben etc.), wird im Kapitel 8.2 näher diskutiert. In den nachfolgenden Abschnitten werden zunächst nur die hinsichtlich Emissions-, Erzeugungs- und Kapazitätsentwicklung relevanten Aspekte näher analysiert.

Abbildung 7-1: Nettoleistung der Braun- und Steinkohlekraftwerke im Transformations-Szenario, 2015–2050

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos



- Braunkohlekraftwerke Transformations-Szenario
- - Braunkohlekraftwerke 20 Jahre
- - - Braunkohlekraftwerke 25 Jahre
- Braunkohlekraftwerke 30 Jahre
- Steinkohlekraftwerke Transformations-Szenario
- - Steinkohlekraftwerke 20 Jahre
- - - Steinkohlekraftwerke 25 Jahre
- Steinkohlekraftwerke 30 Jahre
- - - Ohne Sicherheitsbereitschaft bzw. Ohnehin-Stilllegungen

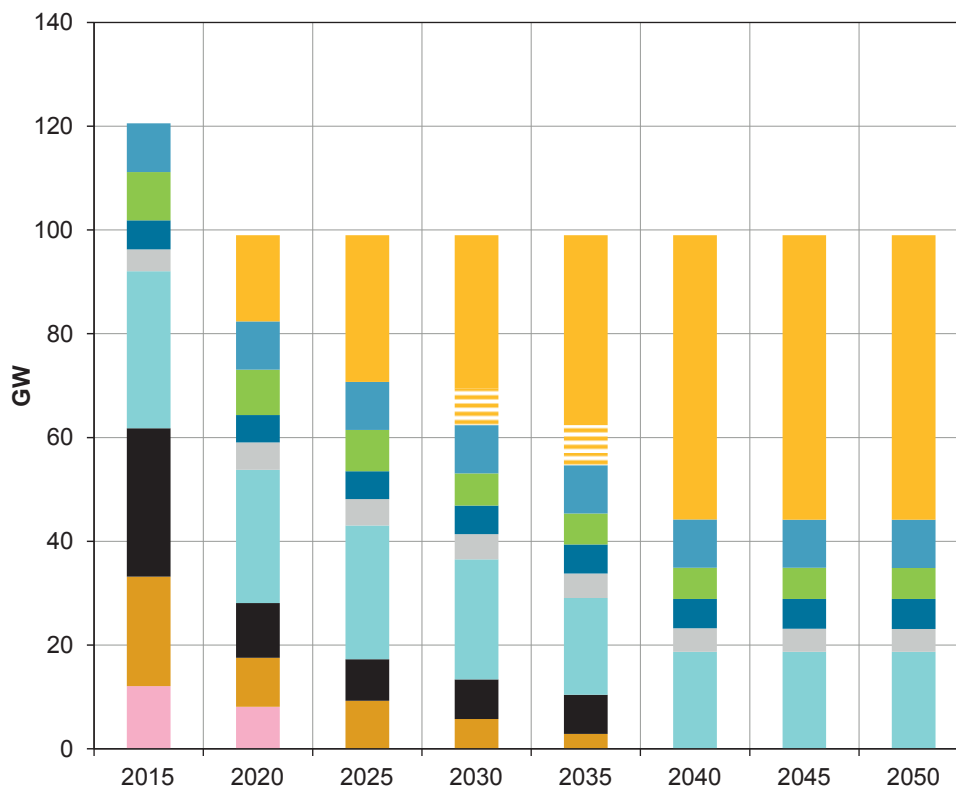
In der Abbildung 7-2 ist die Entwicklung der Stromerzeugungskapazität in Kraftwerken mit gesicherter Leistung zusammengestellt:

- » Im Zeitraum von 2015 bis 2020 werden jenseits der ohnehin aus dem Markt gehenden Kapazitäten die ältesten Braunkohlekraftwerke mit einer Leistung von ca. 9 GW und die ältesten Steinkohlekraftwerke mit einer Leistung von ca. 8 GW stillgelegt. Zur Gewährleistung eines hohen Niveaus von Versorgungssicherheit müssen insgesamt 16,6 GW Leistung vorgehalten werden, wobei hierzu auch die bereits beschlossenen Mechanismen (diverse Reserven, abschaltbare Lasten etc.) beitragen, die entsprechenden Mechanismen bzw. die Beiträge des Auslands müssten angesichts des o. g. Absicherungs-niveaus zweifelsohne verstärkt werden.
- » Von 2020 bis 2025 ergeben sich zusätzliche Stilllegungen nur in geringem Maße und betreffen im Wesentlichen 2,5 GW älterer Steinkohlekraftwerke. Der zusätzliche Kapazitätsabsicherungsbedarf bleibt damit ebenfalls gering.

Abbildung 7-2:

Gesicherte Leistung im Transformations-Szenario, 2015–2050

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos



- Reserven, Ausland, Nachfrage etc.
- ▨ Abgerufene Reserven
- Pumpspeicherkraftwerke
- Biomasse
- Wasserkraft (ohne PSW)
- Andere Fossile
- Erdgas
- Steinkohle
- Braunkohle
- Kernenergie

» Von 2025 bis 2030 werden weitere 3,5 GW Braunkohlekraftwerke stillgelegt, hier bleibt die zusätzliche Außerbetriebnahme von älteren Steinkohlekraftwerken mit etwa 0,4 GW auf vergleichsweise niedrigem Niveau. Entsprechendes gilt für den zusätzlichen Absicherungsbedarf.

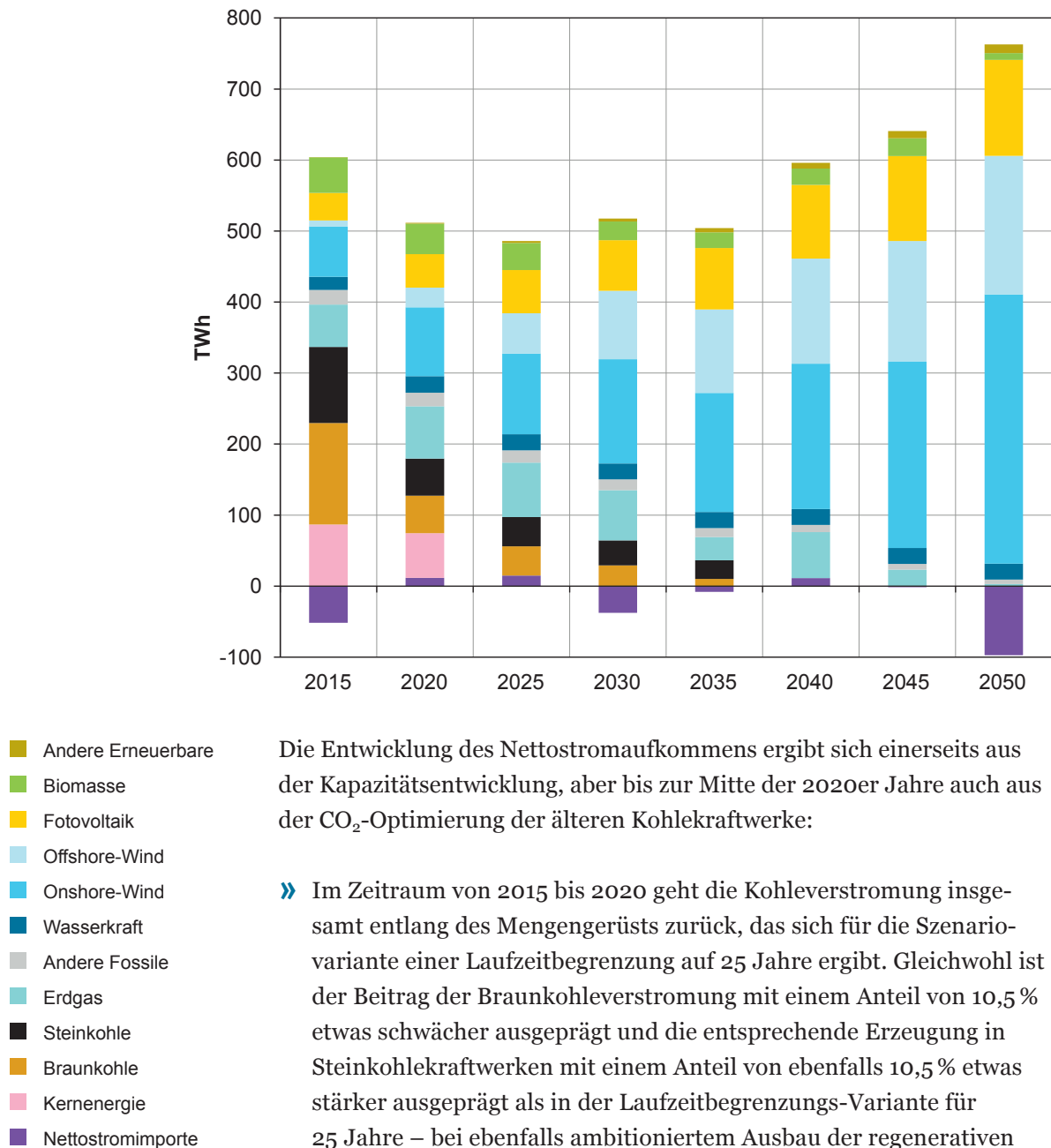
» Von 2030 bis Ende 2035 werden dann alle neueren Braunkohlekraftwerke mit einer Leistung von insgesamt 5,7 GW und die verbliebenen (neueren) Steinkohlekraftwerke mit einer Leistung von etwa 7,7 GW stillgelegt. Spätestens für diesen Zeithorizont kommen für die zusätzliche Leistungsabsicherung von etwa 13,4 GW neben den klassischen Optionen auch noch die diversen Speichertechnologien in Betracht.

Mit Blick auf die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten verläuft diese Variante bis etwa 2030 ähnlich der Variante einer Laufzeitbegrenzung für die Kohlekraftwerke auf 30 Jahre und danach dann in der Dynamik der Szenariovariante mit einer Laufzeitbegrenzung auf 20 Jahre. Die durch die Ballung der Kraftwerkskohorten bedingten Phasen einerseits massiver und andererseits geringfügiger Stilllegungen weisen aber auch auf die Möglichkeit gewisser Flexibilisierungen der in der Modellierung strikt regelbasierten Anlagenstilllegungen hin, ohne dass die Emissionsbudgets damit stärker ausgeschöpft werden müssten.

Abbildung 7-3:

Stromaufkommen im Transformations-Szenario, 2015–2050

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos



Die Entwicklung des Nettostromaufkommens ergibt sich einerseits aus der Kapazitätsentwicklung, aber bis zur Mitte der 2020er Jahre auch aus der CO₂-Optimierung der älteren Kohlekraftwerke:

» Im Zeitraum von 2015 bis 2020 geht die Kohleverstromung insgesamt entlang des Mengengerüsts zurück, das sich für die Szenario-variante einer Laufzeitbegrenzung auf 25 Jahre ergibt. Gleichwohl ist der Beitrag der Braunkohleverstromung mit einem Anteil von 10,5 % etwas schwächer ausgeprägt und die entsprechende Erzeugung in Steinkohlekraftwerken mit einem Anteil von ebenfalls 10,5 % etwas stärker ausgeprägt als in der Laufzeitbegrenzungs-Variante für 25 Jahre – bei ebenfalls ambitioniertem Ausbau der regenerativen Stromerzeugung. Es ergeben sich leicht höhere Stromimporte (ca. 10 TWh) und ein etwas erhöhtes Niveau der inländischen Erdgasverstromung (4 TWh).

» Von 2020 bis 2025 setzt sich dieser Trend fort, die Verstromung von Braun- und Steinkohle repräsentiert hier Anteile von jeweils knapp 9 %, strukturell ähnelt das wiederum der Laufzeitbegrenzungsvariante auf 25 Jahre bei ebenfalls ambitioniertem Ausbau der regenerativen

Stromerzeugung. Durch die im Vergleich zur Laufzeitbegrenzungsvariante auf 25 Jahre etwas erhöhte Kohleverstromung ergibt sich eine um 6 TWh reduzierte Erdgasverstromung, an der Stromaußenhandelsbilanz ergeben sich nur marginale Änderungen, in der Nettobilanz ergibt sich ein leichter Importüberschuss von etwa 15 TWh.

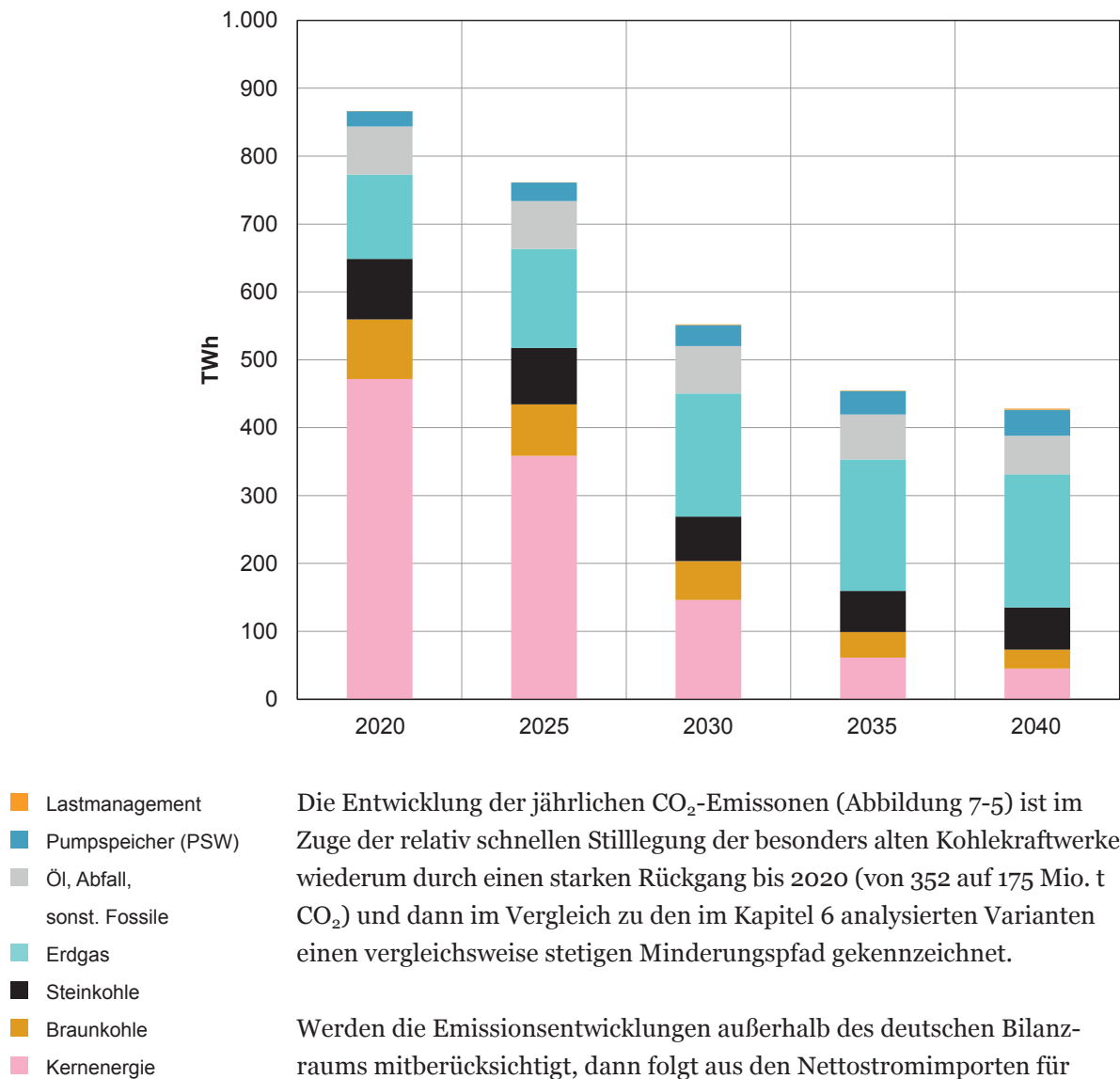
- » Von 2025 bis 2030 ergibt sich, bedingt durch den größeren Anteil neuer Steinkohlekraftwerke, ein etwas stärkerer Rückgang der Braunkohleverstromung, die im Jahr 2030 einen Erzeugungsanteil von deutlich unter 6 % repräsentiert, während die Erzeugung in Steinkohlekraftwerken leicht unter 7 % bleibt. Auch hier fällt das Niveau der Erdgasverstromung um etwa 15 TWh niedriger aus als in der Laufzeitbeschränkungsvariante auf 25 Jahre, während die Außenhandelsbilanz bei hohen Exportüberschüssen (fast 40 TWh) verbleibt.
- » Bis Ende 2035 wird die Kohleverstromung insgesamt beendet, wobei in diesem Jahrfünft der Anteil der Steinkohleverstromung größer bleibt als der der Erzeugung in Braunkohlekraftwerken, wiederum bedingt durch die vergleichsweise neueren Kraftwerke der jüngeren Steinkohleflotte. Durch die Außerbetriebnahme der jüngeren Kohlekraftwerkskohorten steigt die Erdgasverstromung um etwa 30 TWh an, in der Außenhandelsbilanz ergeben sich deutlich geringere Veränderungen (Nettoimporte von ca. 10 TWh).
- » Die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendigen Reserven werden unter den Modellannahmen für Lastprofile sowie die Wind- und Solarstromeinspeisung über den gesamten Szenarienzeitraum nur äußerst selten abgerufen (maximal 10 Volllaststunden mit einem Erzeugungsbeitrag von unter 0,1 TWh).

Neben der Stromerzeugung in Deutschland ist für die Einordnung des Transformations-Szenarios auch die Entwicklung der konventionellen Stromerzeugung in den elektrischen Nachbarländern relevant. Abbildung 7-4 zeigt die entsprechenden Trends in der Übersicht, die Ergebnisse für die einzelnen Länder sind im Anhang zusammengestellt.

Abbildung 7-4:

Entwicklung der konventionellen Stromerzeugung in den elektrischen Nachbarstaaten Deutschlands im Transformations-Szenario

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos

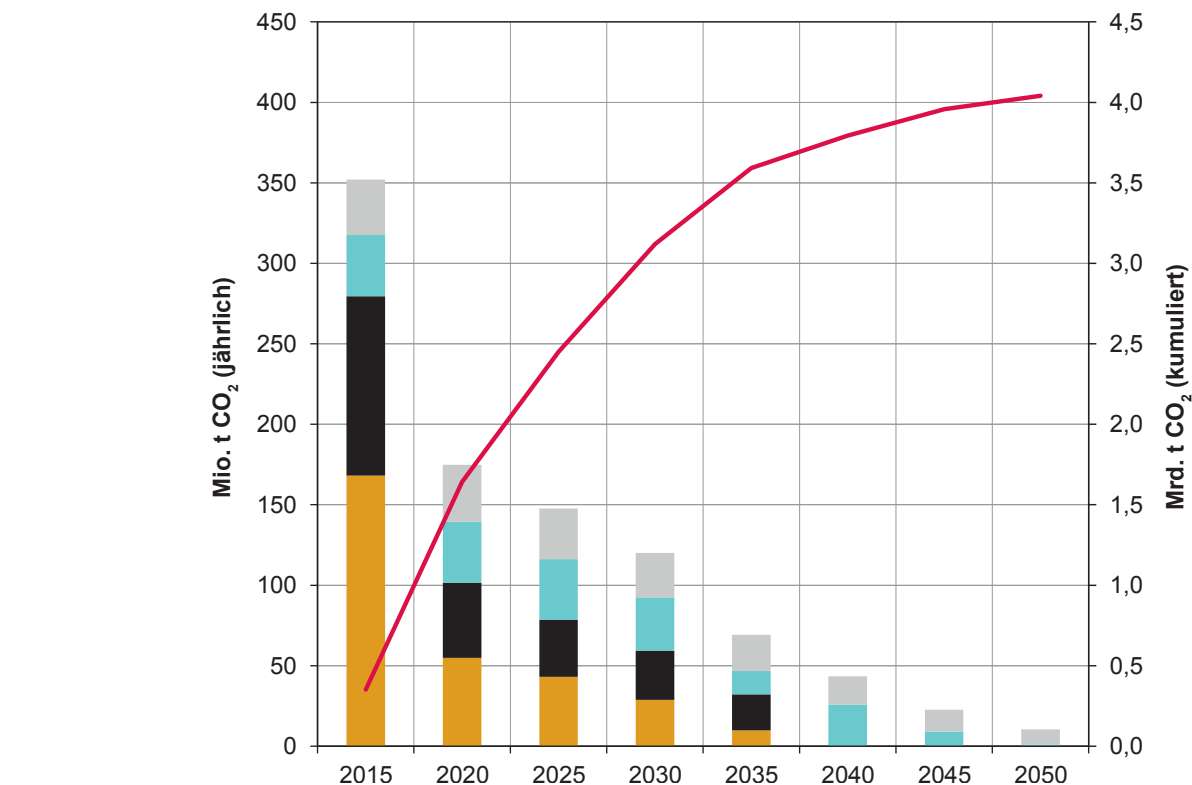


Die Entwicklung der jährlichen CO₂-Emissionen (Abbildung 7-5) ist im Zuge der relativ schnellen Stilllegung der besonders alten Kohlekraftwerke wiederum durch einen starken Rückgang bis 2020 (von 352 auf 175 Mio. t CO₂) und dann im Vergleich zu den im Kapitel 6 analysierten Varianten einen vergleichsweise stetigen Minderungspfad gekennzeichnet.

Werden die Emissionsentwicklungen außerhalb des deutschen Bilanzraums mitberücksichtigt, dann folgt aus den Nettostromimporten für das Jahr 2020 eine zusätzliche CO₂-Emission von etwa 2 Mio. t CO₂ im Ausland. Für das Jahr 2025 steigt dieser Wert auf etwa 9 Mio. t CO₂ an, bleibt aber auch in dieser Größenordnung für die Gesamteinordnung der im Transformations-Szenario entstehenden Emissionsentlastungen von untergeordneter Bedeutung. Ab 2030 entstehen im Ausland keine emissionserhöhenden Effekte durch Nettostromimporte nach Deutschland mehr bzw. werden die Bilanzräume der (elektrischen) Nachbarstaaten durch die dann wieder entstehenden Nettoexporte von Strom aus Deutschland hinsichtlich der CO₂-Emissionen (leicht) entlastet.

Abbildung 7-5: CO₂-Emissionen im Transformations-Szenario, 2015–2050

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos



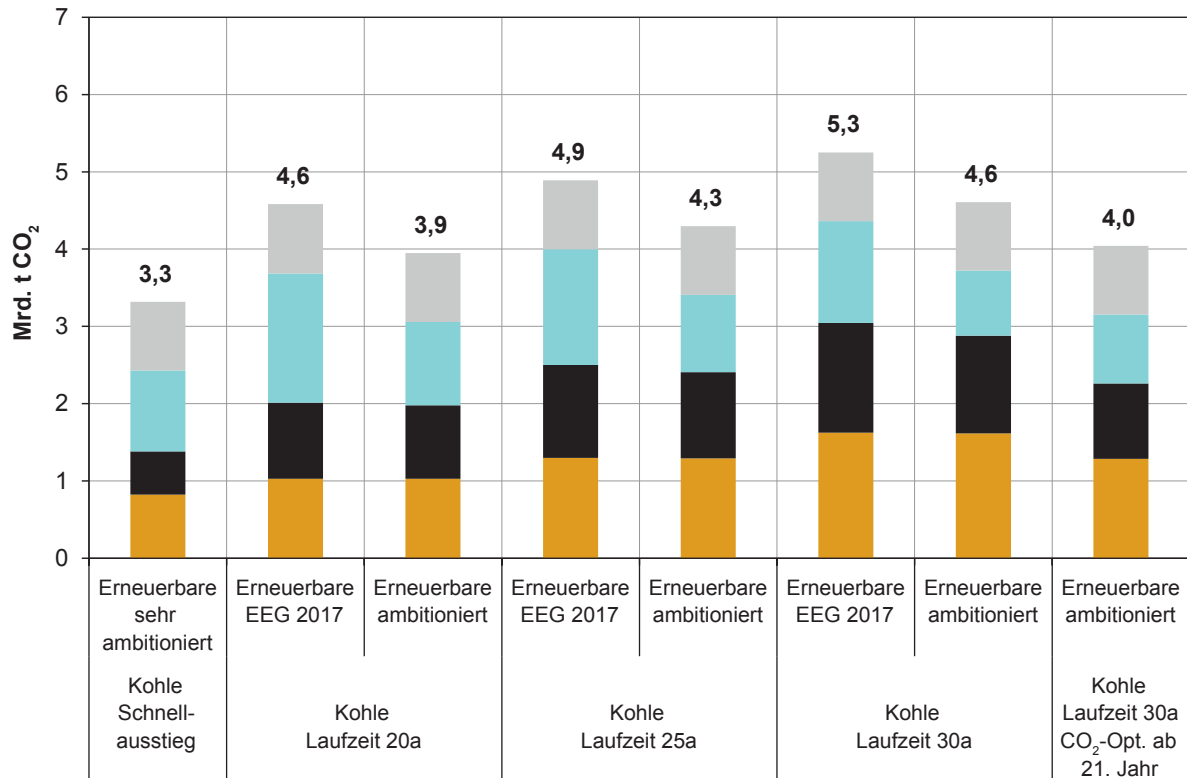
- Andere Fossile
- Erdgas
- Steinkohle
- Braunkohle
- Kumulierte CO₂-Emissionen

Die kumulierten Emissionen für Deutschland im Zeitraum 2015 bis 2050 erreichen ein Niveau von insgesamt 4 Mrd. t CO₂ und halten damit das ermittelte CO₂-Emissionsbudget ein. Die Übersicht zeigt aber auch, dass ein Anteil von etwa 60 % der kumulierten Emissionen bis zum Jahr 2025 auf den Zeitraum bis 2025 entfällt und unterstreicht die Bedeutung frühzeitiger Emissionsminderungen, die sich in der hier dargestellten Variante aus der Kombination von Stilllegungen und CO₂-optimiertem Betrieb der älteren Anlagen ergibt, vor allem damit das Ausmaß der im Kontext von Versorgungssicherheit notwendigen Maßnahmen auf ein robustes Ausmaß begrenzt werden kann.

Die Gesamteinordnung verdeutlicht, dass frühzeitige Emissionsminderungen sowie der ambitionierte Ausbau der erneuerbaren Energien entscheidend dazu beitragen, die CO₂-Emissionen des Stromsystems auf ein langfristig klimaverträgliches Budget zu begrenzen. Vor allem in der mittel- bis langfristigen Perspektive spielt jenseits der zurückgehenden Kohleverstromung der verstärkte Ausbau der regenerativen Stromerzeugung einen zentralen Beitrag zur Begrenzung der CO₂-Emissionen aus der verbleibenden Stromerzeugung auf Basis anderer fossiler Brennstoffe (Erdgas etc.).

Abbildung 7-6: Kumulierte CO₂-Emissionen in den untersuchten Szenarien, 2015–2050

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos



■ Andere Fossile
 ■ Erdgas
 ■ Steinkohle
 ■ Braunkohle

Gleichzeitig ermöglicht das Hybridmodell aus Kapazitäts- und Emissionsmanagement eine Verstetigung eines Auslaufpfades für die Kohleverstromung in Deutschland, die sich für die Strommarkteffekte (auch mit Blick auf die mit Deutschland eng vermaschten Stromsysteme der Nachbarländer), insbesondere aber auch für die Planbarkeit und die aktive Gestaltung der Anpassungsprozesse in den betroffenen Regionen als vorteilhaft erweisen wird. Bezüglich des letztgenannten Aspekts sei jedoch ausdrücklich darauf hingewiesen, dass sich ähnliche oder auch deutlich disruptivere Anpassungsnotwendigkeiten ergeben würden, wenn sich das Energiemarktumfeld nicht nur kurz-, sondern auch mittelfristig zuungunsten der (Braun-)Kohleverstromung entwickelt und die entsprechenden Anpassungsprozesse nicht frühzeitig eingeleitet worden sind. Auch insofern bildet das hier skizzierte Modell für ein beschleunigtes Auslaufen der Kohleverstromung in Deutschland nicht nur einen robusten Strategie- und Umsetzungsrahmen im Kontext der Energie- und Klimaschutzpolitik, sondern auch einen geeigneten Referenzrahmen für die regionalen Anpassungsstrategien.

7.2 Entwicklung der Großhandels-Strompreise

Die Preise auf dem Großhandelsmarkt bilden sich auf Grundlage der kurzfristigen Grenzkosten der letzten zur Bedarfsdeckung herangezogenen (marginalen) Kraftwerkseinheit. Das Niveau dieser Preise hängt damit kurz- und mittelfristig ganz überwiegend von den Brennstoff- und CO₂-Preisen sowie vor allem mittel- und langfristig vom Anteil der regenerativen Erzeugungsoptionen mit kurzfristigen Grenzkosten von nahe null, d. h. vor allem vom Anteil der Wind- und Solarstromerzeugung ab.

Um die Strompreiseffekte verschiedener Auslaufpfade für die Kohleverstromung in Deutschland von den durch die Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklung bewirkten Veränderungen abgrenzen zu können, wurden die in den Modellrechnungen ermittelten Preisniveaus auf die kurzfristigen Grenzkosten eines modernen Erdgas-GuD-Kraftwerks bezogen, die sich auf Grundlage der Brennstoff- und CO₂-Preisannahmen für das jeweilige Szenariostützjahr ergeben.¹²

Die Abbildung 7-7 zeigt die Ergebnisse auf Basis des Preispfades „Herausfordernde Rahmenbedingungen für den Klimaschutz“ (vgl. Kapitel 5.1):

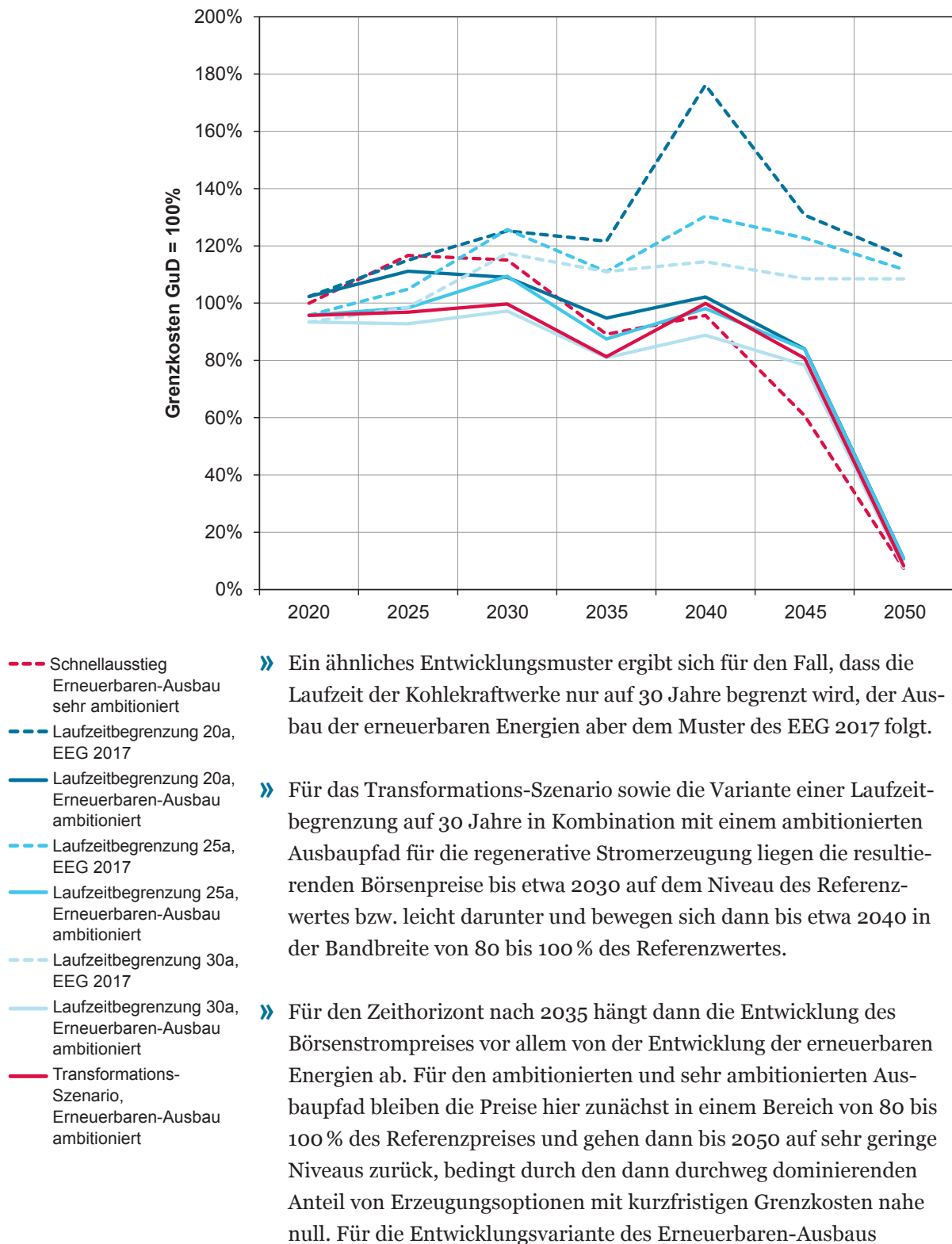
- » Zunächst zeigt sich sehr deutlich der herausragende Einfluss des jeweils erzielten Ausbauniveaus auf die Börsenpreise. Dies gilt insbesondere für die langfristige Perspektive nach 2040, in der die Börsenpreise bei den Varianten des ambitionierten und des sehr ambitionierten Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung (vgl. Kapitel 5.3) auf sehr geringe Werte fallen, während in der mit dem EEG 2017 vorgezeichneten Entwicklungsvariante fossile Kraftwerke in einer so hohen Zahl von Stunden preissetzend bleiben, dass die über das Jahr gemittelten Großhandelspreise leicht über dem Niveau der kurzfristigen Grenzkosten für ein modernes Erdgaskraftwerk bleiben.
- » In den Szenarien, in denen relativ kurzfristig sehr große Kohlekraftwerkskapazitäten stillgelegt werden (d. h. für das Schnellausstiegs-Szenario und die Laufzeitbegrenzungs-Szenarien von 20 und 25 Jahren), kommt es für den Zeithorizont 2025/2030 zu einem deutlichen Anstieg der Börsenpreise in der Größenordnung von etwa 20 % über dem Vergleichswert.

12 Für das Preisszenario „Herausfordernde Rahmenbedingungen für den Klimaschutz“ (vgl. Kapitel 5.1) ergeben sich hier für 2020 Werte von 44 €/MWh, für 2030 von 61,50 €/MWh und für 2040 von 83 €/MWh, für das komplementäre Preisszenario „Förderliche Rahmenbedingungen für den Klimaschutz“ liegen die Vergleichswerte für 2020 bei 33 €/MWh, für 2030 bei 47 €/MWh und für 2040 bei 58 €/MWh.

Abbildung 7-7:

Effekte unterschiedlicher Kohle-Auslaufpfade auf die Großhandels-Strompreise, 2020–2050

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos



nach EEG 2017 ergeben sich dagegen für die Laufzeitbegrenzungs-Szenarien von 20 und 25 Jahren bis 2040 erhebliche Preisanstiege von im Extremfall bis zu 76 % über den Referenzwert, da hier für den Zeitraum von etwa einer Dekade Gaskraftwerke mit relativ schlechten Nutzungsgraden zu preissetzenden Angebotsoptionen werden.

Letztlich zeigen die unterschiedlichen Verläufe der Preistrends die Intensität von Systemschocks, die mit dem beschleunigten Auslaufen der deutschen Kohleverstromung entlang der verschiedenen Kohorten (vgl. Kapitel 3) einhergehen. Diese Systemschocks bleiben in einer überschaubaren Größenordnung

- » für komplett kapazitätsbezogene Laufzeitbegrenzungsmodelle mit sehr langen Restlaufzeiten (allerdings dann mit Emissionen außerhalb des Budgets);
- » für das skizzierte Hybrid-Modell, das relativ lange Restlaufzeiten für die Kapazitäten, aber einen zügigen Übergang zur CO₂-Optimierung des Betriebs älterer Anlagen vorsieht (und das das Emissionsbudget einhalten kann);
- » in allen Modellen mit einem ambitionierten oder sehr ambitionierten Ausbaupfad für die regenerative Stromerzeugung.

Jenseits der preisseitigen Einordnung von Systemschocks zeigt die Entwicklung der Börsenstrompreise natürlich nur einen Teil der ökonomischen Effekte, die sich aus den unterschiedlich konfigurierten Auslaufpfaden für die Kohleverstromung bzw. den komplementären Umstiegsvarianten in die regenerative Stromerzeugung ergeben. Insbesondere ist hier von Interesse, welche ökonomischen Effekte aus den unterschiedlichen Varianten für den Ausbau der erneuerbaren Energien entstehen.

Auf der Grundlage anderer Analysen zur Entwicklung der Systemkosten der erneuerbaren Stromerzeugung (Öko-Institut 2017) wurde eine Modellrechnung für die zusätzlichen Systemkosten durchgeführt, die sich für den ambitionierten und den sehr ambitionierten Ausbaupfad der regenerativen Stromerzeugung ergeben:

- » Die zusätzlichen Systemkosten liegen für 2025 bei ca. 77 €/MWh, für 2030 bei etwa 70 €/MWh, für 2035 bei etwa 65 €/MWh sowie für 2040 bei etwa 60 €/MWh, jeweils bezogen auf die zusätzliche regenerative Erzeugung.

- » Für das Gesamtsystem ergeben sich im Jahr 2025 Mehrkosten von etwa 3 €/MWh für den ambitionierten und etwa 10 €/MWh für den sehr ambitionierten Ausbaupfad der erneuerbaren Energien, für 2030 betragen die entsprechenden Werte 9 bzw. 15 €/MWh, für 2035 etwa 11 bzw. 16 €/MWh sowie für 2040 ca. 13 bzw. 16 €/MWh.

Dabei ist explizit darauf hinzuweisen, dass es sich bei diesen Kostenangaben nicht um die EEG-Umlage handelt, sondern um die zusätzlichen Systemkosten, von denen die (stark von Brennstoff- und CO₂-Preisen sowie dem Ausbaustand der Erneuerbaren abhängigen) Erträge aus den erlösbaren Börsenpreisen noch abzuziehen sind, die jedoch im Zeitverlauf deutlich sinken.

Allein diese orientierende Überschlagsrechnung zeigt, dass die Zusatzkosten für den kostenseitig zunehmend attraktiveren Ausbau des erneuerbaren Stromerzeugungssegments in jedem Fall unter den Niveaus der Strompreiseffekte liegen, die sich aus dem ambitionierten Ausbaupfad der erneuerbaren Energien ergeben.

Eine nähere Untersuchung der Kosteneffekte unterschiedlich akzentuierter Ausbaupfade für die regenerative Stromerzeugung ist nicht Gegenstand der hier vorgelegten Untersuchungen, bildet aber ein zentrales Analysethema für die Phase 2 des Projekts.

7.3 Braunkohlebedarf und -förderung

Die Braunkohle spielt für die Entwicklung des deutschen Stromsektors in den nächsten Dekaden eine herausgehobene Rolle:

- » Es handelt sich um die Stromerzeugung auf Basis des CO₂-intensivsten fossilen Energieträgers.
- » Der Braunkohlekraftwerkspark ist durch einen besonders hohen Anteil alter Kraftwerksblöcke mit niedriger Umwandlungseffizienz gekennzeichnet.
- » Braunkohlekraftwerke werden zum ganz überwiegenden Teil von Unternehmen betrieben, die auch die jeweils liefernden Tagebaue betreiben. Sie sind damit einerseits mit einem sehr hohen Anteil fixer Kosten konfrontiert, können aber andererseits die Kostenallokation und damit die Ertragssituation zwischen Kraftwerken und Tagebauen in erheblichem Umfang gestalten.
- » Die Braunkohleförderung ist zumindest teilweise in strukturschwachen Regionen konzentriert, für die ein Auslaufen des Bergbaus umfangreicher flankiert werden muss.

Tabelle 7-1: Braunkohlereserven und Braunkohlebedarf im Transformations-Szenario sowie das entsprechende CO₂-Emissionspotenzial, 2015–2050 Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

	Förderung 2015	Reserven Anfang 2015					Transformations-Szenario	
		gesamt	mit Rahmen- betriebsplan		ohne Rahmen- betriebsplan		Gesamt- Bedarf**	Anteil Reserven***
	Mio. t	Mio. t	Mio. t		Mio. t		Mio. t	
Rheinland	95,2	2.574	1.769	69 %	805	31 %	654	37 %
Lausitz	62,5	1.513	999	66 %	514	34 %	457	46 %
Mitteldeutschland	18,9	434	326	75 %	108	25 %	185	57 %
Helmstedt	1,5	3	3	100 %	—*	—*	3,0	100 %
Summe	178,1	4.524	3.098	68 %	1.427	32 %	1.299	42 %
	Mio. t	Mio. t	Mio. t		Mio. t		Mio. t	
Rheinland	100	2.712	1.864		848		693	
Lausitz	59	1.431	945		486		432	
Mitteldeutschland	20	459	345		114		198	
Helmstedt	2	4	4		—*		4	
Summe	181,1	4.606	3.158		1.448		1.326	

Anmerkungen: * Die Braunkohleförderung im Helmstedter Revier wurde nach Auskohlung des Tagebaus Schöningen 2016 eingestellt. - ** einschließlich der Einsatzmengen jenseits der Verstromung (für die Herstellung von Braunkohleprodukten).
*** bezogen auf die Reserven mit genehmigtem Rahmenbetriebsplan

Die Tabelle 7-1 zeigt die Reservensituation in den deutschen Braunkohlerevieren sowie die aktuelle Braunkohleförderung (2015) und den kumulierten Braunkohlebedarf für das Transformations-Szenario über den Zeitraum 2015 bis 2050¹³:

- » Die gesamten Reserven in genehmigten Braunkohleplänen der drei Reviere¹⁴ belaufen sich auf etwa 4,5 Mrd. t Rohbraunkohle. Dies entspricht etwa dem 25-fachen der aktuellen Förderung, wobei sich dieses Verhältnis in den drei Revieren leicht unterscheidet (Rheinland 27, Lausitz 24, Mitteldeutschland 23). Etwa 57 % dieses Teils der Reserven sind dem rheinischen, ca. 33,5 % dem Lausitzer und knapp 10 % dem mitteldeutschen Revier zuzurechnen.
- » Vor allem repräsentieren diese Gesamtreserven CO₂-Emissionen von insgesamt 4,6 Mrd. t, wenn die entsprechenden Braunkohlemengen komplett und emissionswirksam verbrannt würden. Dieser Wert liegt klar über dem klimapolitisch vertretbaren CO₂-Emissionsbudget für die gesamte Stromwirtschaft.
- » Die Reserven, für die die erste (längerfristige) bergrechtliche Genehmigung vorliegt (Rahmenbetriebsplan), belaufen sich auf insgesamt 3,1 Mrd. t Rohbraunkohle (entsprechend 3,2 Mrd. t CO₂), sie sind sehr ähnlich wie die Gesamtreserven auf die drei Reviere Rheinland, Lausitz und Mitteldeutschland verteilt und entsprechen dem 19-, 16- bzw. 17-Fachen der Förderung des Jahres 2015. Es soll jedoch darauf hingewiesen werden, dass die bergrechtliche Voraussetzung für die Förderung erst mit der Genehmigung der Hauptbetriebspläne (für jeweils 2 Jahre) geschaffen wird.

Wenn das Emissionsbudget für den deutschen Stromsektor auf Basis des Transformations-Szenarios eingehalten werden soll, dürften die im Rahmen von Rahmenbetriebsplänen (vor)genehmigten Braunkohle-reserven nur noch zu 42 % gefördert und emissionswirksam verbrannt werden, bezogen auf die Gesamtreserven liegt dieser Anteil nur bei 29 %.

13 Hierbei ist darauf hinzuweisen, dass die Braunkohle zwar ganz überwiegend zur Verstromung eingesetzt wird, dass die gezeigten Förderzahlen jedoch auch den Einsatz von Rohbraunkohle für die Erzeugung von Braunkohleprodukten für den Einsatz im Wärmemarkt etc. beinhalten. Für den gesamten Zeitraum von 2015 bis 2050 spielen die entsprechenden Förderanteile jedoch nur eine untergeordnete Rolle (ca. 40 Mio. t Rohbraunkohle bzw. 41 Mio. t CO₂).

14 Das Helmstedter Revier als viertes Förderrevier hat im Jahr 2016 seine Produktion eingestellt und wird hier für die zukünftigen Entwicklungen nicht weiter mit betrachtet. Im Revier Rheinland wurde die durch die Leitentscheidung geplante Verkleinerung des Tagebau Garzweiler bereits berücksichtigt.

Auch eine Betrachtung der einzelnen Reviere zeigt, dass die mögliche Ausschöpfung der von den bisher genehmigten Rahmenbetriebsplänen erfassten Reserven zwar in den einzelnen Revieren unterschiedlich ist (von 37 % im Rheinland über 46 % in der Lausitz bis zu 57 % in Mitteldeutschland), aber eher die Einschränkung als die Ausweitung der genehmigten Abbaumengen angeraten ist.

Die strukturellen Kostenkonsequenzen für die verschiedenen Systeme aus Kraftwerken, Tagebauen und Transportinfrastruktur bedürfen vor allem wegen der hohen Abhängigkeit vom jeweiligen Marktumfeld einer gesonderten Analyse und waren nicht Gegenstand der hier vorgelegten Untersuchung, wie auch eine nähere Betrachtung der regionalwirtschaftlichen Aspekte mit ihren (sehr) unterschiedlichen Facetten.

In jedem Fall ist jedoch darauf hinzuweisen, dass eine robuste Lösung der entsprechenden Herausforderungen ohne eine verlässliche und transparente Festlegung auf einen Auslaufpfad für die Kohleverstromung kaum möglich ist.

8 Strategien und Instrumente für die Umsetzung des Kohle-Auslaufpfades für Deutschland

8.1 Strategien für die Umsetzung des Kohle-Auslaufpfades

Mit den vorstehenden Analysen und Erwägungen lassen sich aus dem übergeordneten Ziel, die kumulierten Emissionen des deutschen Stromsektors von 2015 bis 2050 auf insgesamt 4,0 bis 4,2 Mrd. t CO₂ zu beschränken, zunächst zentrale Strategieelemente für die Umsetzung des skizzierten Kohle-Auslaufpfades ableiten.

Diese Strategieelemente können zunächst unabhängig von der konkreten Instrumentierung beschrieben werden, für die verschiedene Varianten vorstellbar sind und die sich im Zeitverlauf (auch als Ergebnis sich ändernder politischer Präferenzen oder Umfeldbedingungen) durchaus ändern können. Gerade die Gewährleistung einer gewissen Flexibilität bei der Instrumentierung erfordert jedoch eine Verständigung auf robuste strategische Leitlinien:

- » Ein erstes strategisches Schlüsselement bildet die Beschleunigung des Ausbaus der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien. Die Niveaus regenerativer Stromerzeugung haben einen zentralen Einfluss auf die über das beschleunigte Auslaufen der Kohleverstromung in Deutschland unter Berücksichtigung aller Systemrückwirkungen erzielbaren CO₂-Emissionsminderungen. Für das Jahr 2025 müsste hier ein um etwa 7 % stärker ausgebautes Erzeugungsniveau regenerativer Stromerzeuger von 295 TWh (statt 275 TWh wie nach EEG 2017 vorgesehen) sowie für 2035 eine Verstärkung um 25 % auf ca. 425 TWh (statt 340 TWh nach EEG 2017) erreicht werden.
- » Ein zweites Strategieelement bildet die relativ kurzfristige Stilllegung aller mehr als 30 Jahre betriebenen Kohlekraftwerke bis zum Jahr 2025, wobei der Abbau dieser Kapazitäten von 2019 an starten kann und soll. Bei der Gestaltung der Abschaltreihenfolge bzw. einer ggf. sinnvollen Flexibilisierung dieser Abschaltreihenfolge bis 2025 muss berücksichtigt werden, dass es sich bei den hier

betroffenen Kraftwerken um relativ niedrig ausgelastete Steinkohleanlagen (mit entsprechend niedrigen Emissionsniveaus) und sehr hoch ausgelastete Braunkohlekraftwerke (mit entsprechend hohen Emissionsniveaus) handelt.

- » Das dritte Strategieelement bildet ein festes Enddatum für die Verstromung von Braun- und Steinkohle in Deutschland, die Ende 2035 beendet werden soll. Von sehr wenigen Ausnahmen abgesehen wäre damit für alle neueren Kohlekraftwerke eine Laufzeit von mindestens 20 Jahren nach Aufnahme des kommerziellen Betriebes möglich. Für die Ausnahmen wären dann spezifische (Kompensations-)Regelungen zu treffen.
- » Das vierte Strategieelement bildet die Umsetzung eines Mixes aus Kapazitäts- und Emissionsmanagement, mit dem für den Zeitraum bis 2035 eine gewisse Stetigkeit von Emissionsminderungen, Kapazitätsabbau und Strommarktwirkungen erzielt sowie die Anpassungsprozesse für Unternehmen und Regionen erleichtert werden können. Die Laufzeit von Kohlekraftwerken wird dabei grundsätzlich auf einen Zeitraum von 30 Jahren nach kommerzieller Inbetriebnahme beschränkt, in den letzten 10 Jahren soll eine gezielte CO₂-Optimierung des Anlagenbetriebes erfolgen, so dass im Mittel der betroffenen Anlagen eine Jahresemission von 3,35 t CO₂ je Kilowatt Nettoleistung nicht überschritten wird.
- » Das fünfte Strategieelement bildet die Anforderung an die Instrumentierung, die einerseits den Abbau der hohen Exportüberschüsse Deutschlands aus CO₂-intensiver Stromerzeugung erreichen, andererseits aber einen ab 2020 im Dekadenmittel ausgeglichenen Stromaußenhandelsaldo anstreben sollte, soweit der grenzüberschreitende Stromaustausch nicht primär der Integration erneuerbarer Energien in den europäischen Strommarkt und somit für die jeweiligen (nationalen) Bilanzräume als emissionsneutral anzusehen ist.
- » In einem sechsten Strategieelement sind die derzeit implementierten bzw. vorgesehenen Instrumente zur Sicherung der Systemstabilität und der Versorgungssicherheit im Kontext des beschleunigten Auslaufs der Kohleverstromung zu überprüfen.
- » Das siebte Strategieelement betrifft den regulativen Rahmen für den Tagebau auf Braunkohle. Wenn ein Emissionsbudget für den deutschen Stromsektor in der Größenordnung von 4,0 bis 4,2 Mrd. t CO₂ eingehalten werden soll, dürften die im Rahmen von Rahmenbetriebs-

plänen deutschlandweit (vor)genehmigten Braunkohlereserven nur noch zu weniger als der Hälfte gefördert und emissionswirksam verbrannt werden bzw. ist für alle Braunkohlereviere mit einer früheren Beendigung der Braunkohleförderung im Bereich der bereits genehmigten Abbaumengen zu rechnen. Genehmigungsverfahren zu Tagebauerweiterungen sollten bis zur verlässlichen Klärung des Auslaufpfades für die Kohleverstromung in Deutschland gestoppt und sinnvolle Verkleinerungen rechtssicher dargestellt werden. Die damit verbundenen Konsequenzen (Finanzierung der Nachsorgekosten etc.) müssen frühzeitig in den Blick genommen werden.

- » In einem achten Strategieelement sind umfassende Analysen zu den regionalwirtschaftlichen und sozialen Wirkungen eines beschleunigten Auslaufens der Kohleverstromung und die Schaffung entsprechender Kompensationsmechanismen in der erforderlichen Breite (vom Ausbau erneuerbarer Energien über die Ansiedlungspolitik bis hin zum Infrastrukturausbau) notwendig.

Diese Strategieelemente sind mit Blick auf das übergeordnete Ziel, das Energiemarktumfeld und die Entwicklungen in den benachbarten Staaten bzw. auf der europäischen Ebene als weitgehend robust anzusehen und dienen als Leitschnur bzw. Leitplanken für die Auswahl und die Ausgestaltung der Umsetzungsinstrumente.

8.2 Mögliche Instrumente für die Umsetzung des Kohle-Auslaufpfades

Auf Basis der im vorstehenden Abschnitt skizzierten Strategieelemente können Umsetzungsinstrumente konzipiert und umgesetzt werden. Mit Blick auf die strategischen Leitplanken ist dabei klar, dass sich die Umsetzungsinstrumente nicht auf einen einzigen Mechanismus werden beschränken können, sondern ein Mix unterschiedlicher Instrumente geschaffen werden sollte. Für die Ausgestaltung dieses Mix sind eine Reihe weiterer Prämissen zu beachten:

- » Sowohl die Auswahl als auch die Ausgestaltung der politischen Instrumente bzw. deren Mix hängen neben den beabsichtigten Wirkungen maßgeblich von den Prämissen bzgl. der Verteilungswirkungen ab. Hier sind jeweils klare Entscheidungen notwendig, ob die möglichst geringe Belastung der Stromverbraucher (bewertet über die Strompreise bzw. andere Refinanzierungsmechanismen des Stromsystems wie Umlagen oder Entgelte) oder eine Abdämpfung der wirtschaftlichen Folgen für die stromerzeugenden Unternehmen (bewertet über den Strommarkt oder spezifische Vergütungs- oder Kompensationsmechanismen) als Leitschnur dienen sollen.
- » Zunächst von den politischen Handlungsfenstern abhängig ist die Möglichkeit, Instrumente als rein nationale Mechanismen anzulegen, im Verbund mehrerer Staaten (z. B. im Rahmen des zentral-west-europäischen Strom-Regionalmarkts) oder als EU-weit wirkende Instrumente. Relevant ist in diesem Zusammenhang aber auch, inwieweit die Verfolgung des o. g. fünften Strategieelements, d. h. die Vermeidung von reinen Emissionsverlagerungseffekten im Rahmen bestimmter Instrumentenkonfigurationen möglich wird. In jedem Fall müssen die Wechselwirkungen mit dem Emissionshandelssystem der Europäischen Union berücksichtigt werden.

Vor diesem Hintergrund stehen für die Instrumentierung des Kohle-Auslaufpfades mit Blick auf die Wirkungsmechanismen drei Instrumentierungsansätze zur Verfügung:

- » Ordnungsrechtliche Ansätze setzen bestimmte Vorgaben direkt um, sie sind durch ein hohes Maß an Effektivität gekennzeichnet, sind mit Blick auf unterschiedliche Marktumfeldbedingungen vergleichsweise robust und wirken aus der Verteilungsperspektive überwiegend zu Gunsten der Stromverbraucher (bzw. zu Lasten der Anlagenbetreiber). Sie müssen jedoch einer Reihe rechtlicher An-

forderungen genügen (die im Rahmen der hier vorgelegten Analyse nicht im Detail diskutiert werden können).

- » Bepreisungsansätze zielen auf die Veränderung der Ertragsbedingungen für bestimmte Kraftwerke ab. Mit Blick auf die auch weiterhin wohl sehr volatilen Marktumfeldbedingungen müssen sie flexibel oder entsprechend responsiv angelegt werden, wenn sie ein hohes Maß an Effektivität erzielen sollen. Sie wirken verteilungsseitig umso stärker zu Lasten der Stromverbraucher, je umfassender sie angelegt sind. Für die verschiedenen Unternehmen ergibt sich der wirtschaftliche Netto-Effekt in Abhängigkeit von den ggf. ausfallenden Deckungsbeiträgen der Anlagen, für die Produktionssenkungen entstehen, sowie den zusätzlichen Erträgen aus steigenden Großhandelspreisen.
- » Kompensationsansätze honorieren die Produktionseinstellung oder -verringerung mit Ausgleichszahlungen, die entweder administrativ oder über wettbewerbliche Verfahren ermittelt werden. Sie sind durch die hohe Verlässlichkeit der Emissionsminderungs-Gegenleistungen vergleichsweise effektiv und robust, wirken aber verteilungsseitig vor allem zu Lasten derjenigen, die die Kompensationszahlungen aufbringen müssen (also die Stromverbraucher bzw. ggf. Steuerzahler) und verkehren letztlich das Verursacherprinzip ins Gegenteil. Betroffene Unternehmen erhalten zusätzliche Liquidität, auf die Ertragssituation nicht betroffener Stromerzeuger wirken solche Instrumente über die Strommarktrückwirkungen allenfalls leicht positiv.

Vor diesem Hintergrund ergeben sich für die Instrumentierung der Kohle-Auslaufstrategie für Deutschland folgende Eckpunkte:

1. Das feste Datum für die Beendigung der Kohleverstromung in Deutschland bedarf einer ordnungsrechtlichen Festlegung. Mit Blick auf die Altersstrukturen der betroffenen Kraftwerke bedeutet dies, von einzelnen Ausnahmen abgesehen, eine Mindestbetriebsdauer von 20 Jahren. Mit Blick auf die rechtlichen Diskussionen im Kontext des Ausstiegs aus der Kernenergie und die unterschiedlichen Kostenstrukturen zwischen Kohle- und Kernkraftwerken (Letztere sind durch deutlich höhere versunkene Kosten charakterisiert) dürften sich hier rechtliche Herausforderungen, wenn überhaupt, für die jüngeren Anlagen ergeben, die nur für 20 Jahre kommerziell genutzt werden können.

2. Die Begrenzung der Anlagenlaufzeit auf maximal 30 Jahre kann ordnungsrechtlich oder über vertragliche Regelungen umgesetzt werden. In beiden Fällen kann zumindest prinzipiell eine Kombination mit Kompensationszahlungen erfolgen (wie sie beispielsweise im Kontext der 2016 in Kraft getretenen Regelung zur Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke geschaffen worden sind). Die Entscheidung für oder gegen Kompensationszahlungen bedarf einer rechtlichen Bewertung und ist letztlich eine originär politische Entscheidung. Ob und inwieweit eine wettbewerbliche Ermittlung etwaiger Kompensationszahlungen möglich und sinnvoll ist, bedarf einer vertieften Diskussion, die nicht Gegenstand der hier vorgelegten Untersuchung ist. In jedem Fall ist aber darauf hinzuweisen, dass dieser Umsetzungsansatz das Verursacherprinzip ins Gegenteil verkehrt und aus dieser Perspektive als nachrangige Option angesehen werden sollte. Schließlich sind neben den rechtlich ohnehin notwendigen Härtefallklauseln insbesondere für die im Kontext der Laufzeitbegrenzung relativ kurzfristig anstehenden Stilllegungen von Kohle-Heizkraftwerken Sonderregelungen sinnvoll und notwendig.
3. Für die Komponente eines CO₂-optimierten Anlagenbetriebs in einer bestimmten Phase der Anlagenlebensdauer (d. h. vom 21. bis zum 30. Jahr nach Aufnahme des kommerziellen Betriebes), die für die Einhaltung des CO₂-Budgets von zentraler Bedeutung ist, steht das gesamte Instrumentierungsspektrum zur Verfügung¹⁵:
 - a) Die CO₂-Optimierung kann auf der Grundlage ordnungsrechtlicher Regelungen umgesetzt werden. Das Modell des britischen *Emissions Performance Standards* (EPS), das auch der Parametrisierung der dargestellten Analysen zugrunde gelegt wurde (DECC 2014, 2015), bildet hierfür eine geeignete Referenz. Eine solche Regelung kann zweifelsohne national umgesetzt werden und hätte auch mit Blick auf die Emissionsentwicklung in den europäischen Nachbarländern eine hohe klimapolitische Integrität.

¹⁵ In den numerischen Strommarktanalysen wurde das regulatorische Modell des Emissions Performance Standards (EPS) abgebildet. Dies ist vor allem der Tatsache geschuldet, dass mit einer solchen Abbildung der angestrebten CO₂-Optimierung die rein instrumentierungsbedingten Verteilungseffekte der unterschiedlichen Umsetzungsoptionen weitgehend ausgeblendet werden können. Dies bedeutet jedoch nicht, dass im Kontext des hier skizzierten Hybridansatzes allein ein EPS als Umsetzungsoption für das Element der CO₂-Optimierung ab dem 21. Betriebsjahr in Frage kommt. Diesbezüglich sind dann die allein aus den Spezifika der alternativen Instrumente resultierenden (Verteilungs-)Effekte gesondert zu analysieren.

- b) Sie kann auf der Grundlage eines Mindestpreises im EU-Emissionshandelssystem (EU ETS) erzielt werden. Dieser Mindestpreis wäre in seiner Parametrisierung abhängig vom Energiemarktumfeld, würde aber auch ein hohes Maß an Konsistenz zwischen Kohlestrategie und EU ETS gewährleisten. Eine nationale Umsetzung eines einheitlichen CO₂-Mindestpreises ist jedoch mit Blick auf die grenzüberschreitende Integrität dieser Instrumentierung problematisch, da sich die wirtschaftliche Situation jeglicher Art ausländischer Erzeugung gegenüber den entsprechenden deutschen Erzeugungsanlagen verbessert und ein hohes Maß an reiner Emissionsverlagerung ergeben würde. Eine andere Situation ergibt sich, wenn der CO₂-Mindestpreis im Verbund unterschiedlicher Staaten eingeführt würde, idealer-, aber nicht notwendigerweise im Rahmen der gesamten EU, sinnvollerweise aber im Rahmen der Staaten des zentral-westeuropäischen Strom-Regionalmarkts.
- c) Im Gegensatz dazu wäre eine selektive CO₂-Bepreisung, z. B. alter Kohlekraftwerke nach dem Modell des 2015 in Deutschland intensiv diskutierten Klimabeitrags (BMWi 2015a, Öko-Institut & Prognos 2015), auch als rein nationale Maßnahme effektiv und aus der grenzüberschreitenden Perspektive durch ein hohes Maß klimapolitischer Integrität gekennzeichnet. Im Bereich der Bepreisungsoptionen sind also einerseits instrumenten- und verteilungspolitische Präferenzen, aber eben auch Handlungsfenster mit Blick auf grenzüberschreitende Aktivitäten entscheidend.
- d) Schließlich kann die CO₂-Optimierung des Betriebs besonders CO₂-intensiver bzw. jeweils besonders alter Erzeugungsanlagen auch durch (begrenzte) Kompensationszahlungen erreicht werden. Diese Handlungsoption ist im Grundsatz national umsetzbar und wäre auch unter Berücksichtigung der grenzüberschreitenden Emissionseffekte klimapolitisch integer. Ob und inwieweit hier auch wettbewerbliche Verfahren zur Ermittlung der Kompensationszahlungen möglich und sinnvoll sein können oder beihilferechtliche Herausforderungen entstehen, bedarf einer vertieften Diskussion, die nicht Gegenstand der hier vorgelegten Analyse ist. Auch hier ist darauf hinzuweisen, dass mit Kompensationsansätzen im hier skizzierten strategischen Rahmen das Verursacherprinzip ins Gegenteil verkehrt wird und diese als nachrangige Option angesehen werden sollten.

4. Schließlich sollte der Rückbau und die Renaturierung von Tagebauflächen finanziell unter strikter Beteiligung der Verursacher abgesichert werden. Tagebauerweiterungen sollten nicht weiterverfolgt werden, rechtssichere Ansätze sinnvoller und notwendiger Tagebauverkleinerungen müssen relativ schnell entwickelt werden.

In der Gesamtsicht steht also für die Instrumentierung der entwickelten Strategie für ein Auslaufen der deutschen Kohleverstromung bis zum Jahr 2035 ein breites Spektrum von Optionen zur Verfügung, das die Umsetzung im Kontext sehr unterschiedlicher Präferenzen und (europa-)politischer Rahmenbedingungen erlaubt.

Neben der instrumentellen Umsetzung eines beschleunigten Auslaufpfades der Kohleverstromung in Deutschland bzgl. der klima- und energiepolitischen Aspekte im engeren Sinne müssen weitere Maßnahmen zur breiteren Einbettung des Kohle-Auslaufpfades (soziale und regionalwirtschaftliche Anpassungsstrategien für die Braunkohlereviere, Einbettung in das Strommarktdesign der Zukunft, infrastrukturelle Aspekte) ergriffen werden. Diese waren nicht Gegenstand der hier vorgelegten Untersuchung, sind aber ohne eine Spezifikation des Auslaufpfades für die Kohleverstromung auch nicht sinnvoll konzipier- und umsetzbar.

8.3 Exkurs: Interaktionen mit dem Emissionshandelssystem der Europäischen Union

Das Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU ETS) bildet einen wichtigen Rahmen für die europäische Klimapolitik, aber auch für ergänzende nationale oder regionale Strategien, die eine höhere klimapolitische Integrität der stromwirtschaftlichen Entwicklung anstreben. Dabei ist zunächst darauf hinzuweisen, dass der mit dem EU ETS gegebene Rahmen nicht konsistent zu einem fairen Anteil an den Anstrengungen zur Einhaltung der 2°C-Grenze für die globale Klimaerwärmung ist, wie er im Kapitel 4 abgeleitet und begründet wurde:

- » Von Anfang 2015 bis Ende 2050 werden über die mit den linearen Reduktionsfaktoren von 1,74 % (bis 2020) bzw. 2,2 % (ab 2021) jährlich definierte Anzahl von Emissionszertifikaten kumulierte Emissionen von insgesamt 43,47 Mrd. t CO₂ ermöglicht.
- » Dazukommt der bis Anfang 2015 entstandene Überschuss aus nicht eingesetzten Emissionszertifikaten oder aus dem Ausland zugeflossenen Emissionsminderungsgutschriften (mit ganz überwiegend ökologisch fragwürdiger Integrität) in Höhe von 2,127 Mrd. Emissionsberechtigungen, so dass bis 2050 insgesamt Emissionsrechte für Emissionen von knapp 45,6 Mrd. t CO₂ verfügbar sind.
- » Würde dieses Budget auf der Grundlage der Emissionen von 2015 illustrativ aufgeteilt, so ergäbe sich für die deutsche Stromerzeugung ein Anteil von etwa 20 % bzw. 8,9 Mrd. t CO₂ für den Zeitraum 2015 bis 2050. Selbst wenn der Anteil der für das deutsche Stromsystem (im Wettbewerb) verfügbaren Emissionsrechte kleiner wäre, wird deutlich, dass in der aktuellen Konfiguration des EU ETS keine Konsistenz zur Einhaltung der 2°C-Grenze besteht (aus der ein CO₂-Budget von 4,0 bis 4,2 Mrd. t allein für die deutschen Stromerzeugungsanlagen resultiert) und hier weitergehender Anpassungsbedarf existiert.

Auch mit Blick auf diese Notwendigkeit stellt sich jedoch die Frage, ob nationale, regionale oder europäische Maßnahmen zur schnelleren Emissionsminderung nicht klimapolitisch ins Leere laufen, wenn sich die Anzahl der über das EU ETS langfristig verfügbaren Emissionsrechte nicht verändert. Mit zusätzlichen Emissionsminderungsmaßnahmen im europäischen Bilanzraum reduziert sich die Nachfrage nach Emissionsberechtigungen für Compliance-Zwecke, diese CO₂-Zertifikate stehen damit grundsätzlich für andere Anlagen der Stromerzeugung und/oder der anderen Industrie-sektoren innerhalb und außerhalb Deutschlands zur Verfügung.

Jenseits dieses sehr abstrakten Befundes ist jedoch zu berücksichtigen, dass das bisherige reine Mengensteuerungssystem des EU ETS mit den für die 4. Handelsperiode (2021–2030) vorgesehenen Regelungen in ein Hybridsystem überführt wird (MSR-RL). Festgelegt wurde die Einführung einer sog. Marktstabilitätsreserve (MSR), mit der die Zahl der im Umlauf befindlichen und damit zur Compliance einsetzbaren Emissionszertifikate in Abhängigkeit von den jeweiligen Emissionsniveaus durch Überführung von Zertifikaten in die Reserve (Lademechanismus der MSR) bzw. Freigabe aus der Reserve (Entlademechanismus der MSR) angepasst wird. Diese fest vorgesehene strukturelle Änderung des EU ETS gilt es zu berücksichtigen, wenn die effektiven Emissionsminderungseffekte zum EU ETS komplementärer Maßnahmen bewertet werden sollen.

Die mit Einführung der Marktstabilitätsreserve (MSR) entstehenden Wirkungsmechanismen des EU ETS erfordern eine vor allem bezüglich der Zeithorizonte differenzierte Betrachtungsweise:

1. Kurzfristig, d. h. bis einschließlich 2020, entstehen die o. g. Emissionsminderungen im Kontext eines durch massive Überschüsse (von mehr als 2 Mrd. CO₂-Zertifikaten) geprägten EU ETS. Wenn es keine (zeitpunktbezogene) Knappheit an Emissionsrechten gibt, dann steht einer Emissionsminderung an einem Punkt keine Erhöhung an einem anderen Punkt des Systems gegenüber. Für den Zeithorizont 2020 bewirken zusätzliche Emissionsminderungsmaßnahmen also auch im regulativen Umfeld des EU ETS in dessen aktueller Verfassung zusätzliche Emissionsminderungen und damit auch effektive Zielerreichungsbeiträge sowohl im deutschen als auch im europäischen Verpflichtungsraum.
2. Mittelfristig, d. h. von 2020 bis mindestens 2030, werden die durch die den EU ETS ergänzenden Emissionsminderungsmaßnahmen zusätzlich verfügbaren Emissionsberechtigungen vollständig vom Lademechanismus der MSR absorbiert. Dieser begrenzt nach derzeitiger Entscheidungslage den Überschuss an Emissionsberechtigungen in jedem Fall auf ein Niveau von weniger als 833 Mio. CO₂-Zertifikaten. Im System sind damit für diesen Zeithorizont nicht mehr Emissionsrechte als in der kontrafaktischen Entwicklung verfügbar, über deren Einsatz für Compliance-Zwecke die o. g. Emissionsminderungen auskompensiert werden könnten. Diese Tatsache führt auch dazu, dass die zusätzlichen Maßnahmen – unter Maßgabe der hierfür anzusetzenden Diskontierungsfaktoren – keine zeitlich nach vorn ausstrahlende Veränderung der Preise für CO₂-Zertifikate bewirkt. Somit führt dies

auch nicht zu kurz- und mittelfristig höheren Emissionsniveaus in der Überschussphase des Systems. Auch mittelfristig entstehen damit reale Emissionsminderungen und Zielerreichungsbeiträge, selbst unter Berücksichtigung der Rückkopplungsmechanismen des EU ETS.

3. Langfristig könnten solche Rückkopplungswirkungen entstehen, wenn die in der Aufladephase der MSR absorbierten Emissionsberechtigungen (s. o.) wieder für Compliance-Zwecke verfügbar gemacht werden. Nach vielen aktuellen Abschätzungen betrifft dies jedoch erst den Zeitraum deutlich nach 2030 und hat zur Voraussetzung, dass die in der MSR befindlichen Emissionsrechte im Verlauf der nächsten zwei Dekaden nicht dauerhaft aus dem System genommen werden. Dies ist derzeit rechtlich nicht vorgesehen, ist aber im Kontext der CO₂-Marktstabilisierung in der längeren Perspektive weiterhin eine denkbare Option und wird entsprechend diskutiert. Die kurz- und mittelfristige Wirkung der zu einem relativ fernen Zeitpunkt möglicherweise in den Markt zurückgeführten CO₂-Zertifikate auf die aktuellen CO₂-Zertifikatspreise ist wegen der sehr langen Abdiskontierungszeiträume jedoch in jedem Fall vernachlässigbar.

Zusätzliche Emissionsminderungsmaßnahmen führen damit als nationale, regionale oder EU-weite Ergänzungsinstrumente bzw. wirkungsverstetigende Komplementärmechanismen in jedem Fall in der kurz- und mittelfristigen Perspektive, auch unter Berücksichtigung des EU ETS, zu zusätzlichen Zielerreichungsbeiträgen. Sie stabilisieren den Emissionsminderungspfad und tragen damit zur Vermeidung disruptiver Preisentwicklungen im EU ETS und auch zur Stabilisierung des EU ETS bei.

Gleichwohl muss spätestens in der langfristigen Perspektive und insbesondere mit Blick auf das Konzept eines Emissionsbudgets die Zahl der über das EU ETS insgesamt verfügbaren Emissionsrechte verringert werden. Die Löschung von Zertifikaten bleibt damit eine wichtige Aufgabe, auch wenn die dafür notwendigen Maßnahmen zwar im Sinne berechenbarer Rahmenbedingungen kurzfristig sinnvoll und anzustreben wären, aber letztlich nicht unabdingbar kurzfristig umgesetzt werden müssen. Folgende Maßnahmen sind hier (ggf. auch in Kombination) sinnvoll und zielführend:

- » Die Löschung von Zertifikaten in der MSR, entweder nach einem bestimmten Zeitraum (als vergleichsweise einfach umzusetzende Option) oder auf der Grundlage einer emissionsseitigen Bewertung konkreter politischer Maßnahmen jenseits des EU ETS.

- » Die Verminderung der jährlich zusätzlich verfügbar gemachten Emissionsrechte durch eine Zurückhaltung und Löschung eines Teils der den jeweiligen EU-Mitgliedstaaten für die Auktionierung zustehenden Emissionszertifikate.
- » Eine weitere (deutliche) Verschärfung des linearen Reduktionsfaktors, mit dem die Zahl der jährlich ins System gebrachten Emissionsrechte zukünftig deutlich verringert wird.

Die Umsetzung eines Auslaufpfades für die Kohleverstromung bildet also auch mit Blick auf die Wirkungsmechanismen des EU ETS eine klimapolitisch integre Handlungsoption, wenn es in den nächsten ein bis zwei Dekaden gelingt, die entsprechenden Anpassungen des EU ETS herbeizuführen. Gerade die regelmäßigen Überprüfungsmechanismen des Klimaabkommens von Paris mit ihrer klaren Referenz zur 2°C-Grenze werden den diesbezüglichen Handlungsdruck über die Zeit absehbar deutlich erhöhen. In der kurz- bis mittelfristigen Perspektive, bis also die entsprechenden Regelungen zur Löschung von Emissionszertifikaten getroffen werden, ist bereits im Kontext der aktuell verfolgten Strukturreform des EU ETS jedenfalls in keinem Fall mit klimapolitisch kontraproduktiven Effekten zu rechnen. Gleichwohl wären erste Schritte zur Schaffung von Möglichkeiten für die Löschung von Emissionsrechten im Zuge der aktuellen Prozesse zur strukturellen Reform des EU ETS im Sinne eines transparenten und robusten Rahmens vorteilhaft.

Mit dem 2015 in Paris beschlossenen und 2016 in Kraft getretenen Klimaschutzabkommen ist die 2°C-Grenze für die globale Erwärmung stärker

in das Zentrum klimapolitischer Analysen und Strategien getreten. Erforderlich wird damit auch ein Perspektivwechsel mit einer weniger starren Fokussierung auf Emissionsminderungsziele für bestimmte Zieljahre und einer stärkeren Berücksichtigung des in Bezug auf die notwendigen Maßnahmenwirkungen sinnvolleren Konzepts von Emissionsbudgets. Es ist entsprechend für die Erreichung der Klimaziele weniger ausschlaggebend, wie viel Treibhausgase zu einem bestimmten Zeitpunkt in die Atmosphäre freigesetzt werden, sondern viel wichtiger, die gesamten Emissionen über den kompletten Zeitraum in den Blick zu nehmen.

Die Analysen haben zunächst gezeigt, dass eine Operationalisierung des Budget-Konzepts auf der Basis globaler Klimamodellierungen und transparenter Verteilungskriterien auf einzelne Staaten möglich ist. Der Relativierung von Handlungsnotwendig- und -möglichkeiten mit Verweis auf den für jeden politischen Umsetzungsraum immer begrenzten Beitrag zur Entlastung des Anteils kann damit das handlungsleitende Konzept eines fairen Lösungsbeitrags entgegengesetzt werden.

Es ist weiterhin auch möglich, nationale Emissionsbudgets für große bzw. dominierende Verursachersektoren bei den Treibhausgasemissionen pragmatisch in robuste Sektorbudgets zu überführen. Bei einem Emissionsbudget für Deutschland in der Größenordnung von knapp 10 Mrd. t CO₂ für den Zeitraum von 2015 bis 2050 ergibt sich für den deutschen Stromsektor ein entsprechendes Emissionsbudget von 4,0 bis 4,2 Mrd. t CO₂.

Die große Rolle der Kohleverstromung für die CO₂-Emissionen Deutschlands insgesamt und des Stromsektors im Besonderen macht ein stringentes Auslaufen der Nutzung von Stein- und Braunkohle in der deutschen Stromerzeugung unabdingbar, wenn die kurz-, mittel- und langfristigen Klimaziele erreicht und vor allem das nationale Treibhausgas-Emissionsbudget auch nur annähernd eingehalten werden soll.

Die Modellierung sehr unterschiedlicher Ansätze für einen solchen Auslaufprozess der Kohleverstromung zeigt, dass ein erheblicher Lösungsraum für Maßnahmen zur Beendigung der Kohleverstromung in Deutschland existiert, mit unterschiedlicher Ausschöpfung des Emissionsbudgets, aber auch sehr unterschiedlichen Implikationen für die Stetigkeit des Transformationsprozesses, die Implikationen und Handlungsnotwendigkeiten im Bereich der Versorgungssicherheit, die grenzüberschreitenden Effekte im kontinentaleuropäischen Strommarkt und auch der Kostenentwicklung.

Das im Ergebnis erarbeitete Modell für einen robusten Auslaufpfad der deutschen Kohleverstromung besteht aus einer Mischung aus

- » der kurzfristigen Stilllegung besonders alter Braun- und Steinkohlekraftwerke,
- » einer mittelfristig wirksamen Kombination aus schrittweisen Anlagenstilllegungen auf Basis einer maximalen Anlagenlaufzeit von 30 Jahren,
- » einer CO₂-Betriebsoptimierung der Anlagen jenseits des 20. Betriebsjahrs (aus der Perspektive des Verursacherprinzips entweder über ordnungsrechtliche Instrumente wie z. B. Emissions Performance Standards oder über das breite Spektrum von Bepreisungsmodellen und nur mit nachrangiger Präferenz über Buy-out-(Kompensations-) Ansätze) und
- » einem festen Enddatum für die Kohleverstromung im Jahr 2035.

Aus diesen Modellüberlegungen wurden längerfristig robuste Strategieelemente abgeleitet, auf deren Grundlage konkrete Instrumentierungsvarianten abgeleitet werden können. Die Zahl der Instrumentierungsvarianten für diese Strategieelemente ist groß und erlaubt, auch im Zeitverlauf, eine erhebliche Flexibilität. Dies gilt auch für sich möglicherweise ergebende Handlungsfenster für konzertierte Aktivitäten im Bereich der Europäischen Union oder mit Nachbarstaaten Deutschlands.

Vor diesem Hintergrund sind weiterführende Analysen zur Umsetzung des Kohle-Auslaufpfades sinnvoll und notwendig:

1. Welche Maßnahmenpakete können sich vor dem Hintergrund eines europäisch integrierten Strommarkts mit Blick auf ein rein nationales Vorgehen oder ein abgestimmtes Vorgehen mit den Nachbarstaaten als vorteilhaft bzw. erfolgversprechend und umsetzbar erweisen?

2. Was sind die rechtlichen Rahmenbedingungen für die einzelnen Elemente der Instrumentierungsansätze und für das vorgeschlagene Zusammenspiel von Strategieansätzen?
3. Welche Verteilungseffekte sind in bestimmten politischen Kontexten akzeptabel, welche Präferenzen bzw. Präferenzkombinationen können diesbezüglich konkrete politische Umsetzungsmaßnahmen befördern?
4. Welche Sonderregelungen können vor allem in der kurzfristigen Perspektive für die Stilllegung von Heizkraftwerken auf Braun- und Steinkohlebasis gefunden werden, um das Spannungsfeld zwischen Sicherung der Wärmeversorgung und Erzielung der notwendigen Emissionsminderungen aufzulösen?
5. Da jegliche Strategie zur beschleunigten Emissionsminderung im Stromsektor besonders starke Wirkungen im Bereich der Braunkohleverstromung entfalten muss und hier sehr spezifische regionalwirtschaftliche Herausforderungen mit längerfristigen Anpassungsprozessen entstehen, müssen bei der Gestaltung eines berechenbaren Auslaufpfades auch Handlungsoptionen für die notwendigen Begleitpolitiken gründlich analysiert werden.

Die Gestaltung eines budgetgerechten Stromsektors betrifft jedoch nicht nur die Frage eines konsistenten Ausstiegs aus der Kohleverstromung. Die Modellanalysen haben deutlich gezeigt, dass ein ambitionierter (und beschleunigter) Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien hier eine entscheidende Erfolgsbedingung bildet. Entsprechende Ausbaupfade wurden in den hier vorgelegten Analysen dargestellt. Aber auch hier besteht weitergehender Spezifikationsbedarf:

6. Welche Ausprägungen des Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung sind unter Maßgabe welcher Prämissen und Rahmenbedingungen hinsichtlich Dezentralität, Verbrauchsnähe, Speicherbedarf, Optimierungsraum etc. vorstellbar und wie können sie bewertet werden?
7. Welche Lösungsbeiträge können diese unterschiedlich ausgeprägten Entwicklungspfade zu den in der hier vorgelegten Untersuchung identifizierten Fragestellungen zur Versorgungssicherheit etc. im Kontext eines Auslaufens der Kohleverstromung z. B. mit Blick auf die Beiträge von Speichern zur gesicherten Leistung erbringen?

Gerade die beiden letztgenannten Fragestellungen sollen in einer zweiten Phase des Projekts einer vertieften Analyse unterzogen werden.

10.1 Literatur

- 50Hertz Transmission (50Hertz); Amprion; TenneT TSO; TransnetBW (2016a). Netzentwicklungsplan Strom. Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart. Verfügbar unter data.netzausbau.de/2030/Szenariorahmen_2030_Entwurf.pdf, zuletzt abgerufen am 01.12.2016.
- 50Hertz Transmission (50Hertz); Amprion; TenneT TSO; TransnetBW (2016b). Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart. Verfügbar unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2025_2_Entwurf_Teil1.pdf, zuletzt abgerufen am 25.09.2016.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2015a). Der nationale Klimaschutzbeitrag der deutschen Stromerzeugung. Ergebnisse der Task Force „CO₂-Minderung“, Berlin. Verfügbar unter www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/C-D/der-nationale-klimaschutzbeitrag-der-deutschen-stromerzeugung,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf, zuletzt abgerufen am 01.12.2016.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2015b). Die Energie der Zukunft. Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende, Berlin. Verfügbar unter www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/vierter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf, zuletzt abgerufen am 25.09.2016.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2016). Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017–2030, Bonn. Verfügbar unter data.netzausbau.de/2030/Szenariorahmen_2030_Genehmigung.pdf, zuletzt abgerufen am 01.12.2016.
- Bundesregierung (BReg) (2001). Entwurf eines Gesetzes zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität. Gesetzentwurf der Bundesregierung (Bundesrats-Drucksache 705/01), Berlin. Verfügbar unter dipbt.bundestag.de/doc/brd/2001/D705+01.pdf, zuletzt abgerufen am 01.12.2016.
- Bundesregierung (BReg) (2016). Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung, Berlin. Verfügbar unter www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf, zuletzt abgerufen am 01.12.2016.
- Department of Energy & Climate Change (DECC) (2014). Implementing the Emissions Performance Standard: Further Interpretation and Monitoring and Enforcement Arrangements in England and Wales. DECC Consultation Document, London. Verfügbar unter www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/357217/implementing_emissions_performance_standard.pdf, zuletzt abgerufen am 01.12.2016.

- Department of Energy & Climate Change (DECC) (2015). Implementing the Emissions Performance Standard: Further Interpretation and Monitoring and Enforcement Arrangements in England and Wales. Government Response to the Consultation, London. Verfügbar unter www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/395350/ImplementingEPSGovtResponse.pdf, zuletzt abgerufen am 01.12.2016.
- European Commission (EC) (2014). A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions (COM (2014)15final), Brussels. Verfügbar unter eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0015&from=EN, zuletzt abgerufen am 01.12.2016.
- European Council (CONS) (2014). European Council (23 and 24 October 2014) Conclusions (EUCO 169/14), Brussels. Verfügbar unter data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-169-2014-INIT/en/pdf, zuletzt abgerufen am 01.12.2016.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (EntsoE) (2014). Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014–2030, Brussels. Verfügbar unter www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202014/140602_SOAF%202014-2030.pdf, zuletzt abgerufen am 01.12.2016.
- Gütschow, J.; Jeffery, L.; Gieseke, R.; Gebel, R.; Stevens, D.; Krapp, M. & Rocha, M. (2016). The PRIMAP-hist national historical emissions time series (1850–2014). Potsdam. Verfügbar unter pmd.gfz-potsdam.de/pik/showshort.php?id=escidoc:1504004, zuletzt abgerufen am 01.12.2016.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2013). Climate Change 2013. The Physical Science Basis. Working Group I Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge, New York, Melbourne, Madrid, Cape Town, Singapore, São Paulo, Delhi, Mexico City. Verfügbar unter www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/, zuletzt abgerufen am 01.12.2016.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2014). Climate Change 2014. Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Geneva. Verfügbar unter www.ipcc.ch/report/ar5/syr/, zuletzt abgerufen am 01.12.2016.
- International Energy Agency (IEA) (2016). World Energy Outlook 2016, Paris.
- Öko-Institut (2017). Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: der Kostenvergleich. Stromwelten 2050 – eine Analyse von erneuerbaren, kohle- und gasbasierten Elektrizitätssystemen. Studie für Agora Energiewende, Berlin.
- Öko-Institut; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) (2015). Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Berlin, Karlsruhe. Verfügbar unter www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf, zuletzt abgerufen am 25.09.2016.
- Öko-Institut; Prognos (2015). Das CO₂-Instrument für den Stromsektor: Modellbasierte Hintergrundanalysen, Berlin. Verfügbar unter www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/S-T/strommarkt-praesentation-das-co2-instrument-fuer-den-stromsektor,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf, zuletzt abgerufen am 01.12.2016.

Prognos (2009). Renaissance der Kernenergie? Analyse der Bedingungen für den weltweiten Ausbau der Kernenergie gemäß den Plänen der Nuklearindustrie und den verschiedenen Szenarien der Nuklearenergieagentur der OECD. Studie im Auftrag des Bundesamts für Strahlenschutz, Berlin, Basel.
Verfügbar unter www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/Prognos_Studie_Renaissance_der_Kernenergie.pdf, zuletzt abgerufen am 01.12.2016.

U.S. Energy Information Administration (EIA) (2014). Annual Energy Outlook 2014 with Projections to 2040, Washington, DC. Verfügbar unter www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383%282014%29.pdf, zuletzt abgerufen am 01.12.2016.

United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) (2015): Paris Agreement (12.12.2015). Verfügbar unter http://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/english_paris_agreement.pdf, zuletzt abgerufen am 01.12.2016.

Wuppertal-Institut (WI); Öko-Institut (2000). Bewertung eines Ausstiegs aus der Kernenergie aus klimapolitischer und volkswirtschaftlicher Sicht. Kernkraftwerksscharfe Analyse, Wuppertal, Freiburg, Bremen, Darmstadt, Berlin.

10.2 Daten

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB):
Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland.

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB):
Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi):
Zahlen und Faktoren. Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung.

Bundesnetzagentur (BNetzA):
Kraftwerksliste (bundesweit; alle Netz- und Umspannebenen).

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW):
Schnellstatistik. Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland.

European Energy Exchange (EEX):
Market Data. API 2 CIF ARA (Argus-IHS McCloskey) Coal Month Futures.

European Energy Exchange (EEX):
Market Data. EU Emission Allowances, Secondary Market.

European Energy Exchange (EEX):
Market Data. European Emission Allowances Futures.

European Energy Exchange (EEX):
Market Data. Natural Gas Daily Reference Price.

European Energy Exchange (EEX):
Market Data. Natural Gas Year Futures.

International Energy Agency (IEA):
Energy Balances of OECD Countries.

Mineralölwirtschaftsverband (MWV):
Jahresbericht/Mineralöl-Zahlen.

Open Power System Data Platform:
Conventional power plants.

Statistisches Bundesamt (StBA):
Bevölkerung Deutschlands bis 2060. Ergebnisse der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung.

Statistisches Bundesamt (StBA):
Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung.

Statistisches Bundesamt (StBA):
Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Inlandsproduktsberechnung.
Lange Reihen ab 1970. Fachserie 18, Reihe 1.5.

U.S. Bureau of Economic Analysis (BEA):
Gross Domestic Product (GDP). Current-dollar and „real“ GDP.

United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division:
World Population Prospects (UN WPP).

World Bank:
World Development Indicators.

10.3 Rechtsvorschriften

EEG 2014 – Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. 2014, Teil I, Nr. 33, S. 1066-1132), zuletzt geändert durch Artikel 15 des Gesetzes vom 29. August 2016 (BGBl. 2016, Teil I, Nr. 43, S. 2034-2064).

EEG 2017 – Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. 2014, Teil I, Nr. 33, S. 1066-1132), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 13. Oktober 2016 (BGBl. 2016, Teil I, S. 2258-2357).

MSR-RL – Beschluss (EU) 2015/1814 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 6. Oktober 2015 über die Einrichtung und Anwendung einer Marktstabilitätsreserve für das System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union und zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG, Amtsblatt der Europäischen Union, 09.10.2015, L 264/1-5.

Abbildungsverzeichnis

Abb. 3-1:	Brutto-Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland, 1990–2015	28
Abb. 3-2:	Altersstruktur der Netto-Stromerzeugungskapazitäten auf Braun- und Steinkohlebasis in Deutschland (ohne die bis 2020 geplanten Stilllegungen)	29
Abb. 3-3:	Netto-Stromerzeugung in Deutschland, 1990–2015	30
Abb. 3-4:	CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugungsanlagen in Deutschland, 1990–2015	32
Abb. 5-1:	Regionale Abgrenzung für die Modellierung des Strommarktes	47
Abb. 5-2:	Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien der elektrischen Nachbarn Deutschlands, 2020–2040	49
Abb. 5-3:	Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien der elektrischen Nachbarn Deutschlands, 2020–2040	50
Abb. 5-4:	Endenergiebedarf Strom der elektrischen Nachbarn Deutschlands, 2011–2050	51
Abb. 5-5:	Entwicklung der installierten konventionellen Kraftwerksleistung in den elektrischen Nachbarländern Deutschlands, 2020–2040	53
Abb. 5-6:	Bruttostromnachfrage (ohne Eigenverbrauch der Kraftwerke) und Ausbau der regenerativen Stromerzeugungskapazitäten, 1990–2050	56
Abb. 6-1:	Kraftwerkskapazität der Anlagen mit gesicherter Leistung im Schnellausstiegs-Szenario, 2015–2050	63
Abb. 6-2:	Stromaufkommen im Schnellausstiegs-Szenario, 2015–2050	64
Abb. 6-3:	CO ₂ -Emissionen im Schnellausstiegs-Szenario, 2015–2050	65
Abb. 6-4:	Nettoleistung der Braun- und Steinkohlekraftwerke in den Laufzeitbegrenzungs-Szenarien, 2015–2050	68
Abb. 6-5:	Gesicherte Leistung in den Laufzeitbegrenzungs-Szenarien mit Ausbau der erneuerbaren Energien nach EEG 2017, 2015–2050	70

Abb. 6-6: Gesicherte Leistung in den Laufzeitbegrenzungs-Szenarien mit ambitioniertem Ausbau der erneuerbaren Energien, 2015–2050	71
Abb. 6-7: Stromaufkommen in den Laufzeitbegrenzungs-Szenarien mit Ausbau der Erneuerbaren nach EEG 2017, 2015–2050	74
Abb. 6-8: Stromaufkommen in den Laufzeitbegrenzungs-Szenarien mit ambitioniertem Ausbau der Erneuerbaren, 2015–2050	75
Abb. 6-9: CO ₂ -Emissionen in den Laufzeitbegrenzungs-Szenarien mit Ausbau der Erneuerbaren nach EEG 2017, 2015–2050	76
Abb. 6-10: CO ₂ -Emissionen in den Laufzeitbegrenzungs-Szenarien mit ambitioniertem Ausbau der Erneuerbaren, 2015–2050	77
Abb. 6-11: Kumulierte CO ₂ -Emissionen im Schnellausstiegs- und in den Laufzeitbegrenzungs-Szenarien, 2015–2050	79
Abb. 6-12: Netto-Stromimporte im Schnellausstiegs- und in den Laufzeitbegrenzungs-Szenarien, 2025	81
 Abb. 7-1: Nettoleistung der Braun- und Steinkohlekraftwerke im Transformations-Szenario, 2015–2050	 83
Abb. 7-2: Gesicherte Leistung im Transformations-Szenario, 2015–2050	84
Abb. 7-3: Stromaufkommen im Transformations-Szenario, 2015–2050	85
Abb. 7-4: Entwicklung der konventionellen Stromerzeugung in den elektrischen Nachbarstaaten Deutschlands im Transformations-Szenario	87
Abb. 7-5: CO ₂ -Emissionen im Transformations-Szenario, 2015–2050	88
Abb. 7-6: Kumulierte CO ₂ -Emissionen in den untersuchten Szenarien, 2015–2050	89
Abb. 7-7: Effekte unterschiedlicher Kohle-Auslaufpfade auf die Großhandels-Strompreise, 2020–2050	91
 Abb. A-1 Prognos Strommarktmodell	 140

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Stromverbrauch in Deutschland, 1990–2015	25
Tabelle 4-1:	Globale CO ₂ -Emissionen und globales CO ₂ -Budget	34
Tabelle 4-2:	Globale CO ₂ -Emissionen und nationales CO ₂ -Budget (ohne Berücksichtigung historischer Emissionen)	39
Tabelle 4-3:	Nationales CO ₂ - und das Stromsektor-Budget	42
Tabelle 5-1:	Entwicklung der Brennstoff- und CO ₂ -Preise in einem Klimaschutzpolitisch herausfordernden und in einem Klimaschutzpolitisch förderlichen Umfeld (Preisbasis 2010)	45
Tabelle 7-1:	Braunkohlereserven und Braunkohlebedarf im Transformations-Szenario sowie das entsprechende CO ₂ -Emissionspotenzial, 2015–2050	94
Tabelle A-1:	Ergebnisse für das Schnellausstiegs-Szenario mit sehr ambitioniertem Ausbau der erneuerbaren Energien, 2015–2050	120
Tabelle A-2:	Ergebnisse für das Laufzeitbegrenzungs-Szenario für 20 Jahre mit Ausbau der erneuerbaren Energien nach EEG 2017, 2015–2050	121
Tabelle A-3:	Ergebnisse für das Laufzeitbegrenzungs-Szenario für 25 Jahre mit Ausbau der erneuerbaren Energien nach EEG 2017, 2015–2050	122
Tabelle A-4:	Ergebnisse für das Laufzeitbegrenzungs-Szenario für 30 Jahre mit Ausbau der erneuerbaren Energien nach EEG 2017, 2015–2050	123
Tabelle A-5:	Ergebnisse für das Laufzeitbegrenzungs-Szenario für 20 Jahre mit ambitioniertem Ausbau der erneuerbaren Energien, 2015–2050	124
Tabelle A-6:	Ergebnisse für das Laufzeitbegrenzungs-Szenario für 25 Jahre mit ambitioniertem Ausbau der erneuerbaren Energien, 2015–2050	125
Tabelle A-7:	Ergebnisse für das Laufzeitbegrenzungs-Szenario für 30 Jahre mit ambitioniertem Ausbau der erneuerbaren Energien, 2015–2050	126

Tabelle A-8: Ergebnisse für das Transformations-Szenario mit ambitioniertem Ausbau der erneuerbaren Energien, 2015–2050	127
Tabelle A-9: Braunkohlekraftwerke mit Blockleistungen größer 100 MW im Transformations-Szenario	128
Tabelle A-10: Steinkohlekraftwerke mit Blockleistungen größer 100 MW im Transformations-Szenario	129
Tabelle A-11: Entwicklung der Kraftwerksparks in Österreich und der Schweiz, 2014–2040	130
Tabelle A-12: Entwicklung der Kraftwerksparks in Frankreich, Luxemburg und Belgien, 2014–2040	131
Tabelle A-13: Entwicklung der Kraftwerksparks in den Niederlanden und Dänemark, 2014–2040	132
Tabelle A-14: Entwicklung der Kraftwerksparks in Schweden, Norwegen und Polen, 2014–2040	133
Tabelle A-15: Entwicklung des Kraftwerksparks in Tschechien, 2014–2040	134

Anhang 1: Detaillierte Ergebnistabellen

Tabelle A-1

**Ergebnisse für das Schnellausstiegs-Szenario mit
sehr ambitioniertem Ausbau der erneuerbaren Energien,
2015–2050**

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Erzeugungsleistung	GW (netto)							
Kernenergie	12	8	-	-	-	-	-	-
Braunkohle	21	7	-	-	-	-	-	-
Steinkohle	29	7	-	-	-	-	-	-
Erdgas	30	26	26	23	19	19	19	19
Andere Fossile	4	5	5	5	5	5	4	4
Wasserkraft (ohne PSW)	6	5	5	5	6	6	6	6
Onshore-Wind	41	55	65	78	84	97	122	173
Offshore-Wind	3	6	18	27	33	39	45	51
Fotovoltaik	39	54	73	84	101	117	134	150
Biomasse	9	9	8	6	6	6	6	6
Andere Erneuerbare	-	0	0	1	1	1	2	2
Kurzzeitspeicher (PSW u. a.)	9	9	9	9	9	9	9	9
Reserven, DSM, Importe	-	23	46	50	55	55	55	55
Summe	204	215	255	289	318	353	402	475
<i>Summe gesichert</i>	121	99	99	99	99	99	99	99
Stromaufkommen	TWh (netto)							
Kernenergie	87	63	-	-	-	-	-	-
Braunkohle	143	47	-	-	-	-	-	-
Steinkohle	107	40	-	-	-	-	-	-
Erdgas	59	80	110	98	51	56	15	2
Andere Fossile	21	19	18	15	13	10	8	6
Wasserkraft	19	23	23	22	22	22	22	22
Onshore-Wind	71	103	130	164	185	223	281	397
Offshore-Wind	8	28	75	115	131	167	187	197
Fotovoltaik	39	50	68	79	94	111	127	143
Biomasse	50	42	38	26	22	23	25	6
Andere Erneuerbare	0	1	3	4	6	8	10	12
Summe Erzeugung	604	496	465	524	524	621	675	786
<i>davon regenerativ</i>	187	247	336	410	461	555	652	778
Nettostromimporte	-52	6	24	-34	-22	-14	-8	-79
CO₂-Emissionen	Mio. t CO₂							
Braunkohle	168	47	-	-	-	-	-	-
Steinkohle	111	34	-	-	-	-	-	-
Erdgas	38	37	51	44	21	22	6	1
Andere Fossile	34	36	32	28	23	18	14	9
Summe	352	153	83	72	44	40	20	10
Kum. CO₂-Emissionen	Mio. t CO₂							
Braunkohle	168	705	821	821	821	821	821	821
Steinkohle	111	475	560	560	560	560	560	560
Erdgas	38	226	447	685	849	958	1.029	1.047
Andere Fossile	34	209	378	528	654	754	833	890
Summe	352	1.615	2.206	2.594	2.884	3.094	3.243	3.318

Tabelle A-2

**Ergebnisse für das Laufzeitbegrenzungs-Szenario für 20 Jahre
mit Ausbau der erneuerbaren Energien nach EEG 2017,
2015–2050**

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Erzeugungsleistung	GW (netto)							
Kernenergie	12	8	-	-	-	-	-	-
Braunkohle	21	6	3	3	-	-	-	-
Steinkohle	29	8	8	7	4	-	-	-
Erdgas	30	26	26	23	19	19	19	19
Andere Fossile	4	5	5	5	5	5	4	4
Wasserkraft (ohne PSW)	6	5	5	5	6	6	6	6
Onshore-Wind	41	52	54	59	62	68	80	105
Offshore-Wind	3	7	11	15	19	23	27	31
Fotovoltaik	39	51	62	66	75	84	93	102
Biomasse	9	9	8	6	6	6	6	6
Andere Erneuerbare	-	0	0	1	1	1	2	2
Kurzzeitspeicher (PSW u. a.)	9	9	9	9	9	9	9	9
Reserven, DSM, Importe	-	23	35	40	51	55	55	55
Summe	204	209	227	239	256	275	301	339
<i>Summe gesichert</i>	<i>121</i>	<i>99</i>	<i>99</i>	<i>99</i>	<i>99</i>	<i>99</i>	<i>99</i>	<i>99</i>
Stromaufkommen	TWh (netto)							
Kernenergie	87	63	-	-	-	-	-	-
Braunkohle	143	41	19	20	-	-	-	-
Steinkohle	107	42	39	43	25	-	-	-
Erdgas	59	88	116	114	93	146	115	100
Andere Fossile	21	19	18	16	13	11	8	6
Wasserkraft	19	23	23	22	22	22	22	22
Onshore-Wind	71	97	108	123	136	156	184	241
Offshore-Wind	8	28	45	65	81	99	116	133
Fotovoltaik	39	47	58	62	70	80	89	97
Biomasse	50	43	38	27	23	25	28	31
Andere Erneuerbare	0	1	3	4	6	8	10	12
Summe Erzeugung	604	492	468	497	469	547	572	645
<i>davon regenerativ</i>	<i>187</i>	<i>239</i>	<i>275</i>	<i>303</i>	<i>338</i>	<i>390</i>	<i>449</i>	<i>538</i>
Nettostromimporte	-52	11	22	-10	33	57	73	24
CO₂-Emissionen	Mio. t CO₂							
Braunkohle	168	40	18	20	-	-	-	-
Steinkohle	111	36	33	36	21	-	-	-
Erdgas	38	45	55	52	39	62	44	37
Andere Fossile	34	36	32	28	23	18	14	9
Summe	352	156	139	135	82	80	58	47
Kum. CO₂-Emissionen	Mio. t CO₂							
Braunkohle	168	736	882	978	1.026	1.026	1.026	1.026
Steinkohle	111	445	617	791	933	985	985	985
Erdgas	38	212	462	730	955	1.207	1.472	1.675
Andere Fossile	34	211	381	532	659	760	839	897
Summe	352	1.603	2.343	3.030	3.573	3.978	4.322	4.582

Tabelle A-3

**Ergebnisse für das Laufzeitbegrenzungs-Szenario für 25 Jahre
mit Ausbau der erneuerbaren Energien nach EEG 2017,
2015–2050**

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Erzeugungsleistung	GW (netto)							
Kernenergie	12	8	-	-	-	-	-	-
Braunkohle	21	9	6	3	3	-	-	-
Steinkohle	29	8	8	8	7	5	-	-
Erdgas	30	26	26	23	19	19	19	19
Andere Fossile	4	5	5	5	5	5	4	4
Wasserkraft (ohne PSW)	6	5	5	5	6	6	6	6
Onshore-Wind	41	52	54	59	62	68	80	105
Offshore-Wind	3	7	11	15	19	23	27	31
Fotovoltaik	39	51	62	66	75	84	93	102
Biomasse	9	9	8	6	6	6	6	6
Andere Erneuerbare	-	0	0	1	1	1	2	2
Kurzzeitspeicher (PSW u.a.)	9	9	9	9	9	9	9	9
Reserven, DSM, Importe	-	19	32	40	45	50	55	55
Summe	204	209	227	239	256	275	301	339
<i>Summe gesichert</i>	121	99	99	99	99	99	99	99
Stromaufkommen	TWh (netto)							
Kernenergie	87	63	-	-	-	-	-	-
Braunkohle	143	63	38	21	19	-	-	-
Steinkohle	107	42	36	45	40	32	-	-
Erdgas	59	78	99	114	71	116	109	94
Andere Fossile	21	19	18	16	13	10	8	6
Wasserkraft	19	23	23	22	22	22	22	22
Onshore-Wind	71	97	108	123	136	156	184	241
Offshore-Wind	8	28	45	65	81	99	116	133
Fotovoltaik	39	47	58	62	70	80	89	97
Biomasse	50	43	38	27	22	24	27	31
Andere Erneuerbare	0	1	3	4	6	8	10	12
Summe Erzeugung	604	504	466	498	481	547	565	638
<i>davon regenerativ</i>	187	239	275	303	338	389	448	538
Nettostromimporte	-52	-0	24	-12	20	57	80	30
CO₂-Emissionen	Mio. t CO₂							
Braunkohle	168	66	37	20	19	-	-	-
Steinkohle	111	36	31	38	33	26	-	-
Erdgas	38	40	48	52	30	45	41	35
Andere Fossile	34	36	32	28	23	18	14	9
Summe	352	177	148	137	104	89	55	44
Kum. CO₂-Emissionen	Mio. t CO₂							
Braunkohle	168	753	1.011	1.153	1.250	1.297	1.297	1.297
Steinkohle	111	480	648	820	995	1.141	1.205	1.205
Erdgas	38	232	451	699	903	1.091	1.307	1.496
Andere Fossile	34	210	379	529	655	756	835	892
Summe	352	1.676	2.489	3.201	3.803	4.284	4.643	4.890

Tabelle A-4

**Ergebnisse für das Laufzeitbegrenzungs-Szenario für 30 Jahre
mit Ausbau der erneuerbaren Energien nach EEG 2017,
2015–2050**

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Erzeugungsleistung	GW (netto)							
Kernenergie	12	8	-	-	-	-	-	-
Braunkohle	21	9	9	6	3	3	-	-
Steinkohle	29	11	8	8	8	7	4	-
Erdgas	30	26	26	23	19	19	19	19
Andere Fossile	4	5	5	5	5	5	4	4
Wasserkraft (ohne PSW)	6	5	5	5	6	6	6	6
Onshore-Wind	41	52	54	59	62	68	80	105
Offshore-Wind	3	7	11	15	19	23	27	31
Fotovoltaik	39	51	62	66	75	84	93	102
Biomasse	9	9	8	6	6	6	6	6
Andere Erneuerbare	-	0	0	1	1	1	2	2
Kurzzeitspeicher (PSW u. a.)	9	9	9	9	9	9	9	9
Reserven, DSM, Importe	-	17	28	37	44	45	51	55
Summe	204	209	227	239	256	275	301	339
<i>Summe gesichert</i>	121	99	99	99	99	99	99	99
Stromaufkommen	TWh (netto)							
Kernenergie	87	63	-	-	-	-	-	-
Braunkohle	143	64	59	40	20	20	-	-
Steinkohle	107	52	36	43	41	46	27	-
Erdgas	59	72	88	99	71	92	84	86
Andere Fossile	21	19	18	16	13	10	8	6
Wasserkraft	19	23	23	22	22	22	22	22
Onshore-Wind	71	97	108	123	136	156	184	241
Offshore-Wind	8	28	45	65	81	99	116	133
Fotovoltaik	39	47	58	62	70	80	89	97
Biomasse	50	43	38	27	22	24	26	31
Andere Erneuerbare	0	1	3	4	6	8	10	12
Summe Erzeugung	604	511	475	500	483	558	567	630
<i>davon regenerativ</i>	187	239	276	302	338	389	448	537
Nettostromimporte	-52	-7	15	-14	19	45	78	39
CO₂-Emissionen	Mio. t CO₂							
Braunkohle	168	67	61	40	19	20	-	-
Steinkohle	111	47	31	36	34	38	22	-
Erdgas	38	37	42	45	30	36	31	31
Andere Fossile	34	35	32	28	23	18	14	9
Summe	352	187	166	148	105	111	66	41
Kum. CO₂-Emissionen	Mio. t CO₂							
Braunkohle	168	757	1.078	1.330	1.477	1.574	1.623	1.623
Steinkohle	111	507	700	868	1.042	1.219	1.367	1.421
Erdgas	38	226	424	642	828	993	1.161	1.317
Andere Fossile	34	209	378	527	653	754	832	890
Summe	352	1.699	2.580	3.366	4.000	4.540	4.983	5.251

Tabelle A-5

**Ergebnisse für das Laufzeitbegrenzungs-Szenario für 20 Jahre
mit ambitioniertem Ausbau der erneuerbaren Energien,
2015–2050**

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Erzeugungsleistung	GW (netto)							
Kernenergie	12	8	-	-	-	-	-	-
Braunkohle	21	6	3	3	-	-	-	-
Steinkohle	29	8	8	7	4	-	-	-
Erdgas	30	26	26	23	19	19	19	19
Andere Fossile	4	5	5	5	5	5	4	4
Wasserkraft (ohne PSW)	6	5	5	5	6	6	6	6
Onshore-Wind	41	52	57	70	76	89	114	165
Offshore-Wind	3	6	13	22	28	34	40	46
Fotovoltaik	39	51	65	76	93	109	126	142
Biomasse	9	9	8	6	6	6	6	6
Andere Erneuerbare	-	0	0	1	1	1	2	2
Kurzzeitspeicher (PSW u. a.)	9	9	9	9	9	9	9	9
Reserven, DSM, Importe	-	23	35	40	51	55	55	55
Summe	204	209	234	268	297	333	381	455
<i>Summe gesichert</i>	121	99	99	99	99	99	99	99
Stromaufkommen	TWh (netto)							
Kernenergie	87	63	-	-	-	-	-	-
Braunkohle	143	41	20	19	-	-	-	-
Steinkohle	107	42	42	38	19	-	-	-
Erdgas	59	88	100	86	55	73	29	3
Andere Fossile	21	19	18	15	13	10	8	6
Wasserkraft	19	23	23	22	22	22	22	22
Onshore-Wind	71	97	114	147	168	205	263	379
Offshore-Wind	8	28	57	96	117	148	170	195
Fotovoltaik	39	47	61	71	87	104	120	135
Biomasse	50	43	38	26	22	23	25	12
Andere Erneuerbare	0	1	3	4	6	8	10	12
Summe Erzeugung	604	492	474	526	510	593	647	766
<i>davon regenerativ</i>	187	239	295	367	423	510	610	756
Nettostromimporte	-52	11	15	-38	-8	11	-2	-97
CO₂-Emissionen	Mio. t CO₂							
Braunkohle	168	40	19	19	-	-	-	-
Steinkohle	111	36	35	32	16	-	-	-
Erdgas	38	45	48	40	23	29	11	1
Andere Fossile	34	36	32	28	23	18	14	9
Summe	352	156	134	118	62	46	25	10
Kum. CO₂-Emissionen	Mio. t CO₂							
Braunkohle	168	736	884	979	1.026	1.026	1.026	1.026
Steinkohle	111	445	623	790	911	952	952	952
Erdgas	38	212	443	662	818	948	1.048	1.079
Andere Fossile	34	211	380	529	655	756	834	892
Summe	352	1.603	2.330	2.961	3.411	3.682	3.860	3.948

Tabelle A-6

**Ergebnisse für das Laufzeitbegrenzungs-Szenario für 25 Jahre
mit ambitioniertem Ausbau der erneuerbaren Energien,
2015–2050**

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Erzeugungsleistung	GW (netto)							
Kernenergie	12	8	-	-	-	-	-	-
Braunkohle	21	9	6	3	3	-	-	-
Steinkohle	29	8	8	8	7	4	-	-
Erdgas	30	26	26	23	19	19	19	19
Andere Fossile	4	5	5	5	5	5	4	4
Wasserkraft (ohne PSW)	6	5	5	5	6	6	6	6
Onshore-Wind	41	52	57	70	76	89	114	165
Offshore-Wind	3	6	13	22	28	34	40	46
Fotovoltaik	39	51	65	76	93	109	126	142
Biomasse	9	9	8	6	6	6	6	6
Andere Erneuerbare	-	0	0	1	1	1	2	2
Kurzzeitspeicher (PSW u. a.)	9	9	9	9	9	9	9	9
Reserven, DSM, Importe	-	19	32	40	45	51	55	55
Summe	204	209	234	268	297	333	381	455
<i>Summe gesichert</i>	<i>121</i>	<i>99</i>	<i>99</i>	<i>99</i>	<i>99</i>	<i>99</i>	<i>99</i>	<i>99</i>
Stromaufkommen	TWh (netto)							
Kernenergie	87	63	-	-	-	-	-	-
Braunkohle	143	63	39	20	17	-	-	-
Steinkohle	107	42	38	39	27	25	-	-
Erdgas	59	78	83	87	45	58	29	3
Andere Fossile	21	19	17	15	13	10	8	6
Wasserkraft	19	23	23	22	22	22	22	22
Onshore-Wind	71	97	114	147	168	205	263	379
Offshore-Wind	8	28	57	96	117	148	170	195
Fotovoltaik	39	47	61	71	87	104	120	135
Biomasse	50	43	38	26	22	23	25	12
Andere Erneuerbare	0	1	3	4	6	8	10	12
Summe Erzeugung	604	504	472	528	524	604	647	765
<i>davon regenerativ</i>	<i>187</i>	<i>239</i>	<i>295</i>	<i>367</i>	<i>423</i>	<i>510</i>	<i>610</i>	<i>756</i>
Nettostromimporte	-52	-0	16	-40	-22	0	-1	-97
CO₂-Emissionen	Mio. t CO₂							
Braunkohle	168	66	39	19	17	-	-	-
Steinkohle	111	36	33	33	22	21	-	-
Erdgas	38	40	40	40	19	23	11	1
Andere Fossile	34	36	32	28	23	18	14	9
Summe	352	177	143	119	81	62	25	10
Kum. CO₂-Emissionen	Mio. t CO₂							
Braunkohle	168	753	1.015	1.160	1.250	1.292	1.292	1.292
Steinkohle	111	480	652	816	955	1.063	1.116	1.116
Erdgas	38	232	433	633	779	885	971	1.001
Andere Fossile	34	210	377	526	651	752	830	888
Summe	352	1.676	2.477	3.135	3.635	3.992	4.208	4.296

Tabelle A-7

**Ergebnisse für das Laufzeitbegrenzungs-Szenario für 30 Jahre
mit ambitioniertem Ausbau der erneuerbaren Energien,
2015–2050**

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Erzeugungsleistung	GW (netto)							
Kernenergie	12	8	-	-	-	-	-	-
Braunkohle	21	9	9	6	3	3	-	-
Steinkohle	29	11	8	8	8	7	4	-
Erdgas	30	26	26	23	19	19	19	19
Andere Fossile	4	5	5	5	5	5	4	4
Wasserkraft (ohne PSW)	6	5	5	5	6	6	6	6
Onshore-Wind	41	52	57	70	76	89	114	165
Offshore-Wind	3	6	13	22	28	34	40	46
Fotovoltaik	39	51	65	76	93	109	126	142
Biomasse	9	9	8	6	6	6	6	6
Andere Erneuerbare	-	0	0	1	1	1	2	2
Kurzzeitspeicher (PSW u. a.)	9	9	9	9	9	9	9	9
Reserven, DSM, Importe	-	17	28	37	44	45	51	55
Summe	204	209	234	268	297	333	381	455
<i>Summe gesichert</i>	121	99	99	99	99	99	99	99
Stromaufkommen	TWh (netto)							
Kernenergie	87	63	-	-	-	-	-	-
Braunkohle	143	64	61	39	17	20	-	-
Steinkohle	107	52	37	34	26	39	15	-
Erdgas	59	72	73	70	37	30	16	2
Andere Fossile	21	19	17	15	13	10	8	6
Wasserkraft	19	23	23	22	22	22	22	22
Onshore-Wind	71	97	114	147	168	205	263	379
Offshore-Wind	8	28	57	96	117	148	170	194
Fotovoltaik	39	47	61	71	87	104	120	135
Biomasse	50	43	38	26	22	24	25	9
Andere Erneuerbare	0	1	3	4	6	8	10	12
Summe Erzeugung	604	511	483	524	516	610	649	761
<i>davon regenerativ</i>	187	239	295	367	422	510	609	752
Nettostromimporte	-52	-7	5	-37	-14	-5	-3	-91
CO₂-Emissionen	Mio. t CO₂							
Braunkohle	168	67	64	38	17	19	-	-
Steinkohle	111	47	32	30	22	33	12	-
Erdgas	38	37	36	33	16	13	6	1
Andere Fossile	34	35	31	28	23	18	14	9
Summe	352	187	163	128	78	82	32	10
Kum. CO₂-Emissionen	Mio. t CO₂							
Braunkohle	168	757	1.085	1.340	1.478	1.567	1.615	1.615
Steinkohle	111	507	703	857	987	1.124	1.235	1.264
Erdgas	38	226	409	581	702	775	824	842
Andere Fossile	34	209	377	524	649	750	828	885
Summe	352	1.699	2.574	3.302	3.816	4.216	4.501	4.606

Tabelle A-8

Ergebnisse für das Transformations-Szenario mit ambitioniertem Ausbau der erneuerbaren Energien, 2015–2050

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Erzeugungsleistung	GW (netto)							
Kernenergie	12	8	-	-	-	-	-	-
Braunkohle	21	9	9	6	3	-	-	-
Steinkohle	29	11	8	8	8	-	-	-
Erdgas	30	26	26	23	19	19	19	19
Andere Fossile	4	5	5	5	5	5	4	4
Wasserkraft (ohne PSW)	6	5	5	5	6	6	6	6
Onshore-Wind	41	52	57	70	76	89	114	165
Offshore-Wind	3	6	13	22	28	34	40	46
Fotovoltaik	39	51	65	76	93	109	126	142
Biomasse	9	9	8	6	6	6	6	6
Andere Erneuerbare	-	0	0	1	1	1	2	2
Kurzzeitspeicher (PSW u. a.)	9	9	9	9	9	9	9	9
Reserven, DSM, Importe	-	17	28	37	44	55	55	55
Summe	204	209	234	268	297	333	381	455
<i>Summe gesichert</i>	<i>121</i>	<i>99</i>	<i>99</i>	<i>99</i>	<i>99</i>	<i>99</i>	<i>99</i>	<i>99</i>
Stromaufkommen	TWh (netto)							
Kernenergie	87	63	-	-	-	-	-	-
Braunkohle	143	53	41	29	10	-	-	-
Steinkohle	107	52	41	35	26	-	-	-
Erdgas	59	74	77	71	33	65	23	3
Andere Fossile	21	19	17	15	13	10	8	6
Wasserkraft	19	23	23	22	22	22	22	22
Onshore-Wind	71	97	114	147	168	205	263	379
Offshore-Wind	8	28	57	96	117	148	170	195
Fotovoltaik	39	47	61	71	87	104	120	135
Biomasse	50	43	38	26	22	23	25	10
Andere Erneuerbare	0	1	3	4	6	8	10	12
Summe Erzeugung	604	500	471	518	504	585	641	763
<i>davon regenerativ</i>	<i>187</i>	<i>239</i>	<i>295</i>	<i>367</i>	<i>422</i>	<i>510</i>	<i>609</i>	<i>754</i>
Nettostromimporte	-52	11	15	-38	-8	11	-2	-97
CO₂-Emissionen	Mio. t CO₂							
Braunkohle	168	55	43	29	10	-	-	-
Steinkohle	111	47	35	31	22	-	-	-
Erdgas	38	38	38	33	14	26	9	1
Andere Fossile	34	35	31	28	23	18	14	9
Summe	352	175	148	120	69	43	23	10
Kum. CO₂-Emissionen	Mio. t CO₂							
Braunkohle	168	764	1.009	1.189	1.285	1.285	1.285	1.285
Steinkohle	111	474	679	844	977	977	977	977
Erdgas	38	195	383	560	679	779	867	892
Andere Fossile	34	211	378	526	651	751	829	887
Summe	352	1.643	2.449	3.119	3.592	3.793	3.958	4.041

Anhang 2: Liste der Braun- und Steinkohlekraftwerke mit Blockleistungen größer 100 MW im Transformations-Szenario

Tabelle A-9

Braunkohlekraftwerke mit Blockleistungen größer 100 MW im Transformations-Szenario

Quelle: Bundesnetzagentur, Berechnungen von Öko-Institut und Prognos

BNetzA-Nr.	Blockname	Inbetriebnahme	Leistung	Stilllegung Anfang	CO ₂ -optimierter Betrieb ab
			MW		
BNA1401a	Neurath F (BoA 2)	2012	1.050	2036	2033
BNA1401b	Neurath G (BoA 3)	2012	1.050	2036	2033
BNA0709	Niederaußem K (BoA 1)	2002	944	2033	2023
BNA0115	Lippendorf S	2000	875	2031	2021
BNA0116	Lippendorf R	1999	875	2030	2020
BNA0124	Boxberg Q	2000	857	2031	2021
BNA0914	Schwarze Pumpe A	1997	750	2028	2019
BNA0915	Schwarze Pumpe B	1998	750	2029	2019
BNA0708	Niederaußem G	1974	653	2019	-
BNA0707	Niederaußem H	1974	648	2019	-
BNA1404	Boxberg R	2012	640	2036	2033
BNA0699	Neurath D	1975	607	2019	-
BNA0700	Neurath E	1976	604	2019	-
BNA1027	Weisweiler G	1974	592	2019	-
BNA1028	Weisweiler H	1975	592	2019	-
BNA0122	Boxberg N	1979	465	2019	-
BNA0123	Boxberg P	1980	465	2019	-
BNA0785	KW Jänschwalde A	1981	465	2019	-
BNA0786	KW Jänschwalde B	1982	465	2019	-
BNA0787	KW Jänschwalde C	1984	465	2019	-
BNA0788	KW Jänschwalde D	1985	465	2019	-
BNA0878	Schkopau A	1996	450	2027	2019
BNA0879	Schkopau B	1996	450	2027	2019
BNA1025	Weisweiler E	1965	312	2019	-
BNA1026	Weisweiler F	1967	304	2019	-
BNA0705	Niederaußem D	1963	297	2020	2019
BNA0712	Niederaußem C	1965	294	2020	2019
BNA0697	Neurath B	1972	288	2019	-
BNA0696	Neurath A	1972	277	2019	-
BNA0292	Frechen/Wachtberg	1959	118	2019	-

Anmerkung: In die Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke überführte Blöcke sind nicht aufgeführt.

Tabelle A-10**Steinkohlekraftwerke mit Blockleistungen größer 100 MW
im Transformations-Szenario**

Quelle: Bundesnetzagentur, Berechnungen von Öko-Institut und Prognos

BNetzA-Nr.	Blockname	Inbetriebnahme	Leistung	Stilllegung Anfang	CO ₂ -optimierter Betrieb ab
			MW		
BNAP029	Datteln 4	2019*	1.055	2036	-
BNA0793	Heyden 4	1987	875	2019	-
BNA0646b	Mannheim GKM 9	2015	843	2036	-
BNA0518b	Karlsruhe RDK 8	2014	842	2036	2035
BNA0493	Ibbenbüren B	1985	794	2019	-
BNA0434	HKW Heilbronn 7	1985	778	2019	-
BNA0413c	Westfalen E	2014	765	2036	2035
BNA1558	Hamburg Moorburg B	2015	760	2036	-
BNA1673	Hamburg Moorburg A	2015	760	2036	-
BNA1508	Trianel Lünen	2013	746	2036	2034
BNA1674	Wilhelmshaven	2015	731	2036	-
BNA0216b	KW Walsum 10	2013	725	2036	2034
BNA0093	Bexbach	1983	721	2019	-
BNA0991	KW Voerde A	1982	695	2019	-
BNA0992	KW Voerde B	1985	695	2019	-
BNA1046a	Gersteinwerk K2	1984	608	2020	2019
BNA0377	Staudinger 5	1992	510	2023	2019
BNA0849	Rostock	1994	508	2025	2019
BNA0518a	Karlsruhe RDK 7	1985	505	2019	-
BNA1093	Zolling 5	1986	472	2019	-
BNA0450	Herne 4	1989	449	2020	2019
BNA0646a	Mannheim GKM 8	1993	435	2024	2019
BNA0020	HKW Altbach/Deizisau 1	1985	433	2019	-
BNA0645	Mannheim GKM 7	1982	425	2019	-
BNA0216a	Walsum 9	1988	370	2019	-
BNA0019	HKW Altbach/Deizisau 2	1997	336	2028	2019
BNA0969b	München Nord 2	1991	333	2022	2019
BNA1037	Werdohl-Elverlingsen E4	1982	310	2019	-
BNA0086	Berlin Reuter West D	1987	282	2019	-
BNA0087	Berlin Reuter West E	1988	282	2019	-
BNA0644	Mannheim GKM 6	2005	255	2036	2026
BNA0999	Völklingen-Fenne	1989	211	2020	2019
BNA0402	Hamburg Tiefstack	1993	194	2024	2019
BNA0935	Stuttgart-Münster N12	1982	179	2019	-
BNA0998	MKW Völklingen-Fenne	1982	179	2019	-
BNA1076a	HKW Wolfsburg West 1	1985	139	2019	-
BNA1076b	HKW Wolfsburg West 2	1985	139	2019	-
BNA0420	Hannover GKH 1	1989	136	2020	2019
BNA0421	Hannover GKH 2	1989	136	2020	2019
BNA0144	Bremen Hastedt 15	1989	119	2020	2019

Anmerkung: In den nächsten Jahren erwartbar stillgelegte Kraftwerksblöcke sind nicht aufgeführt. - * eigene Annahme

Anhang 3: Annahmen zur Entwicklung der Kraftwerksparks in den europäischen Nachbarländern

Tabelle A-11

Entwicklung der Kraftwerksparks in Österreich und der Schweiz, 2014–2040

Quelle: Berechnungen von Prognos auf der Basis von Entso-E

	2014*	2020	2025	2030	2035	2040
GW						
Österreich						
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	1,2	1,2	1,2	1,2	0,1	0,1
Erdgas	4,9	5,4	5,3	5,3	5,3	5,0
Mineralöl	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Abfall	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige Fossile	1,3	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6
Pumpspeicher	0,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Wasser (ohne PSW)	13,6	11,3	12,6	13,8	13,8	13,8
Biomasse	0,6	1,4	1,6	1,8	1,9	2,0
Wind onshore	2,1	3,4	4,4	5,5	6,6	7,7
Wind offshore	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Solar (PV)	0,6	2,9	4,7	6,5	8,1	9,8
Andere Erneuerbare	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nachfragemanagement	0,0	0,2	0,2	0,5	0,6	0,6
Schweiz						
Kernenergie	3,2	2,2	1,2	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	0,1	1,4	2,8	5,3	7,8	7,7
Mineralöl	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Abfall	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige Fossile	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Pumpspeicher	0,0	0,0	0,7	0,7	0,7	0,7
Wasser (ohne PSW)	14,0	12,1	12,1	12,2	12,2	12,2
Biomasse	0,0	0,5	0,9	1,3	1,4	1,5
Wind onshore	0,1	0,4	0,6	0,9	1,1	1,3
Wind offshore	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Solar (PV)	0,7	2,4	3,4	4,5	5,6	6,8
Andere Erneuerbare	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nachfragemanagement	0,0	1,2	1,4	1,6	1,9	2,2

Anmerkungen: * für 2014: Pumpspeicher (PSW) bei Wasserkraftwerken enthalten, Schweden und Norwegen inkl. Torf, keine historischen Daten für Nachfragemanagement verfügbar

Tabelle A-12

Entwicklung der Kraftwerksparks in Frankreich, Luxemburg und Belgien, 2014–2040

Quelle: Berechnungen von Prognos auf der Basis von Entso-E

	2014*	2020	2025	2030	2035	2040
	GW					
Frankreich & Luxemburg						
Kernenergie	63,1	63,1	44,2	21,3	8,6	6,0
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	5,2	3,5	3,5	1,8	0,7	0,5
Erdgas	6,3	16,1	34,9	48,4	57,3	63,0
Mineralöl	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Abfall	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige Fossile	12,0	7,5	4,7	4,3	4,3	4,1
Pumpspeicher	0,0	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
Wasser (ohne PSW)	26,3	19,4	20,3	21,1	21,1	21,1
Biomasse	1,5	4,0	6,7	9,4	10,1	10,8
Wind onshore	9,0	20,0	29,1	38,2	46,8	55,4
Wind offshore	0,0	5,4	9,9	14,4	16,9	19,4
Solar (PV)	5,1	22,2	35,9	49,6	62,0	74,4
Andere Erneuerbare	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nachfragemanagement	0,0	7,1	7,3	8,2	9,4	9,4
Belgien						
Kernenergie	5,9	4,0	4,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	6,9	7,6	7,8	8,7	11,9	12,6
Mineralöl	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Abfall	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige Fossile	0,2	2,3	2,3	2,3	2,3	1,5
Pumpspeicher	0,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Wasser (ohne PSW)	1,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Biomasse	1,3	1,3	1,8	2,3	2,5	2,6
Wind onshore	1,1	2,8	4,1	5,4	6,4	7,5
Wind offshore	0,6	1,9	3,0	4,0	5,0	5,9
Solar (PV)	2,7	4,4	5,6	6,7	8,4	10,1
Andere Erneuerbare	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nachfragemanagement	0,0	1,0	1,0	1,1	1,2	1,2
Anmerkungen: * für 2014: Pumpspeicher (PSW) bei Wasserkraftwerken enthalten, Schweden und Norwegen inkl. Torf, keine historischen Daten für Nachfragemanagement verfügbar						

Tabelle A-13
Entwicklung der Kraftwerksparks in den Niederlanden
und Dänemark, 2014–2040

Quelle: Berechnungen von Prognos auf der Basis von Entso-E

	2014*	2020	2025	2030	2035	2040
	GW					
Niederlande						
Kernenergie	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	5,7	5,5	5,5	4,9	4,5	3,9
Erdgas	20,1	16,3	13,8	13,6	13,0	13,4
Mineralöl	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Abfall	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige Fossile	1,7	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Pumpspeicher	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wasser (ohne PSW)	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
Biomasse	0,4	1,4	2,2	2,9	3,1	3,3
Wind onshore	2,5	3,9	4,9	6,0	7,2	8,4
Wind offshore	0,2	2,7	4,8	6,8	8,4	10,0
Solar (PV)	0,8	4,1	6,6	9,1	11,4	13,7
Andere Erneuerbare	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nachfragemanagement	0,0	0,8	0,8	1,1	1,1	1,1
Dänemark						
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	2,7	2,9	2,6	2,0	1,3	0,4
Erdgas	2,2	3,0	0,2	0,1	0,6	0,6
Mineralöl	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Abfall	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige Fossile	0,1	1,1	0,8	0,8	0,8	0,8
Pumpspeicher	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wasser (ohne PSW)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasse	1,4	2,2	3,2	4,1	4,5	4,8
Wind onshore	3,5	4,5	5,2	5,9	7,3	8,7
Wind offshore	1,3	2,9	4,2	5,5	6,5	7,5
Solar (PV)	0,6	1,7	2,5	3,4	4,3	5,1
Andere Erneuerbare	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nachfragemanagement	0,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Anmerkungen: * für 2014: Pumpspeicher (PSW) bei Wasserkraftwerken enthalten, Schweden und Norwegen inkl. Torf, keine historischen Daten für Nachfragemanagement verfügbar						

Tabelle A-14

Entwicklung der Kraftwerksparks in Schweden, Norwegen und Polen, 2014–2040

Quelle: Berechnungen von Prognos auf der Basis von Entso-E

	2014*	2020	2025	2030	2035	2040
	GW					
Schweden & Norwegen						
Kernenergie	9,9	7,3	5,5	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1
Erdgas	2,1	2,6	2,6	2,2	1,8	1,8
Mineralöl	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Abfall	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige Fossile	4,7	3,6	3,3	3,2	3,2	2,9
Pumpspeicher	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Wasser (ohne PSW)	47,2	48,1	50,7	53,4	53,4	53,4
Biomasse	3,2	4,7	5,0	5,3	5,7	6,1
Wind onshore	4,6	10,7	14,9	19,0	22,8	26,6
Wind offshore	0,2	4,4	7,9	11,4	13,1	14,8
Solar (PV)	0,0	0,4	0,7	1,0	1,3	1,5
Andere Erneuerbare	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nachfragemanagement	0,0	1,9	1,9	3,7	3,7	3,7
Polen						
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	8,6	7,2	6,6	6,6	4,2	2,4
Steinkohle	19,8	19,7	14,2	11,9	11,2	10,5
Erdgas	0,9	6,7	6,9	8,3	10,5	12,1
Mineralöl	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Abfall	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige Fossile	0,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9
Pumpspeicher	0,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Wasser (ohne PSW)	2,4	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4
Biomasse	0,7	1,4	1,9	2,4	2,6	2,8
Wind onshore	3,4	5,1	6,2	7,3	8,8	10,2
Wind offshore	0,0	3,1	5,7	8,3	9,8	11,2
Solar (PV)	0,0	2,0	3,7	5,3	6,6	8,0
Andere Erneuerbare	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nachfragemanagement	0,0	0,8	1,0	1,1	1,4	1,5
Anmerkungen: * für 2014: Pumpspeicher (PSW) bei Wasserkraftwerken enthalten, Schweden und Norwegen inkl. Torf, keine historischen Daten für Nachfragemanagement verfügbar						

Tabelle A-15**Entwicklung des Kraftwerksparks in Tschechien, 2014–2040**

Quelle: Berechnungen von Prognos auf der Basis von Entso-E

	2014*	2020	2025	2030	2035	2040
	GW					
Tschechien						
Kernenergie	3,7	3,8	3,8	3,3	1,9	1,9
Braunkohle	7,6	5,8	5,1	2,9	2,4	2,4
Steinkohle	1,3	1,2	1,2	1,0	0,8	0,8
Erdgas	1,4	2,4	3,4	7,4	10,4	11,5
Mineralöl	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Abfall	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige Fossile	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Pumpspeicher	0,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Wasser (ohne PSW)	2,2	0,8	0,5	0,3	0,7	1,1
Biomasse	0,4	0,7	0,6	0,6	0,7	0,8
Wind onshore	0,3	0,5	0,7	0,9	1,0	1,2
Wind offshore	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Solar (PV)	2,2	2,7	3,1	3,6	4,5	5,4
Andere Erneuerbare	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nachfragemanagement	0,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Anmerkungen: * für 2014: Pumpspeicher (PSW) bei Wasserkraftwerken enthalten, Schweden und Norwegen inkl. Torf, keine historischen Daten für Nachfragemanagement verfügbar						

Anhang 4: Modellbeschreibungen

PowerFlex

Das am Öko-Institut entwickelte Strommarktmodell PowerFlex ist ein Fundamentalmmodell, das thermische Kraftwerke, die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien, Pumpspeicherkraftwerke und flexible Stromverbraucher kostenminimal einsetzt, um die Stromnachfrage zu decken.

Die einzelnen Kraftwerke werden im Modell detailliert mit Hilfe technischer und ökonomischer Parameter abgebildet. Thermische Kraftwerke mit einer installierten elektrischen Leistung größer 100 MW werden blockscharf und mit einem individuellen Wirkungsgrad erfasst. Kleinere thermische Stromerzeugungsanlagen werden in technologie- und baujahrspezifischen Gruppen zusammengefasst und mit Hilfe von typspezifischen Parametern charakterisiert. Diese Anlagen können ihre Leistung entlang eines festen Lastgradienten über den gesamten Leistungsbereich ändern. Pumpspeicherkraftwerke werden mit ihrer jeweiligen Speicherkapazität und installierter elektrischer Leistung abgebildet. Insgesamt setzt sich der im Modell PowerFlex abgebildete deutsche Bestandskraftwerkspark aus rund 350 Einzelblöcken und 90 Technologieaggregaten zusammen.

Biomassekraftwerke, die Biogas, Holz oder Pflanzenöl einsetzen, werden als Technologieaggregate als Teil des thermischen Kraftwerksparks im Modell abgebildet, da ihr Einsatz je nach Szenario als flexibel angenommen wird. Für die dargebotsabhängigen erneuerbaren Energiequellen Laufwasser, Offshore-Windkraft, Onshore-Windkraft und Fotovoltaik wird das maximal zur Verfügung stehende Stromangebot aus skalierten generischen oder historischen stündlich aufgelösten Einspeiseprofilen vorgegeben. Die tatsächlich eingespeiste Menge an Wasser-, Wind- und Fotovoltaikstrom wird modellendogen bestimmt, d. h., dargebotsabhängiger erneuerbarer Strom kann auch als überschüssig identifiziert werden, z. B. bei negativer Residuallast und unzureichender Speicherkapazität.

Das Erzeugungsprofil für Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) setzt sich aus einem typischen Fernwärmeprofil und einer angenommenen Gleichverteilung für industrielle KWK-Anlagen zusammen. Für jeden Hauptenergieträger ergibt sich somit ein individuelles KWK-Profil. Für Must-run-Kraftwerke, wie z. B. Gichtgas-Kraftwerke oder Müllverbrennungsanlagen, wird eine gleichverteilte Stromeinspeisung unterstellt.

Die Stromnachfrage wird analog zur fluktuierenden Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien in stündlicher Auflösung exogen vorgegeben. Das Nachfrageprofil setzt sich aus der Netzlast des betrachteten Jahres und einem kleinen als konstant angenommenen Anteil für den nicht in der Netzlast enthaltenen Verbrauch zusammen. Gleichmaßen wird hierbei in stündlicher Auflösung der Saldo aus Importen und Exporten berücksichtigt, der mit dem Strommarktmodell von Prognos ermittelt wurde.

Ein zentraler Bestandteil des Modells ist die Abbildung von Flexibilität auf der Nachfrageseite durch Speicher bzw. Lastmanagement. Diese werden im Modell mit Hilfe der installierten elektrischen Leistung, der Speicherkapazität und der zu deckenden Lastkurve beschrieben. Als flexible Verbraucher werden teilweise auch neue Verbraucher aus anderen Sektoren wie z. B. das optimierte Laden von Elektrofahrzeugen, der flexible Einsatz von Wärmespeichern oder die Herstellung von stromgenerierten Kraftstoffen modelliert.

Um die fluktuierende Erzeugung durch erneuerbare Energien (insbesondere Windenergie und Fotovoltaik) auszugleichen und zu jedem Zeitpunkt die Netzlast bedienen zu können, werden außerdem Backup-Kapazitäten berücksichtigt, die zusätzliche Leistung in einzelnen Stunden zur Verfügung stellen können¹⁶.

Die wesentlichen Inputdaten für PowerFlex sind: Stromnachfrageprofil (stündlich aufgelöst), EE-Einspeiseprofile (stündlich aufgelöst), techno-ökonomische Parameter des thermischen Kraftwerksparks (z. B. Wirkungsgrad, Brennstoffpreise, CO₂-Preise, CO₂-Emissionsfaktor, variable Kosten), techno-ökonomische Parameter von Speicherkraftwerken (z. B. Speicherkapazität, Wirkungsgrad, variable Kosten), techno-ökonomische Parameter von flexiblen Verbrauchern und Elektromobilität (z. B. Speicherkapazität, Wirkungsgrad, variable Kosten).

Auf Basis einer vollständigen Voraussicht wird dann im Rahmen einer linearen Optimierung der kostenminimale Einsatz von thermischen Kraftwerken, Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien, Pumpspeicherkraftwerken und flexiblen Stromverbrauchern unter Berücksichtigung technischer und energiewirtschaftlicher Nebenbedingungen¹⁷

16 Es handelt sich hierbei modelltechnisch um ein generisches Backup-Kraftwerk, das eine Vielzahl möglicher Optionen wie z. B. Gasturbinen oder Vereinbarungen zur Lastreduktion in einzelnen Stunden umfasst.

17 Beispiele für technische Nebenbedingungen sind die Obergrenzen an verfügbarer Leistung für verschiedene Kraftwerke, Wirkungsgrade oder Speichervolumen. Als energiewirtschaftliche Nebenbedingungen werden beispielsweise Betriebs-, Brennstoff- und CO₂-Kosten im Rahmen der Gesamtkostenminimierung berücksichtigt.

bestimmt. Das Optimierungsproblem ist in GAMS implementiert und wird mit Hilfe des Simplex-Algorithmus gelöst.

PowerFlex liefert die folgenden relevanten Ergebnisse (in stündlicher Auflösung): Einsatzprofile von Kraftwerken (inkl. Benutzungsstunden und Erlösen am Strommarkt) sowie Speichern und flexiblen Verbrauchern, Strompreise, Brennstoffmix und CO₂-Emissionen.

Prognos-Strommarktmodell

Das Prognos-Strommarktmodell ist eingebettet in die komplette Modellfamilie der Prognos AG. Ausgehend von einem makroökonomischen Modell (VIEW), das den sozioökonomischen Rahmen für die wichtigsten Industrienationen weltweit beschreibt, werden in Verbindung mit Fundamentalanalysen zu internationalen Energiepreisen sektorale Endnachfrageszenarien (Industrie, private Haushalte, Verkehr, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen) für Deutschland und die Schweiz modelliert (Bottom-up). Für die übrige EU und Norwegen werden auf der Basis der sozioökonomischen Rahmenbedingungen (Bevölkerung, Haushalte, Bruttoinlandsprodukt und Erwerbstätige) und Annahmen zur Effizienzentwicklung in den Sektoren Strombedarfsmodellierung vorgenommen (Top-down), die dann wiederum als ein stündlicher Eingangsparameter für die Strommarktmodellierung dienen.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird über ein eigenes exogenes Modell in der EU-27 sowie Norwegen und der Schweiz abgebildet. Auf der Basis von historischen Wetterdaten werden synthetische Einspeisezeitreihen für Wind und PV generiert, die in Verbindung mit historischen Einspeisezeitreihen für Laufwasser eine stündliche erneuerbare Einspeisung ergeben, die dann dem Strommarktmodell stündlich vorgegeben wird.

Das eigentliche Strommarktmodell der Prognos AG bildet die Großkraftwerke ab einer Leistung von 50 MW in der EU-27 (bzw. 20 MW in einzelnen Ländern) ab. Das Modell simuliert bis zum Jahr 2050 stundenscharf den Einsatz der einzelnen Kraftwerksblöcke unter der Maßgabe, die Wohlfahrtsgewinne zu maximieren. In das Modell fließen für die zu betrachtenden Marktregionen unter anderem folgende Eingangsparameter ein:

- » Jahreslastgang als Resultat des zukünftigen Strombedarfs in Abhängigkeit von Energieeffizienzpfaden und der Entwicklung der volkswirtschaftlichen Indikatoren der einzelnen Sektoren,
- » Einspeisezeitreihen für variable erneuerbare Energien unter Berücksichtigung nationaler Ausbauziele,
- » Mittlere Brennstoffpreise für Kraftwerke in Abhängigkeit von internationalen Energiepreisen, Transportkosten und volkswirtschaftlichen Rahmenbedingungen,
- » Technische und ökonomische Parameter der einzelnen fossil-thermischen Kraftwerksblöcke (Nettonennleistung, Nettowirkungsgrad, Mindestleistung, Brennstofftyp, Investitions-, Wartungs- und Betriebskosten, Anfahrbrennstoffkosten, saisonale Verfügbarkeiten, Anforderungen aus Wärmebereitstellungen),
- » Netztransferkapazitäten (NTC) zwischen den benachbarten Marktregionen,
- » Preis für CO₂-Zertifikate in Abhängigkeit von den Vorgaben zur Klimapolitik und den Emissionen des jeweiligen Kraftwerksparks.

Die einzelnen Eingangsparameter des Modells werden auf die zukünftigen regulatorischen, ökonomischen und technischen Rahmenbedingungen angepasst. Im Fokus der regulatorischen bzw. politischen Rahmenbedingungen stehen vor allem europäische Klimaschutzinstrumente (EU ETS inkl. Marktstabilitätsreserve) und nationale Ergänzungsmaßnahmen.

Im Modell erfolgt der Kraftwerkseinsatz entsprechend der jeweiligen Lastnachfrage der Grenzkostenlogik in Jahresscheiben (Merit-Order). Das Kraftwerk mit den niedrigsten Grenzkosten läuft am längsten, alle weiteren Kraftwerke sortieren sich gemäß ihrer Grenzkosten ein, bis die Last für jede einzelne Stunde des Betrachtungszeitraumes gedeckt ist. Dabei bestimmt das jeweils letzte eingesetzte Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten den Preis. Stromspeicher (insbesondere Speicherwasserkraftwerke) werden bei der Einsatzplanung berücksichtigt. Diese Anlagen bieten zu Grenzkosten, so dass der Ertrag dieser Anlagen über das Jahr maximiert wird.

Der Stromaustausch zwischen den einzelnen Ländern wird auf Basis der modellierten stündlichen Großhandelspreise und den vorhandenen Übertragungskapazitäten in einem iterativen Verfahren abgebildet.

Die Stilllegung von Kraftwerken erfolgt i. d. R. automatisch, sobald die festgelegte Lebensdauer des entsprechenden Kraftwerkstyps erreicht ist. Retrofitmaßnahmen und Stilllegungen aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten werden in einem externen Modul nach technischen und wirtschaftlichen Kriterien überprüft, so dass die Flexibilisierung der Lebensdauer der Kraftwerke möglich ist.

Der Zubaubedarf für Kraftwerke wird anhand der höchsten erwarteten Last des aktuellen Jahres in dem jeweiligen Land und des jeweils verfügbaren Angebots (Kraftwerkspark, Stromspeicher, Lastmanagementpotenzial) ermittelt. Erneuerbare werden nach exogenen Vorgaben, unter Berücksichtigung der bestehenden Potenziale, zugebaut. Ihr Beitrag zur gesicherten Leistung wird vom Zubaubedarf abgezogen. Der weitere Zubaubedarf wird durch konventionelle Kraftwerke gedeckt. Diese werden anhand ihrer Wirtschaftlichkeit zugebaut und ebenso wie die Stilllegungen iterativ geprüft. Es werden 15 Kraftwerkstypen nach Brennstoff und Betriebsart unterschieden. Für (potenziell) neu in den Kraftwerkspark kommende Kapazitäten wird zunächst ihre Position in der Merit-Order ermittelt, davon ausgehend wird die Erlös- und Kostensituation berechnet.

Als Ergebnis der stündlichen Modellierung des kostenoptimalen Kraftwerkseinsatzes erhält man Stromerzeugung, CO₂-Emissionen, Brennstoffeinsatz, Großhandelsstrompreise sowie Wirtschaftlichkeit und Rentabilität der einzelnen Kraftwerksblöcke.

Im Nachgang zur Modellierung des Strommarktes werden aus Großhandelspreisen und Umlagen die Endkundenpreise für verschiedene Verbrauchergruppen (private Haushalte, Gewerbe, energieintensive Industrie etc.) ermittelt. Im Rahmen von Szenariorechnungen werden diese wiederum iterativ genutzt, um die ursprüngliche Stromnachfrage hinsichtlich ihrer Preiselastizität zu verifizieren und gegebenenfalls anzupassen.

Die schematische Darstellung der Modellbeschreibung ist in der folgenden Grafik abgebildet.

Abbildung A-1

Prognos-Strommarktmodell

Quelle: Prognos



100%
RECYCLED



Unterstützen Sie den WWF

IBAN: DE06 5502 0500 0222 2222 22

Bank für Sozialwirtschaft Mainz

BIC: BFSWDE33MNZ



Unser Ziel

Wir wollen die weltweite Zerstörung der Natur und Umwelt stoppen und eine Zukunft gestalten, in der Mensch und Natur in Einklang miteinander leben.

wwf.de | info@wwf.de

WWF Deutschland

Reinhardtstraße 18
10117 Berlin · Germany

Tel.: 030 311 777 700

Fax: 030 311 777 888

info@wwf.de · wwf.de