



POTSDAM-INSTITUT FÜR
KLIMAFOLGENFORSCHUNG E.V.

UNIVERSITÄT LEIPZIG

Der Einstieg in den Ausstieg: Energiepolitische Szenarien für einen Atomausstieg in Deutschland

**Eine Studie des Potsdam-Instituts für Klimafolgenforschung (PIK) und des
Instituts für Infrastruktur und Ressourcenmanagement (IIRM) der
Universität Leipzig im Auftrag der Friedrich-Ebert-Stiftung**



Langfassung

27. Juni 2011

**Brigitte Knopf, Hendrik Kondziella, Michael Pahle, Mario Götz,
Thomas Bruckner, Ottmar Edenhofer**

Autoren

Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK)

Dr. Brigitte Knopf, Michael Pahle, Prof. Dr. Ottmar Edenhofer

Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement (IIRM), Universität Leipzig

Dipl.-Kfm. Hendrik Kondziella, Dipl.-Kfm. Mario Götz, Prof. Dr. Thomas Bruckner

Weitere Mitarbeit

Fabian Joas (PIK)

Wolfgang Neldner (NeldnerConsult)

Danksagung

Wir danken Eva Schmid und Christian Flachslund für viele wertvolle Hinweise und Dorothe Illsens für die administrative Abwicklung des Projektes.

Im Internet abrufbar unter

www.pik-potsdam.de/Energiewende und

www.fes.de/wiso/content/veras/v_strukturpolitik.php

Kontakt

Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung PIK

Abt. Nachhaltige Lösungsstrategien

Dr. Brigitte Knopf

Postfach 60 12 03

14412 Potsdam

Telefon 0331/288 2631

Fax 0331/288 2570

E-Mail: knopf@pik-potsdam.de

Institut für Infrastruktur und

Ressourcenmanagement

Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät

Universität Leipzig

Dipl.-Kfm. Hendrik Kondziella

Grimmaische Straße 12

04109 Leipzig

Telefon 0341/ 97 33 523

Fax 0341/ 97 33 538

E-Mail: kondziella@wifa.uni-leipzig.de

Inhaltsverzeichnis

<i>Abkürzungsverzeichnis</i>	8
<i>Zusammenfassung</i>	9
1 Einleitung	14
2 Entwicklung und Definition von Szenarien	16
2.1 Identifizierung gesellschaftlicher Positionen	17
2.2 Definition der Szenarien	19
3 Modellergebnisse	23
3.1 Ersatzoptionen zur Sicherstellung der Versorgung	23
3.1.1 Zusätzlicher Bedarf an fossilen Kraftwerken	23
3.1.2 Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung	26
3.2 Auswirkungen der Szenarien auf die Strompreise	28
3.2.1 Vergleich des Zubaus von Gaskraftwerken statt Kohlekraftwerken	30
3.2.2 Strompreise für Haushalte	32
3.2.3 Strompreise für stromintensive Industriekunden	36
3.3 Auswirkungen der Szenarien auf die CO₂-Emissionen	37
4 Wesentliche Annahmen und Voraussetzungen zur Realisierung der Energiewende	39
4.1 Sensitivitäten und Robustheit der Ergebnisse	39
4.1.1 Stärker steigende Brennstoff- und CO ₂ -Preise	39
4.1.2 Demand-Side-Management (DSM) und Energieeffizienz	39
4.1.3 Dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung	40
4.1.4 Verstärkter Ausbau erneuerbarer Energien	41
4.1.5 Auswertung der Sensitivitätsanalysen	41
4.2 Netzausbau	42
4.2.1 Status Quo	43
4.2.2 Anforderungen im Hinblick auf die Energiewende	44
4.2.3 Handlungsfelder und Optionen	46
4.3 Gesellschaftliche Akzeptanz	49
4.3.1 Lokale Akzeptanz	50
4.3.2 Sozialverträglichkeit	51
4.3.3 Transparenz der Verfahren als Grundlage zur Herstellung von Akzeptanz	51

5	<i>Langfristige Perspektive und Einbettung in die europäische Energiepolitik</i>	54
5.1	Langfristig verbindliche Ziele	54
5.2	Zwischen nationaler und europäischer Energiepolitik	55
5.3	Erweiterung des EU-Emissionshandelssystems	56
5.4	Harmonisierung der Förderung der erneuerbaren Energien	59
A.	<i>Anhang: Modellbeschreibung und wesentliche Annahmen</i>	62
A.1	Preisbildung im liberalisierten Strommarkt	62
A.2	Modellaufbau	63
A.3	Übergeordnete Rahmendaten	64
A.3.1	Entwicklung des Stromverbrauchs	64
A.3.2	Entwicklung der Brennstoff- und CO ₂ -Preise	65
A.3.3	Weiterer Ausbau der erneuerbaren Energien	66
A.3.4	Ausbau dezentraler KWK-Anlagen	67
A.4	Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks	68
A.4.1	Methodik	68
A.4.2	Struktur des konventionellen Kraftwerksparks	69
A.5	Modellseitiger Stromaustausch	72
A.6	Maßnahmen zur Glättung der Residuallast	72
Literatur		75

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Kernkraftwerke in Betrieb im Szenario „Ausstieg 2038“.....	20
Abbildung 2: Kernkraftwerke in Betrieb im Szenario „Ausstieg 2022“.....	20
Abbildung 3: Kernkraftwerke in Betrieb im Szenario „Ausstieg 2020“.....	21
Abbildung 4: Kernkraftwerke in Betrieb im Szenario „Ausstieg 2015“.....	21
Abbildung 5: Definition der Szenarien.....	22
Abbildung 6: Ersatzbedarf durch Stilllegung der konventionellen Kapazitäten bis 2020.	24
Abbildung 7: Zu bereitstellende Ersatzkapazität in konventionellen Kraftwerken (bis 2030; Vergleich zwischen den Szenarien Ausstieg 2015-Kohle, Ausstieg 2020-Kohle und Ausstieg 2022).	25
Abbildung 8: Entwicklung des KWK-Stromanteils an der Gesamtstromerzeugung von 2010 bis 2030 im Szenario <i>Ausstieg 2020 – Gas</i>	27
Abbildung 9: Preisbildung im Spotmarkt in einer exemplarischen Stunde des Jahres (mit Kernenergie).	29
Abbildung 10: Preisbildung im Spotmarkt in einer exemplarischen Stunde des Jahres (ohne Kernenergie).	29
Abbildung 11: Preisbildung im Spotmarkt in einer exemplarischen Stunde des Jahres (mit Ersatz für Kernenergie).	29
Abbildung 12: Entwicklung der Großhandelspreise (base) im Zeitraum 2015 bis 2030 in ausgewählten Szenarien.....	30
Abbildung 13: Entwicklung der Großhandelspreise im Vergleich der Ersatzoptionen Kohle vs. Gas.....	32
Abbildung 14: Preisbestandteile für Haushaltsstrom – Mittelwerte 2010.	33
Abbildung 15: Strompreise für Haushaltskunden 2015 (in realen Werten von 2007).	35
Abbildung 16: Strompreise für Haushaltskunden 2020 (in realen Werten von 2007).	35
Abbildung 17: CO ₂ -Emissionen im konventionellen Kraftwerkspark 2015-2030.....	38
Abbildung 18: Unterschiedliche Entwicklungen des Bruttostromverbrauchs bis 2050....	40
Abbildung 19: Sensitivitäten bzgl. Spotmarktpreisen, EEG-Umlage und Haushaltsstrompreisen in 2020 gegenüber Szenario <i>Ausstieg 2020 – Gas</i>	42
Abbildung 20: Zahl der Tage mit Maßnahmen gemäß EnWG §13 (Regelzone 50Hertz).	44
Abbildung 21: Kosten des Ausbaus für Netze und erneuerbaren Energien.....	46

Abbildung 22: Die Erweiterung des energiepolitischen Dreiecks um die zentrale Dimension der gesellschaftlichen Akzeptanz.....	50
Abbildung 23: Aufteilung der EU-weiten Treibhausgasemissionen auf die einzelnen Sektoren in 2008.....	57
Abbildung 24: Struktur des eingesetzten Strommarktmodells <i>MICOES</i>	64
Abbildung 25: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs.....	65
Abbildung 26: Methodische Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks.	70
Abbildung 27: Glättungseffekt von DSM auf die Residuallast 2020.....	74
Abbildung 28: Jahresdauerlinie 2020 vor und nach Lastglättung.	74

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Exemplarische Studien zu Energieszenarien für Deutschland und jüngste Kurzgutachten zum Ausstieg aus der Kernenergie.....	16
Tabelle 2: Übersicht über die Positionen exemplarischer gesellschaftlicher Gruppen zum Ausstiegszeitpunkt der Kernenergie und bezüglich der favorisierten Ersatzmaßnahmen Kohle (im Gegensatz zu Gas), erneuerbare Energien und Energieeffizienz.	18
Tabelle 3: Entwicklung der Brennstoffpreise frei Kraftwerk.....	66
Tabelle 4: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030.	67
Tabelle 5: Installierte Bruttoleistung dezentraler KWK-Anlagen - Entwicklung bis 2030.	68
Tabelle 6: Bruttostromerzeugung dezentraler KWK-Anlagen - Entwicklung bis 2030. ...	68
Tabelle 7: Entwicklung der konventionellen Kraftwerksparks in den betrachteten Szenarien (Nettoleistung).....	71

Abkürzungsverzeichnis

AtG	Atomgesetz
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BK	Braunkohle
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
DENA	Deutsche Energie Agentur
DSM	Demand-Side-Management
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ETS	Emissionshandelssystem
GT	Gasturbine
GuD	Gas-und-Dampf
GW	Gigawatt
KKW	Kernkraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
SK	Steinkohle
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Zusammenfassung

Der von der Bundesregierung geplante Ausstieg aus der Kernenergie bietet Chancen und birgt Risiken. Diese Studie zeigt, dass die Strompreise für die privaten Haushalte nur in sehr geringem Maße von einem Ausstieg betroffen sind. Auch ist eine grundsätzliche Gefährdung der volkswirtschaftlichen Wettbewerbsfähigkeit durch den Atomausstieg nicht zu befürchten, da die Strompreise für die Industrie und Großkunden nur vorübergehend steigen würden. Allerdings können die CO₂-Emissionen des deutschen Stromsektors je nach Ausstiegszeitpunkt steigen. Darüber hinaus ist es zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich, neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien auch neue fossile Kraftwerke zu bauen bzw. ältere Anlagen länger als ursprünglich geplant am Netz zu lassen.

Vor dem Hintergrund der im Energiewirtschaftsgesetz formulierten Ziele der Wirtschaftlichkeit, der Umweltverträglichkeit und der Versorgungssicherheit gilt es, den Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie so zu gestalten, dass die Strompreise für Industrie und Verbraucher bezahlbar bleiben, die Versorgungssicherheit nicht gefährdet wird und die Ziele des Klimaschutzes langfristig eingehalten werden können. Diese energiepolitischen Ziele sind nur zu erreichen, wenn der Ausstieg aus der Kernenergie zugleich den Einstieg in eine neue Energiepolitik markiert. Die Auflösung möglicher Zielkonflikte wurde im Zusammenhang mit dem im Jahr 2002 erfolgten Beschluss zum Atomausstieg wissenschaftlich diskutiert und in Form verschiedener darauf ausgerichteter Regierungsbeschlüsse (z. B. den Meseberger Beschlüssen der Großen Koalition) bereits mehrfach adressiert. Hierzu zählen insbesondere Maßnahmen zum Ausbau der erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung sowie die Senkung des Energieverbrauchs. Der jetzt geplante Ausstieg wird diese Maßnahmen erneut in den Mittelpunkt der Energiepolitik stellen. Ein wichtiger Aspekt der hier vorliegenden Analyse ist eine Diskussion der zusätzlichen Herausforderungen, die dadurch entstehen würden, wenn der Ausstieg nicht gemäß dem bis vor kurzem gültigen Atomgesetz im Jahr 2022 erfolgt, sondern bereits früher (z. B. 2020 oder 2015) abgeschlossen sein soll.

Um die Implikationen für die Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit bei unterschiedlichen Ausstiegszeitpunkten aus der Kernenergie zu beziffern, werden in dieser Studie modellbasierte Analysen zur Entwicklung der Strompreise und CO₂-Emissionen für eine Reihe von Ausstiegsszenarien aus der Kernenergie durchgeführt (Ausstieg im Jahr 2015, 2020, 2022 (gemäß dem bis zum Herbst letzten Jahres gültigen Atomgesetzes) und 2038 (gemäß dem derzeit noch gültigen Atomgesetz)). Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien werden die unterschiedlichen Auswirkungen von Gas- gegenüber Kohlekraftwerken als Ersatz für die Kernenergie ermittelt und weitere Alternativszenarien exploriert.

Folgende **Kernaussagen** konnten identifiziert werden:

- **Die Entwicklung der Spotmarktpreise¹ zeigt für die unterschiedlichen Ausstiegsszenarien unabhängig vom Ausstiegsdatum einen Anstieg bis 2020 und ein Absinken zurück auf das Ausgangsniveau des Jahres 2010 bis 2030.** Bei einem frühen Ausstieg im Jahr 2015 oder 2020 liegen die Preise an der Strombörse zu Beginn höher als beim *Ausstieg 2022*, da Ersatzkapazitäten mit höheren Erzeugungskosten als Kernkraftwerke zu einem früheren Zeitpunkt bereitgestellt werden müssen. Langfristig reduziert sich das Preisniveau aufgrund des steigenden Anteils der erneuerbaren Energien.
- **Sowohl beim *Ausstieg 2020* als auch beim *Ausstieg 2022* liegt der Spotmarktpreis im Jahr 2015 bei 5,9 ct/kWh. Ein *Ausstieg 2015* würde demgegenüber zu einem Anstieg um 13% führen.** Der Spotmarktpreis liegt in 2015 bei *Ausstieg 2020* und *Ausstieg 2022* bei 5,9 ct/kWh, verglichen mit einem Preis von 5 ct/kWh zu Beginn des Jahres 2011. Unter der Annahme eines Szenarios mit Verlängerung der Laufzeiten der Kernenergie (*Ausstieg 2038*) resultiert ein Spotmarktpreis von 5,2 ct/kWh. Bei einem beschleunigten Ausstieg (*Ausstieg 2015*) beträgt die zusätzliche Preissteigerung 0,8 ct/kWh (13%) gegenüber dem *Ausstieg 2020* bzw. *Ausstieg 2022*. Mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien werden die Spotmarktpreise bis 2030 wieder auf 5 - 6 ct/kWh sinken.
- **Für Haushalte, die der EEG-Umlage unterliegen, wirkt sich der Ausstiegszeitpunkt aus der Kernenergie nur in geringem Maße auf die Strompreise aus.** Beim *Ausstieg 2020* und *Ausstieg 2022* liegt der Strompreis im Jahr 2015 bei 21,7 ct/kWh, beim *Ausstieg 2015* bei 22,4 ct/kWh. Das bedeutet für einen durchschnittlichen Stromverbrauch pro Haushalt (3500 kWh pro Jahr) eine Differenz von etwa 2 € monatlich. Die maximale Differenz zwischen einem Ausstieg in 2015 und 2038 liegt bei 1,2 ct/kWh (3,50 € pro Monat). Die EEG-Umlage wirkt sich hier preisdämpfend für die Haushalte aus.
- **Industriekunden, die von der EEG-Umlage befreit sind, werden durch den mittelfristigen Anstieg der Spotmarktpreise stärker belastet.** Bei Beibehaltung der bisherigen Abrechnungsmodalitäten besteht aber die Möglichkeit, langfristig von der preisdämpfenden Wirkung der erneuerbaren Energien zu profitieren. Beim *Ausstieg 2015* gegenüber *Ausstieg 2020* oder *2022* kommt es in 2015 bei einem typischen Industriekunden (24 GWh Stromverbrauch im Jahr) zu einer Belastung von 216.000 € pro Jahr.
- **Der Ausstieg aus der Kernenergie erfordert einen schnelleren Zubau von fossilen Ersatzkapazitäten als bisher geplant.** Bis zum jeweiligen Ausstiegszeitpunkt in 2015, 2020 oder 2022 ist über die im Bau befindlichen

¹ Preise für Stromlieferungen im kurzfristigen Handel an der Strombörse EEX.

- Projekte hinaus die Neuplanung von Kraftwerken mit einer Netto-Leistung von 8 Gigawatt (GW) an fossilen Kraftwerken notwendig, um die Jahreshöchstlast zu decken. Dies bedeutet, dass nicht nur alle in Bau befindlichen Kraftwerke realisiert werden müssen, sondern erfordert auch die Inbetriebnahme von fossilen Kraftwerken, die derzeit nur im Planungsstatus sind, bzw. ältere Anlagen länger als ursprünglich geplant am Netz zu lassen.
- **Bei einem frühzeitigeren Ausstieg aus der Kernenergie ist mit einem vorübergehenden Anstieg der CO₂-Emissionen zu rechnen, deren Gesamtmenge aber über den europäischen Emissionshandel begrenzt ist.** Ein Ausstieg in 2022 würde die Rückkehr zum alten „Status Quo“ von vor der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke bedeuten. Auch würden europaweit weitere Kernkraftwerke, wenn überhaupt, nur in geringem Maße zusätzlich eingesetzt, weil diese als preisgünstige Option im Regelfall zumindest in Zeiten starker Nachfrage ohnehin ausgelastet sind. Ein Ausstieg in 2020 würde die CO₂-Emissionen kurzfristig nur sehr leicht erhöhen. Beim Ausstieg bis 2015 würden sich dagegen die CO₂-Emissionen um 64 Mt CO₂ (23 %) erhöhen gegenüber einem Ausstieg in 2020 oder 2022. Ab 2025 liegen die Emissionen für die Ausstiegszeitpunkte 2022, 2020 und 2015 gleichauf.
 - **Der Ersatz der Kernkraftwerke durch Gas- statt durch Kohlekraftwerke wirkt sich annähernd gleichwertig auf die Strompreise aus, aber die CO₂-Emissionen würden weniger stark steigen.** Werden verstärkt Gaskraftwerke statt Kohlekraftwerke zugebaut, so liegen die Spotmarktpreise im Jahr 2020 nur um etwa 0,1 ct/kWh über denen des „Kohlepfades“ (bei *Ausstieg 2020*). Weiterhin können die CO₂-Emissionen gesenkt werden. Vor allem bei einem frühen Ausstieg in 2015 könnte sich so der zusätzliche Ausstoß um 20% reduzieren. Langfristig gibt es jedoch zwischen dem Gas- und Kohlepfad bedingt durch den zunehmenden Marktanteil der erneuerbaren Energien nur noch geringe Unterschiede bei den CO₂-Emissionen.
 - **Ein stärkerer Ausbau von Gaskraftwerken gegenüber Kohlekraftwerken ist vorteilhaft, weil ein schnellerer Ersatz möglich ist und eine langfristige Festlegung auf einen fossilen Pfad damit verhindert wird.** Darüber hinaus wird vor allem der Wettbewerb auf dem Strommarkt gestärkt, weil auch kleinere Anbieter wie z. B. Stadtwerke mit einer geringeren Kapitalausstattung in der Lage sind, diese Kraftwerke zuzubauen. Vorteilhaft ist darüber hinaus, dass sich erdgasbetriebene Anlagen besonders gut dazu eignen als Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ausgeführt zu werden. Über die Nutzung der Kraftwerksabwärme im Wärmemarkt lassen sich so zusätzliche CO₂-Emissionsminderungen erreichen.
 - **Die Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise hat einen größeren Effekt auf den Strompreis als das Ausstiegsjahr.** Im Szenario *Ausstieg 2020-Gas*

- steigen bei stärker steigenden Brennstoff- und CO₂-Preisen die Spotmarktpreise im Jahr 2020 um 20% an.
- **Wenn Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz fehlschlagen und keine Senkung der Stromnachfrage erreicht werden kann, steigen die Strompreise ebenfalls an.** Bei der Annahme einer konstanten statt sinkenden Stromnachfrage können die Spotmarktpreise im Jahr 2020 um 10 % ansteigen. Der Einfluss von Maßnahmen zur Lastverschiebung (Demand-Side-Management) kann dagegen die Preise nur minimal senken und auch die Annahme über den Zubau der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung hat nur einen geringeren Einfluss auf die Preise.
 - **Bei einem verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien können die Großhandelspreise in Verbindung mit flexiblen Gaskraftwerken gesenkt werden.** Zudem kann der benötigte Zubaubedarf konventioneller Ersatzkraftwerke von 8 GW auf 6 GW reduziert werden.
 - **Die Realisierung eines Ausstiegs bis zum Jahr 2015 hängt entscheidend davon ab, dass Ersatzkapazitäten fossiler Kraftwerke kurzfristig verfügbar sind.** Der frühere Ausstieg führt zwar nicht zu dramatisch höheren Preisen, aber zu deutlich höheren CO₂-Emissionen. Voraussetzung für die Realisierung dieses Szenarios ist, dass die Ersatzkapazitäten durch den Zubau von (fossilen) Kraftwerken tatsächlich zum benötigten Zeitpunkt verfügbar sind. Alternativ könnte auch eine längere Nutzung älterer fossiler Kohlekraftwerke in Erwägung gezogen werden.
 - **Ein beschleunigter Netzausbau ist eine zentrale Voraussetzung sowohl für den Ausstieg als auch für die längerfristige Energiewende.** Aufgrund des regionalen Ungleichgewichts von Erzeugung und Verbrauch und der volatilen Einspeisung von erneuerbaren Energien (Wind, PV) treten zunehmend Netzengpässe auf. Diese Entwicklung wird durch den Ausstieg aus der Kernenergie noch zusätzlich beschleunigt. Daher ist es notwendig, den geplanten Ausbau der Infrastruktur möglichst bald zu realisieren, um einer möglichen Destabilisierung des Netzbetriebs entgegenzuwirken.
 - **Eine koordinierte europäische Klima- und Energiepolitik erleichtert und unterstützt die Energiewende in Deutschland. Hier bieten sich die europaweite Förderung der erneuerbaren Energien und die Erweiterung des europäischen Emissionshandels als geeignete Maßnahmen an.** Der weitere europaweite Ausbau der erneuerbaren Energien ist ein wichtiger Schritt, die Kosten der Energiewende langfristig zu senken. Dazu sollte die Prüfung einer europaweiten Harmonisierung der Förderung der erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung der Integration bestehender nationaler Fördersysteme erfolgen. Die Kosten des europäischen Klimaschutzes können gesenkt werden, wenn alle relevanten Sektoren in den europäischen Emissionshandel miteinbezogen

werden können. Vor allem der Wärme- und Gebäudesektor hat ein hohes Potential für Kostensenkungen.

- **Die Einrichtung eines ständigen Rates für nachhaltige Energie- und Klimapolitik soll für die deutsche Energiepolitik die notwendigen Grundlagen für sachgerechte Entscheidungen bereitstellen, die Ziele und eingesetzten Instrumente überprüfen und so Parlament und Öffentlichkeit über die Chancen, Kosten und Risiken der Energiewende informieren.** Der Einstieg in die Energiewende ist ein Weg, der für die deutsche Gesellschaft Chancen bietet und zugleich Risiken birgt. Daher sollte ein deutscher Expertenrat für Klima und Energie eingerichtet werden, der durch jährliche Berichte Politik und Öffentlichkeit darüber informiert, in welchem Umfang die angestrebten Ziele erreicht bzw. verfehlt wurden. Der Rat sollte verschiedene energiepolitische Handlungsalternativen im Hinblick auf ihre Chancen, Kosten und Risiken erkunden. Dazu gehört auch die Bereitstellung notwendiger Daten, wie die Kostenentwicklung der erneuerbaren Energien. Weiterhin soll er eine aktive Rolle bei der Identifizierung von Forschungslücken und Defiziten bei der Umsetzung politischer Maßnahmen übernehmen. Die Bereitstellung handlungsrelevanten Wissens ist eine notwendige Bedingung für gesellschaftliches Lernen, für eine breite gesellschaftliche Legitimität und damit für die Stetigkeit energiepolitischer Entscheidungen.

1 Einleitung

Der Reaktorunfall im japanischen Kernkraftwerk Fukushima in Folge des Erdbebens vom 11. März 2011 hat in Deutschland eine Debatte um die Zukunft der Kernenergie ausgelöst, die in ihrer Relevanz und Breite die Diskussionen der letzten Jahre bei weitem übertrifft. Die Ethik-Kommission hält in ihrem Abschlussbericht vom Mai 2011 einen Ausstieg aus der Kernenergie innerhalb der nächsten 10 Jahre für möglich. Der aktuelle Gesetzentwurf sieht eine endgültige Abschaltung des letzten Kernkraftwerks für 2022 vor.

Über das genaue Ausstiegsdatum aus der Kernenergie hinaus ist es eine wichtige und langfristige gesellschaftspolitische Aufgabe, über die Ausrichtung der zukünftigen Energieversorgung in Deutschland zu entscheiden. Dabei darf die Diskussion nicht isoliert mit einem ausschließlichen Fokus auf den Ausstieg aus der Kernenergie geführt werden. Alle systemisch relevanten Aspekte der Energieversorgung müssen berücksichtigt werden. Für eine verlässliche zukünftige Energieversorgung Deutschlands gibt es dabei mehrere gangbare Wege. Die Debatte um die bevorstehende Energiewende wird deshalb davon profitieren, wenn im Rahmen einer Untersuchung mehrere Handlungsalternativen ergebnisoffen einander gegenübergestellt und bewertet werden.

Vor dem Hintergrund der aktuellen öffentlichen Debatte und der Exploration von verschiedenen Wegen in die Energiewende werden in der vorliegenden Studie die folgenden Fragen untersucht:

- Wie entwickeln sich die Strompreise beim Ausstieg aus der Kernenergie? Wie wirken sich die Strompreise auf verschiedene Verbrauchergruppen aus und was bedeutet das für die Sozialverträglichkeit der Energiewende?
- Welche Ersatzoptionen zur Kernenergie stehen zur Verfügung und wie sind diese ökonomisch und ökologisch zu bewerten?
- Welche möglichen Zielkonflikte der Klima- und Energiepolitik treten in den unterschiedlichen Szenarien auf?
- Wie schnell kann der beschleunigte Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie in Deutschland realisiert werden? Was sind die impliziten Voraussetzungen hierfür? Wie kann die Versorgungssicherheit gewährleistet werden?
- Welche Herausforderungen sind bei der Energiewende unabhängig von dem Ausstiegszeitpunkt aus der Kernenergie zu bewältigen? Wie kann die Langfristigkeit der Klimaschutzziele gewährleistet bleiben? Welche Perspektiven ergeben sich durch den europäischen Kontext?

Die ersten vier Fragen werden modellbasiert beantwortet, während die Einbettung in den europäischen Kontext und die Herausforderungen und Möglichkeiten einer langfristig stabilen Politik als institutionelle Voraussetzungen der Energiewende diskutiert werden.

Die Untersuchung macht deutlich, dass die Debatte um das konkrete Ausstiegsdatum wenig hilfreich ist, wenn nicht zugleich und vor allem der Einstieg in die Energiewende beschrieben wird. Zwar unterscheiden sich die verschiedenen energiepolitischen Vorstellungen kaum in ihren langfristigen energiepolitischen Zielen: bis 2050 soll ein Anteil von 80 % des Stroms aus erneuerbaren Energien kommen, auch sollen die Emissionen um mindestens 80 % gegenüber 1990 im gleichen Zeitraum vermindert werden (BMW, BMU 2010). Aber es besteht noch keine Einigkeit darüber, wie dieser Weg am besten beschritten werden kann.

Die Studie stellt einen ersten Schritt zur systematischen Exploration der verschiedenen Wege im Stromsektor dar, indem sie modellgestützte Analysen zur Entwicklung der Strompreise und CO₂-Emissionen für eine Reihe von Ausstiegsszenarien aus der Kernenergie macht (Ausstieg in 2015, 2020, 2022 und 2038) und diese mit unterschiedlichen Ersatzoptionen wie Kohle oder Gas kombiniert. Diese Wege werden anhand von Sensitivitäten auf ihre Robustheit hin untersucht. Weiterhin werden wesentliche institutionelle Voraussetzungen, die mit den jeweiligen Wegen einhergehen, beschrieben, mögliche Zielkonflikte dargelegt und Handlungsfelder identifiziert. Dabei sollen Chancen und Risiken der verschiedenen Wege offengelegt werden, um die Öffentlichkeit zu informieren und die Politik bei einer rationalen Entscheidungsfindung zu unterstützen.

Der Aufbau dieser Studie ist wie folgt: In Kapitel 2 werden die gesellschaftlichen Positionen bezüglich der Kernenergie und der Energiewende identifiziert und die Szenarien für die Modellanalyse definiert. In Kapitel 3 werden die Modellergebnisse dargestellt und diskutiert. Kapitel 4 überprüft die Robustheit der Modellergebnisse anhand von Sensitivitätsanalysen und zeigt auf, welche wesentlichen Annahmen hinter den Modellergebnissen stehen. Kapitel 5 zeigt die langfristige und europäische Perspektive auf.

2 Entwicklung und Definition von Szenarien

Die gesellschaftliche Debatte um ein zukünftiges Energiekonzept für Deutschland ist nach dem Reaktorunfall in Japan stark auf die Frage des Ausstiegs aus der Kernenergie fokussiert worden. Dabei muss komplementär aber auch der Einstieg bzw. Ausbau anderer Technologien zur Bereitstellung eines adäquaten Ersatzes diskutiert werden. Die Konzeption der Szenarien für die modellgestützte Analyse erfolgt dabei nach dem Ansatz, die in letzter Zeit debattierten Positionen wiederzugeben. Durch diesen Vergleich wird deutlich, welche Voraussetzungen und Konsequenzen mit den verschiedenen Zukunftspfaden einhergehen.

Tabelle 1: Exemplarische Studien zu Energieszenarien für Deutschland und jüngste Kurzgutachten zum Ausstieg aus der Kernenergie.

Studie	Laufzeit Kernkraftwerke	Sensitivitätsanalysen
DLR / IWES / IFNE (BMU 2010)	AtG2002 (bis ca. 2022) und ein Szenario mit 12 Jahre Laufzeitverlängerung	Unterschiedliche Annahmen über Elektromobilität und damit der Stromnachfrage, ein Szenario mit 100% erneuerbaren Energien
Öko-Institut und Prognos (2009) für WWF	AtG2002 (bis ca. 2022)	CCS-Verfügbarkeit und verschiedene Klimaschutzziele
Prognos / EWI / GWS (2010) für BMWi	AtG2002 und verschiedene Laufzeitverlängerungen (4, 12, 20, 28 Jahre)	Unterschiedliche Nachrüstkosten und Annahmen über Energieeffizienz
SRU (2010)	AtG2002 (bis ca. 2022)	Unterschiedlich hohe Stromimporte (0-15%), verschiedene Stromnachfragepfade
Kurzgutachten zum Kernenergieausstieg		
Enervis (2011) für VKU	Vergleich Ausstieg 2020 und Laufzeitverlängerung bis ca. 2028	
IEK-STE (2011)	Unterschiedliche Ausstiegsszenarien und Verläufe (2017, 2024, 2038)	Analyse unterschiedlicher Ersatzoptionen
Öko-Institut (2011) für WWF	Qualitative Analyse, wie schnell die Kapazitäten der Kernkraftwerke ersetzt werden können	
r2b energy consulting (2011) für BDI	Vergleich Ausstieg nach AtG2010 (ca. 2022) und Ausstieg in 2017	
ZNES für DUH (2011)	Ausstieg 2015	

In den meisten Studien zu Energieszenarien und von den jüngsten Kurzgutachten, die seit März 2011 aufgrund der Debatte um den Atomausstieg entstanden sind, wird oft ein

„früher“ Ausstieg (z. B. in 2017 oder 2020) mit einem Szenario auf Basis der Ende 2010 beschlossenen Laufzeitverlängerung für die deutschen Kernkraftwerke (KKW) um 8 bzw. 14 Jahre verglichen (siehe Tabelle 1). Nur in wenigen Fällen werden dabei die Brennstoffpreise, Energieeffizienz oder die Verfügbarkeit bestimmter technischer Optionen variiert, wie z. B. der CCS-Technologie. Um zu einem Gesamtbild der Implikationen des Ausstiegs aus der Kernenergie zu kommen, dürfen jedoch nicht nur verschiedene Ausstiegsoptionen untersucht werden, sondern müssen zusammen mit unterschiedlichen Optionen für die Ersatztechnologien innerhalb *einer* Studie geprüft werden². Nur so kann eine systematische Gegenüberstellung und Exploration der Zielkonflikte sowie ein Vergleich der jeweiligen Herausforderungen bei der Umsetzung der Szenarien erfolgen. Sensitivitätsanalysen sind dabei eine notwendige Ergänzung, um die Abhängigkeit der Ergebnisse von den Annahmen aufzuzeigen und robuste Wege zu identifizieren. Dieser systematische Ansatz wird in der vorliegenden Studie verfolgt. Für die Definition der Szenarien werden dazu zunächst die gesellschaftlichen Positionen identifiziert.

2.1 Identifizierung gesellschaftlicher Positionen

Eine vergleichende Betrachtung der in der öffentlichen Debatte diskutierten Positionen zeigt, dass es nicht nur bezüglich des Ausstiegszeitpunktes aus der Kernenergie erhebliche Unterschiede gibt (siehe Tabelle 2). Ebenso wichtig, wenn auch bisher eher weniger im Fokus der öffentlichen Wahrnehmung, sind die für einen vorgezogenen Ausstieg bevorzugten Ersatztechnologien; auch hier bestehen unterschiedliche Positionen. Tabelle 2 stellt die unterschiedlichen Vorstellungen über die zukünftige Nutzung der Kohle (im Gegensatz zu Gas), die Geschwindigkeit des Ausbaus der erneuerbaren Energien und die anvisierten Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz dar. Weitere Unterscheidungsmerkmale ließen sich darüber hinaus noch bezüglich der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) identifizieren.

Die konträren Standpunkte in Bezug auf die Ersatztechnologie können beispielhaft an der Rolle der Kohleverstromung in einem künftigen Energiemix festgemacht werden. Während z. B. Verbände der Energiewirtschaft wie der BDEW auf die Planung und den Einsatz von neuen Kohlekraftwerken als Teil der Energieversorgung setzen, lehnen dies z. B. die Grünen, Die Linke und die Nicht-Regierungs-Organisationen (NGO) ab³. Im Gegenzug fordern sie stattdessen einen noch stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien, ein ambitioniertes Programm zur Steigerung der Energieeffizienz und zum Teil

² Um zu einem wirklichen Gesamtbild und auch einer Einschätzung der Robustheit der Aussagen eines Modells zu kommen, müsste darüber hinaus ein Vergleich unterschiedlicher Modelle durchgeführt werden, siehe *Handlungsbedarf 9* in Kapitel 4.3.3.

³ Dabei sind unter „neuen“ Kohlekraftwerken nur solche zu verstehen, die derzeit in Planung sind. Die meisten politischen Positionen gehen davon aus, dass die in Bau befindlichen Kohlekraftwerke ans Netz gehen werden.

den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. Sofern notwendig sollen emissionsärmere und flexible Gaskraftwerke dann den restlichen Bedarf decken.

Tabelle 2: Übersicht über die Positionen exemplarischer gesellschaftlicher Gruppen zum Ausstiegszeitpunkt der Kernenergie und bezüglich der favorisierten Ersatzmaßnahmen Kohle (im Gegensatz zu Gas), erneuerbare Energien und Energieeffizienz.

Position ⁴	Ausstiegszeitpunkt Kernenergie	Kohle	Anteil Erneuerbare am Stromverbrauch	Energieeffizienz
Regierungsvorschlag 6.6.2011	2022		35% in 2020	
Bundesregierung / Energiekonzept	AtG 2010 (ca. 2040)		35% in 2020; 80% in 2050	10% bis 2020 ggü. 2005., 20% EU-weit
SPD Gesetzentwurf	Acht alte AKWs sofort vom Netz, restliche AKWs nach AtG 2002 ohne Übertragung von Restmengen		2020: mind. 35%	Verdopplung bis 2020
SPD "Neue Energie"	bis spätestens 2020		40-45% bis 2030; 75% bis 2030	2,5% p.a.
Die Grünen	bis 2017	Kein Neubau	k.A. (forcierter Ausbau)	20% Einsparung in 2020 ggü. 2007
Die Linke	in 2014	Kein Neubau		
CSU	bis spätestens 2022	eher Gas	50% in 2020 in Bayern	
FDP	k.A.		35% in 2020; 80% in 2050	
CDU	k.A.			
BDEW	bis 2020, spätestens aber nach AtG 2002		k.A. (beschleunigter Ausbau)	
VKU	bis spätestens 2020		k.A. (forcierter Ausbau)	
IG Metall	bis 2020		100% in 2050	Verdoppelung der Energieproduktivität
NGOs	14 AKWs bis 2013, restliche 3 AKWs einige Jahre später	kein Neubau	k.A. (beschleunigter Ausbau)	mind. 3% pro Jahr

Neben der Frage nach dem Zeitpunkt des Ausstiegs aus der Kernenergie zeichnet sich also eine zweite Dimension ab, entlang der die energiepolitische Debatte verläuft. Diese Dimension beschreibt die Präferenz für die Technologien bzw. Maßnahmen, die als Ersatzoptionen für die Kernenergie dienen sollen (Kohle vs. Gas, erneuerbare Energien und Energieeffizienz).

⁴ Die Angaben sind aktuellen Positionspapieren entnommen, die Referenz ist im Literaturverzeichnis zu finden, z. B. SPD (2011).

2.2 Definition der Szenarien

Die in Tabelle 2 identifizierten gesellschaftlichen Positionen sollen in energiepolitische Szenarien überführt und modellgestützt analysiert werden. Dabei wird der Schwerpunkt gelegt auf eine Kombination von verschiedenen Ausstiegsszenarien aus der Kernenergie mit Kohle bzw. Gas als Ersatztechnologie. Die Varianten für den zeitlichen Verlauf des Ausstiegs aus der Kernenergie werden durch die folgenden vier Optionen dargestellt:

- 1) **Ausstieg 2038:** Die Ausstiegs-Option nach AtG2010 beschreibt die 2010 beschlossene Gesetzeslage auf Grundlage des Atomgesetzes (AtG) mit einer Laufzeitverlängerung gegenüber dem Beschluss im AtG2002 von durchschnittlich 12 Jahren. Es wird angenommen, dass die derzeit aufgrund des Moratoriums abgeschalteten sieben Altkraftwerke und Krümmel wieder ans Netz gehen. Bis 2020 stehen die 17 deutschen KKW dem Strommarkt zur Verfügung. Die sieben älteren KKW gehen erwartungsgemäß bis 2022 vom Netz, sodass bis 2030 die zehn jüngeren Anlagen (inklusive KKW Krümmel) am Netz bleiben. Bis zum Jahr 2038 erfolgt dann gemäß der Annahmen die schrittweise Abschaltung der verbleibenden deutschen KKW entsprechend den vom AtG2010 zugewiesenen Reststrommengen (Abbildung 1).
- 2) **Ausstieg 2022:** Die Ausstiegs-Option nach AtG2002 legt im Wesentlichen die Rechtslage nach dem Beschluss der rot-grünen Bundesregierung aus dem Jahr 2002 zugrunde. Abweichend davon sollen bei dieser Option die derzeit aufgrund des Moratoriums vom Netz genommenen Kernkraftwerke nicht mehr angefahren und deren Restlaufzeiten nicht auf andere Kernkraftwerke übertragen werden können. Somit verbleiben bis 2015 noch neun der jüngeren KKW mit etwa 12 GW (netto) am Netz. Bis 2020 erfolgt die stufenweise Abschaltung von sechs KKW (7 GW), die übrigen folgen bis 2022 (Abbildung 2).
- 3) **Ausstieg 2020:** Die Ausstiegs-Option Ausstieg 2020 untersucht die Auswirkungen einer dauerhaften Abschaltung sämtlicher deutscher Kernkraftwerke bis zum Jahr 2020. Auch hier gehen die aufgrund des Moratoriums abgeschalteten Kernkraftwerke nicht mehr ans Netz. Die Abschaltung der verbleibenden neun KKW orientiert sich an den Reststrommengen nach AtG2002 (Abbildung 3).
- 4) **Ausstieg 2015:** Die Ausstiegs-Option Ausstieg 2015 sieht die dauerhafte Abschaltung der deutschen Kernkraftwerke bis zum Jahr 2015 vor. Auch hier werden die aufgrund des Moratoriums vom Netz genommenen Kernkraftwerke nicht mehr in Betrieb genommen (Abbildung 4).

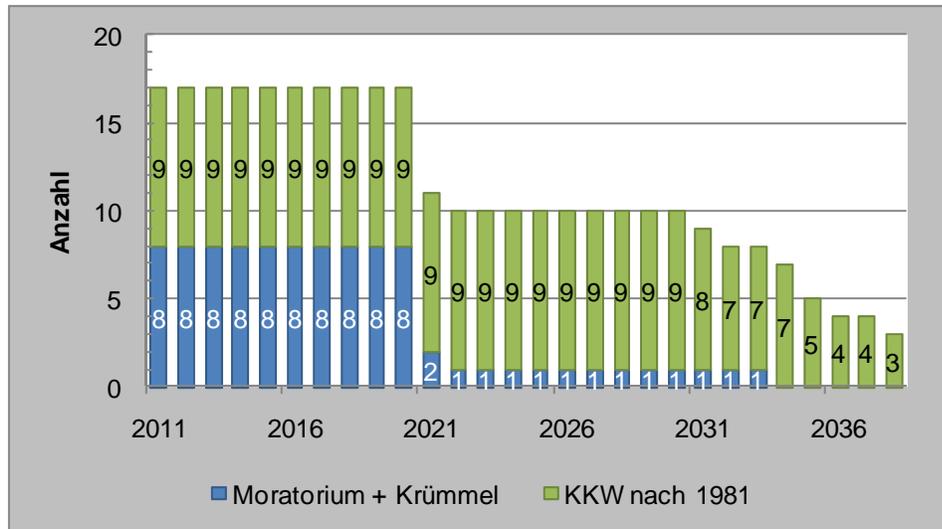


Abbildung 1: Kernkraftwerke in Betrieb im Szenario „Ausstieg 2038“.

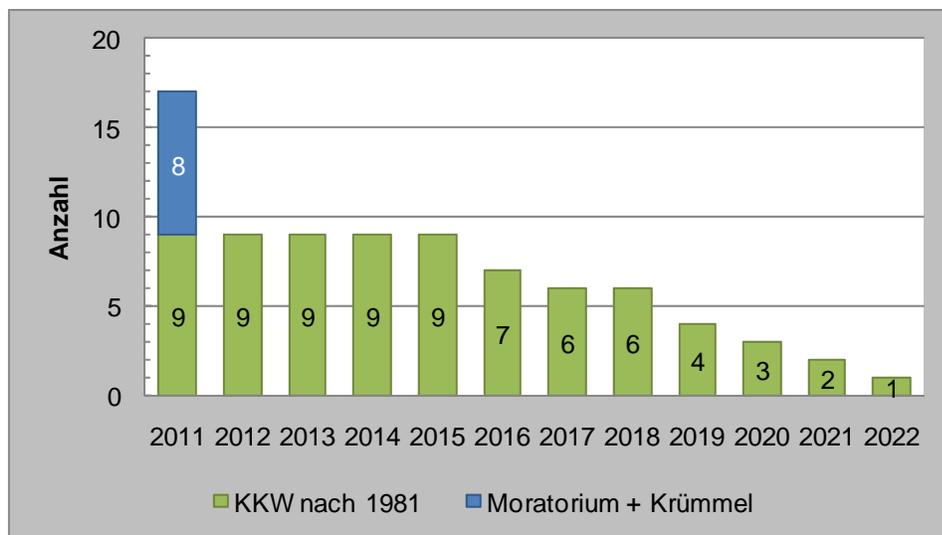


Abbildung 2: Kernkraftwerke in Betrieb im Szenario „Ausstieg 2022“.

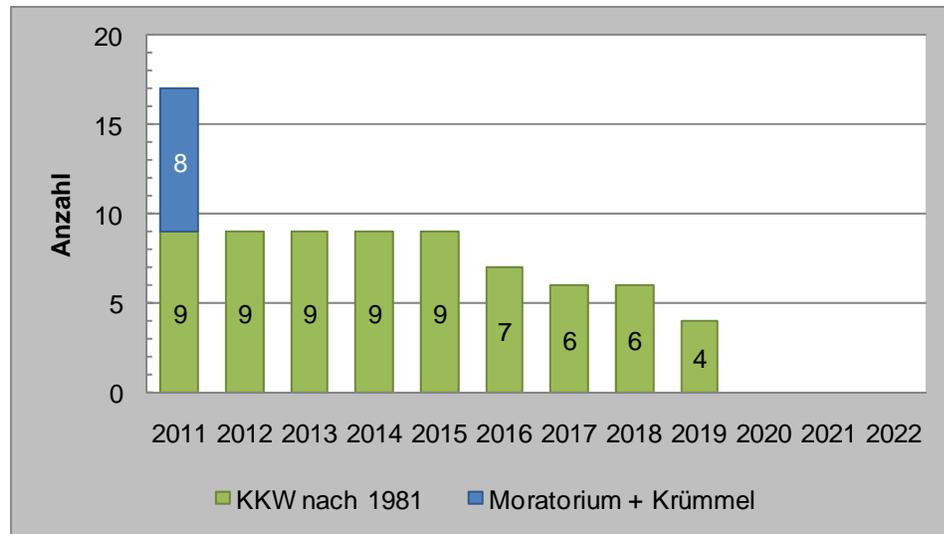


Abbildung 3: Kernkraftwerke in Betrieb im Szenario „Ausstieg 2020“.

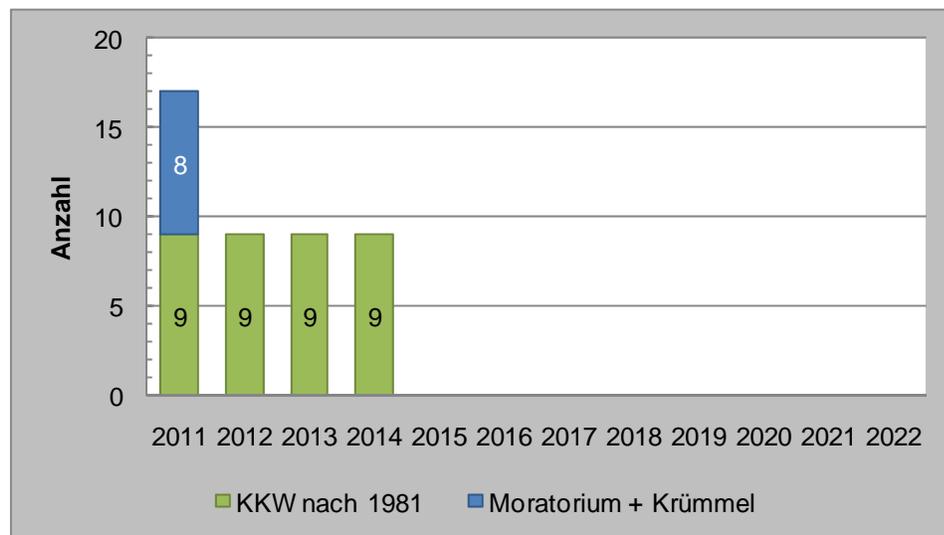


Abbildung 4: Kernkraftwerke in Betrieb im Szenario „Ausstieg 2015“.

Um die unterschiedlichen Positionen bezüglich der Ersatztechnologien Kohle und Gas abzubilden, werden die beiden folgenden Optionen betrachtet:

- A. Die Ersatz-Option **Kohle** geht davon aus, dass alle derzeit in Bau befindlichen Kohle- und Gaskraftwerke ans Netz gehen. Zusätzlicher Bedarf an Kapazitäten wird in Kohlekraftwerken ausgeführt (auf Grundlage der derzeit in Planung befindlichen Kraftwerke).
- B. Die Ersatz-Option **Gas** setzt auf einen verstärkten Neubau von Gaskraftwerken, um die Kernenergie zu ersetzen. Dabei wird davon

ausgegangen, dass alle derzeit in Bau befindlichen Kohle- und Gaskraftwerke ans Netz gehen. Zusätzlicher Bedarf an Kapazitäten wird in Gaskraftwerken ausgeführt (auf Grundlage der derzeit in Planung befindlichen Kraftwerke).

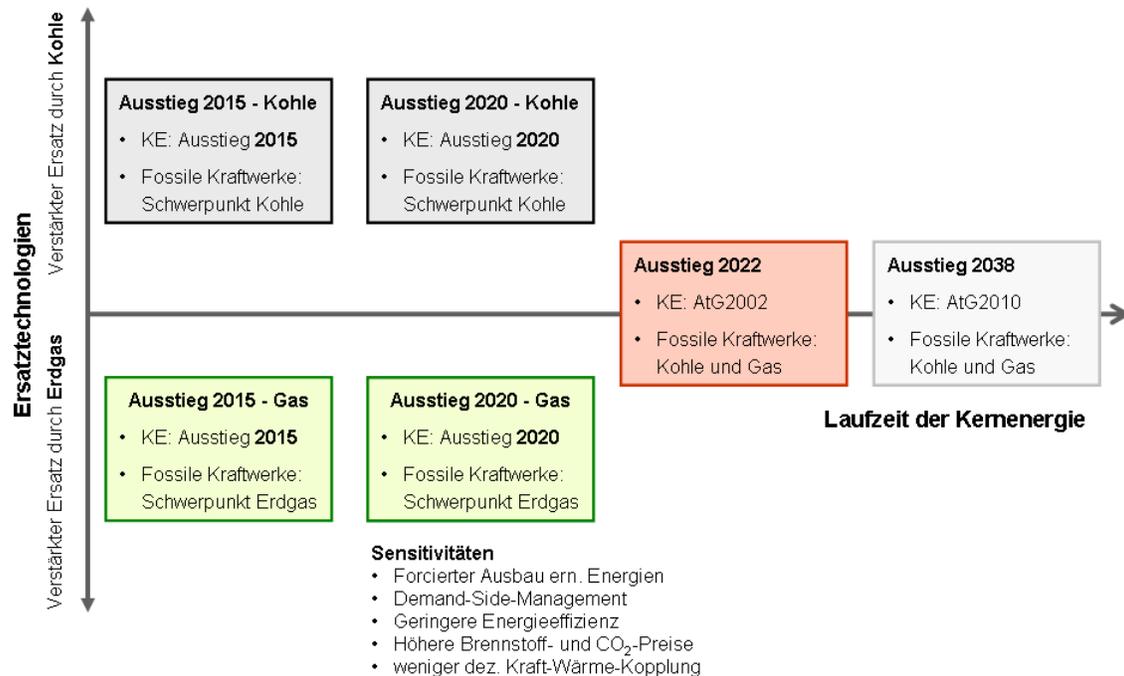


Abbildung 5: Definition der Szenarien.

Die Ersatz-Optionen Gas bzw. Kohle werden vor allem im Zusammenhang mit einem früheren Ausstieg aus der Kernenergie diskutiert. Deshalb werden für die Szenarien, die einen Ausstieg in 2015 bzw. 2020 anstreben, die beiden unterschiedlichen Ersatz-Optionen Kohle und Gas analysiert, für die Szenarien Ausstieg 2022 und Ausstieg 2038 wird dagegen nur jeweils ein Pfad exploriert.

Die Positionen hinsichtlich des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz werden über zusätzliche Sensitivitäten (für das Szenario „Ausstieg 2020 – Gas“) untersucht. Bei den erneuerbaren Energien wird im Standardfall vom Ausbaupfad in der Leitstudie (BMU 2010) ausgegangen und dieser mit einem um drei Jahre vorgezogenen Ausbau verglichen. Um die Relevanz von Energieeffizienzmaßnahmen einschätzen zu können, werden der Einfluss von Demand-Side-Management-Optionen und das Versagen von Effizienzmaßnahmen analysiert. Außerdem werden unterschiedliche Ausbaupfade der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung sowie stärker als im Referenzfall steigende Brennstoff- und CO₂-Preise betrachtet. Details der Szenariendefinition sind im Anhang zu finden.

3 Modellergebnisse

Die in Kapitel 2 definierten Szenarien werden im Folgenden modellbasiert analysiert. Die Analyse der Szenarien **Ausstieg 2015**, **Ausstieg 2020** und **Ausstieg 2022** innerhalb gleicher Rahmenbedingungen⁵ bietet die Möglichkeit, den Einfluss der Kernenergie auf die Modellergebnisse zu isolieren. Das Szenario **Ausstieg 2038**, welches vom Moratorium für die sieben ältesten Kernkraftwerke unberührt bleibt, wird nur zu Vergleichszwecken herangezogen, da es politisch stark in den Hintergrund gerückt ist. Im Rahmen einer modellgestützten Analyse mit dem Strommarktmodell MICOES (Beschreibung siehe Anhang A.2) werden die in 2015, 2020, 2025 und 2030 zu erwartenden Spotmarktpreise ermittelt, wie sie an der Strombörse (EEX) zustande kommen. Die Einbeziehung des Zeithorizontes bis 2030 hat den Vorteil, die dynamische Reaktion des Energiesystems auf einen bedeutsamen energiepolitischen Eingriff zu beobachten.

Bei der Bewertung der einzelnen Pfade wird auf Basis des klassischen Zieldreiecks der Energiepolitik geprüft, zu welchen möglichen Konflikten zwischen Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit die einzelnen Wege führen können. Das Hauptaugenmerk innerhalb dieses Kapitels liegt dabei auf der Bewertung der Versorgungssicherheit anhand des zu erwartenden Bedarfs an konventioneller Ersatzkapazität, der Wirtschaftlichkeit anhand der Strompreise für Industrie und Haushalte und der Umweltverträglichkeit anhand der CO₂-Emissionen.

3.1 Ersatzoptionen zur Sicherstellung der Versorgung

3.1.1 Zusätzlicher Bedarf an fossilen Kraftwerken

Bei einem vollständigen Ausstieg müssen 21 GW an Netto-Kraftwerksleistung aus Kernenergie ersetzt werden. Zum Zeitpunkt der Studie, Mitte Juni 2011, befinden sich bedingt durch das Moratorium sowie anstehende Revisionen etwa 10 GW Kernkraftwerksleistung außer Betrieb. Diese kurzfristige Abschaltung einer erheblichen Anzahl von Kernkraftwerken wurde vom Strommarkt durch bestehende Überkapazitäten sowie eine Verringerung der Nettostromexporte kompensiert. Weiterhin befinden sich laut BDEW (2011b) eine Reihe fossiler Kraftwerke im Bau, von denen eine Kapazität von ca. 11 GW (davon ca. 10 GW Kohlekraftwerke⁶) bis 2015 gemäß Plan fertiggestellt sein wird und im Rahmen der modellgestützten Analyse berücksichtigt wurde. Die Kapazität der Kernkraftwerke kann unter diesen Annahmen somit bereits bis 2015 vollständig ersetzt werden. Allerdings ist geplant, im Zeitraum bis 2015 auch 14 GW Kraftwerksleistung aus fossilen Altkraftwerken stillzulegen. Bis 2020 sollen weitere 13

⁵ Die wesentlichen Randbedingungen der Analyse wie Brennstoff- und CO₂-Preise, Erzeugung aus erneuerbaren Energien sowie die Stromnachfrage werden ausführlich im Anhang dargestellt.

⁶ Das Steinkohlekraftwerk Datteln 4 wurde in die Berechnungen nicht einbezogen, da dessen Inbetriebnahme nach derzeitigem Stand sehr unsicher ist.

GW fossiler Kraftwerkskapazität stillgelegt werden. Somit müssen zusätzlich zum Ausstieg aus der Kernenergie insgesamt 27 GW an fossilen Kraftwerken ersetzt werden (Abbildung 6). Zu den Optionen, die dazu in der Lage sind, die Lücke zu schließen, gehören – wie im folgenden gezeigt werden soll – der Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der (zentralen und dezentralen) Kraft-Wärme-Kopplung, die Senkung der Stromnachfrage durch eine Steigerung der Energieeffizienz, der (zeitlich begrenzte) Import von Strom aus dem europäischen Ausland (siehe Anhang A.5) sowie der Neubau von fossil befeuerten Kraftwerken bzw. die Ertüchtigung von älteren fossil befeuerten Anlagen.

Für den Zeitraum 2010 - 2020 wird gemäß den Prognosen der Leitstudie (BMU 2010) ein Zubau von Windkraft- und Fotovoltaikkapazität im Umfang von 52 GW unterstellt. Annahmegemäß wird ein weiterer Zubau an konventioneller Kraftwerksleistung von 5 GW bis 2020 in Form von dezentralen KWK-Anlagen angesetzt (siehe auch Abschnitt 3.1.2). Eine weitere Steigerung der Energieeffizienz und die dadurch bedingte Senkung der Stromnachfrage reduziert die Spitzenlast in 2020 um 4 GW. Die Differenz aus den benötigten 27 GW und den angenommenen Ersatzmaßnahmen (Zubau erneuerbare Energien, mehr KWK, höhere Effizienz) wird im Modell mit konventionellen fossilen Kraftwerken ersetzt.

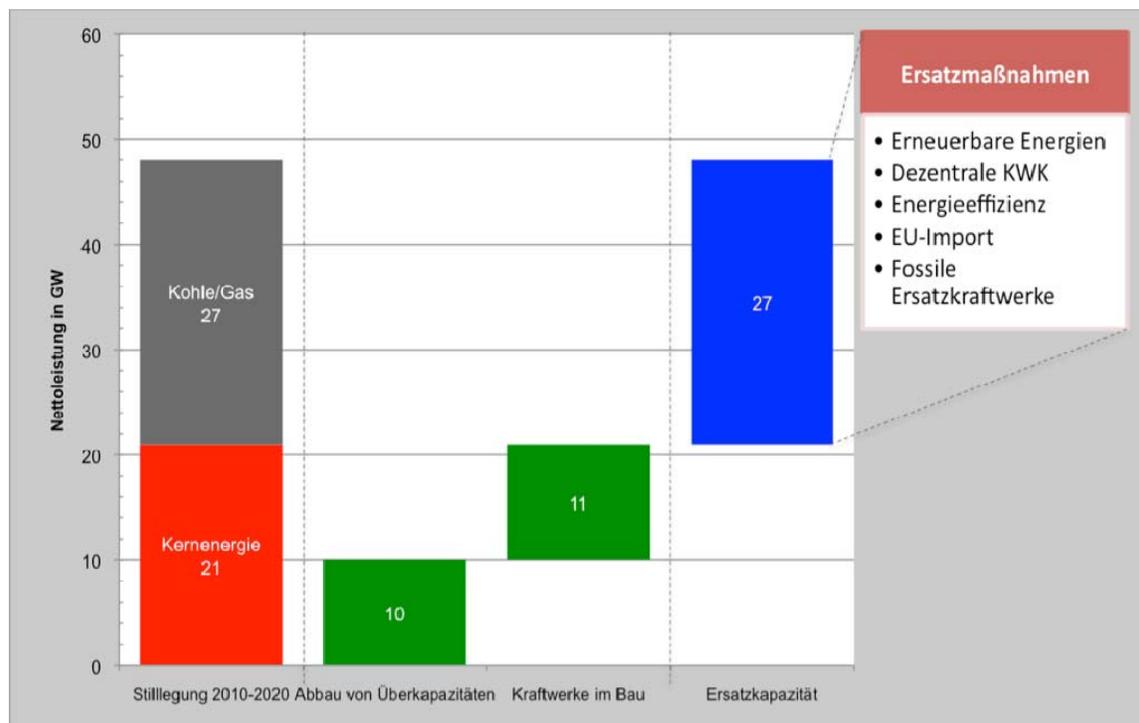


Abbildung 6: Ersatzbedarf durch Stilllegung der konventionellen Kapazitäten bis 2020.

Für die Höhe des benötigten fossilen Ersatzbedarfs stellt sich unter Wirtschaftlichkeitsaspekten heraus, dass je nach Szenario bis 2020 noch 8 GW an

fossilen Kraftwerken zur Deckung der Spitzenlastnachfrage über die bereits jetzt im Bau befindlichen Kraftwerke hinausgehend zusätzlich zugebaut werden (siehe Anhang A.4). Der zeitliche Verlauf des Zubaus kann sich je nach Ausstiegszeitpunkt weiter in die Zukunft verschieben (Abbildung 7). Dies bedeutet, dass bei einem Atomausstieg im Jahr 2020 nicht nur alle derzeit noch im Bau befindlichen Kraftwerkskapazitäten realisiert sein müssen, sondern dass auch weitere fossile Kraftwerke, die derzeit geplant bzw. noch zu planen sind, in Betrieb genommen werden müssen. Alternativ könnte auch eine längere Nutzung älterer fossiler Kohlekraftwerke in Erwägung gezogen werden. Ein noch früherer Ausstieg im Jahr 2015 würde die Herausforderung verschärfen. Er beinhaltet darüber hinaus noch viele ungeklärte Fragen und Annahmen, die einer weiteren Prüfung bedürfen.

Zu den fossilen Ersatzkraftwerken kommen noch 2 GW in Pumpspeicherkraftwerken hinzu, die in der Planung weit fortgeschritten sind und unabhängig vom betrachteten Szenario bis 2020 in Betrieb genommen werden, um die Fluktuationen aus den zukünftig hohen Anteilen aus erneuerbaren Energiequellen auszugleichen.

Wird eine Laufzeitverlängerung entsprechend dem Szenario *Ausstieg 2038* in Betracht gezogen, ist über die derzeit im Bau befindlichen Kraftwerke hinaus kein weiterer Zubaubedarf gegeben. Stattdessen drängen die bis 2015 ans Netz gehenden Neubauten ältere fossile Kraftwerke aus Wirtschaftlichkeitsaspekten in die Kaltreserve.

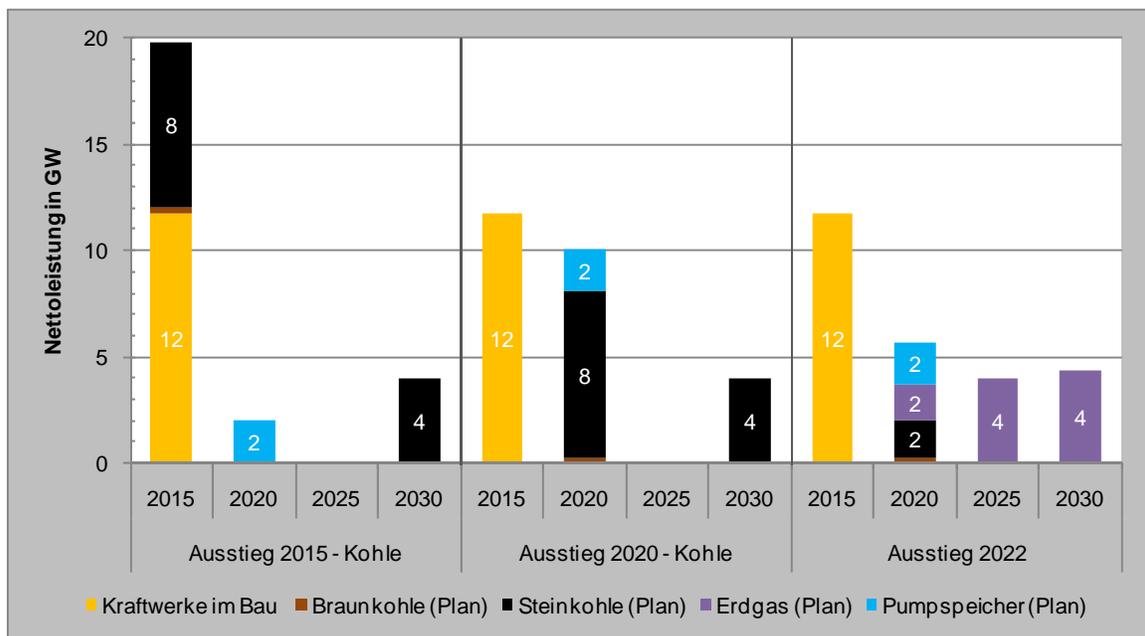


Abbildung 7: Zu bereitstellende Ersatzkapazität in konventionellen Kraftwerken (bis 2030; Vergleich zwischen den Szenarien Ausstieg 2015-Kohle, Ausstieg 2020-Kohle und Ausstieg 2022).

Der Bau von weiteren Gasturbinen käme als Alternative in Frage, wenn auf die Möglichkeit verzichtet werden soll, zusätzlichen Strom aus dem europäischen Verbundnetz zu importieren (Importmengen siehe Anhang A.5). Nach den Modellrechnungen könnten sich diese Anlagen aufgrund der geringen Auslastung jedoch nicht über den Spotmarkt refinanzieren. Zudem wird der Spitzenlaststrom in der Mittagszeit durch die Einspeisung der Fotovoltaik preislich gedämpft, so dass die Deckungsbeiträge der Gasturbinen zusätzlich reduziert werden. Die unter diesen Umständen in der Regel nicht gegebene Wirtschaftlichkeit der selten nachgefragten Gasturbinen könnte möglicherweise durch die Einführung von Kapazitätsmärkten in Ergänzung zum Spotmarkt abgesichert werden.

3.1.2 Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung

Die gleichzeitige, gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme hat gegenüber der jeweils getrennten Produktion deutliche Effizienzvorteile. Eine Brennstoffausnutzung bis 90 % ist möglich. Die Abwärme von Kraftwerken kann in Wärmesenken für Raumheizung und -kühlung sowie für industrielle Prozesse eingesetzt werden. Die Bundesregierung hatte sich deshalb bereits vor der Diskussion um die Laufzeitverlängerung zum Ziel gesetzt, den Anteil der KWK-Stromerzeugung an der gesamten Stromproduktion bis 2020 auf 25 % zu steigern (siehe § 1 KWK-Gesetz (KWKG)).

Derzeit wird der Effizienzvorteil der KWK-Anlagen im Rahmen des EU-Emissionshandels durch eine kostenlose Zuweisung von Emissionszertifikaten für einen Teil ihrer Wärmeproduktion honoriert. Diese soll ab 2013 schrittweise auf Null gesenkt werden, wodurch die KWK gegenüber einer getrennten Erzeugung von Strom und Wärme benachteiligt wird.

→ *Handlungsbedarf 1: Einbeziehung der gesamten Wärmeproduktion in den Emissionshandel, um den Effizienzvorteil der KWK im Technologiewettbewerb gleichberechtigt zu berücksichtigen.*

Durch den zu erwartenden sinkenden Absatz im Wärmemarkt infolge von Gebäudesanierung und durch die Ausweitung der erneuerbaren Wärmeproduktion zeichnet sich allerdings ab, dass bestehende große KWK-Anlagen zur Fernwärmeerzeugung ohne weitere Förderung nicht in der Lage sind, ihre Marktanteile auszubauen (siehe E & M 2011). Hinzu kommt, dass mit zunehmender Durchdringung der erneuerbaren Energien – insbesondere der Windkraft – häufig Einspeisekonflikte mit wärmegeführten KWK-Anlagen auftreten können.

Eine Lösung des Einspeisekonfliktes besteht u. a. in der zeitlichen Entkopplung von Strom- und Wärmeproduktion durch Wärmespeicher, die auch mit überschüssigem Windstrom beheizt werden können. Diese können Bestandteil von relativ preiswerten

Maßnahmen zum Lastmanagement sein, indem sie bei geringen Strompreisen die Stromnachfrage erhöhen und somit die gesamtwirtschaftlichen Verluste verringern.

Eine detaillierte Analyse dieses innovativen Vorschlags war nicht Gegenstand der hier vorliegenden Studie. Die Beantwortung der wichtigen Frage, welche Rolle vor diesem Hintergrund die zentrale und die dezentrale KWK im Kontext steigender Anteile der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zukünftig haben sollte, muss deshalb weitergehenden Studien überlassen bleiben. Gleichzeitig gilt es zu prüfen, in welchem Ausmaß sich die Bewertung der KWK verändern würde, wenn sich die in vielen jüngsten Studien (z. B. Prognos/EWI/GWS 2010) angenommenen ehrgeizigen Werte zur zukünftigen Reduzierung des Raumwärmebedarfs nicht realisieren lassen.

Der Zubau von KWK-Anlagen wird laut Leitstudie (BMU 2010) in der Zukunft hauptsächlich im dezentralen Bereich (bis 10 MW elektrische Leistung) stattfinden (siehe Anhang A.3.4). Bis 2020 ist mit einer zusätzlichen installierten Bruttoleistung von 4,8 GW zu rechnen.

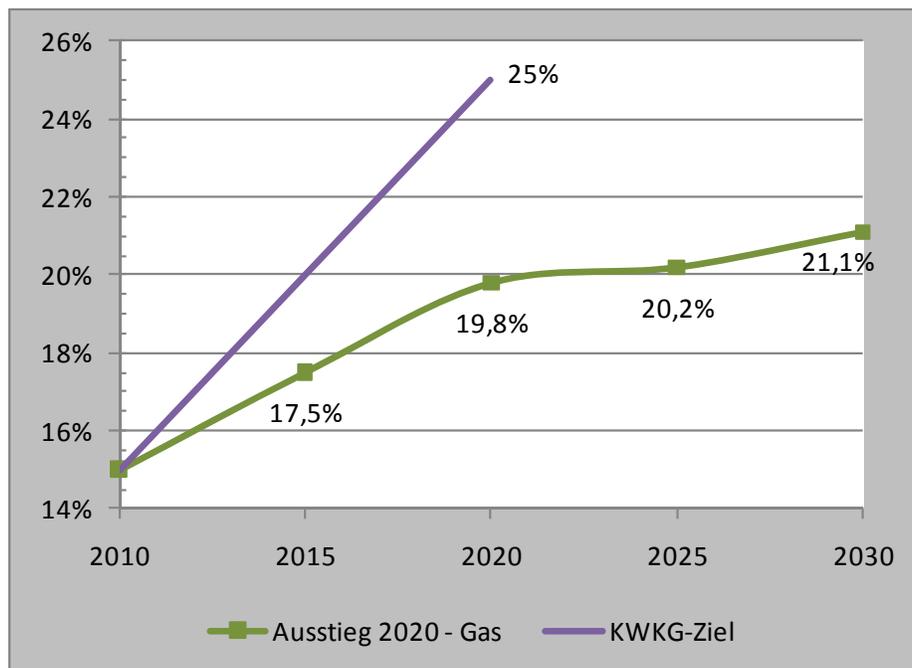


Abbildung 8: Entwicklung des KWK-Stromanteils an der Gesamtstromerzeugung von 2010 bis 2030 im Szenario *Ausstieg 2020 – Gas*.

Auf Basis der vorhandenen KWK-Anlagen im konventionellen Kraftwerkspark sowie dem angenommenen Zubau im dezentralen Bereich zeigt eine Auswertung der modellseitig ermittelten KWK-Strommengen, dass das Ausbauziel von 25 % bis 2020 im Rahmen der Modellannahmen nicht erreicht wird (Abbildung 8).

→ Handlungsbedarf 2: Überprüfung der derzeitigen Förderstruktur und Vorrangregelung hinsichtlich zusätzlicher Anreize, um den Ausbau der KWK zu sichern.

3.2 Auswirkungen der Szenarien auf die Strompreise

Die Entwicklung der Spotmarktpreise wird auf Basis der Merit-Order über das Grenzkraftwerk bestimmt. Das bedeutet, dass das Kraftwerk mit den höchsten Erzeugungskosten, das gerade noch zur Deckung der Nachfrage benötigt wird, den stündlich wechselnden Spotmarktpreis vorgibt (Abbildung 9). Wenn nun Kernkraftwerke stillgelegt werden, steigt der Spotmarktpreis zumindest vorübergehend an, da nun kostenintensivere Kraftwerke zur Deckung der Nachfrage zum Einsatz kommen (Abbildung 10). Gegenläufig bewirkt der zunehmend höhere Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix (40 % in 2020, 65 % in 2030) ein langfristig sinkendes Preisniveau im Großhandel (Abbildung 11).

Wird der Zeitraum vor Beginn der Reaktorkatastrophe in Japan und das dadurch ausgesprochene Moratorium für die deutschen KKW in die Betrachtung einbezogen, so ist ein kurzfristiger Preiseffekt im Spothandel der EEX⁷ zwar nachzuweisen. Dieser verringert sich aber mit zunehmendem zeitlichen Abstand zum Moratoriumsbeginn (BDEW 2011c). In der Woche vor den verheerenden Ereignissen in Japan bewegten sich die Preise für Grundlast in einem Bereich von 5,0 und 6,0 ct/kWh, welcher auch kurz nach dem Unglück zu beobachten war und somit eher in Zusammenhang mit der angebotsabhängigen Einspeisung aus Wind und Sonne zu bringen ist. Auf längere Sicht war der Moratoriumseffekt mit einem Preisanstieg im Großhandel von 5,3 auf 5,8 ct/kWh für Stromlieferungen im Jahr 2012 etwas deutlicher sichtbar und bestätigt sich auch durch die im Folgenden dargestellten Modellergebnisse.

Bei den Modellergebnissen werden zunächst die Szenarien *Ausstieg 2020 – Kohle*, *Ausstieg 2015 – Kohle* mit einem *Ausstieg 2022* verglichen. Unter der Annahme, dass die derzeit vom Moratorium betroffenen Kernkraftwerke wie von der Bundesregierung vorgesehen nicht wieder ans Netz gehen, ergibt sich im Jahr 2015 ein Strompreis von 5,9 ct/kWh (*Ausstieg 2020/2022*) verglichen mit etwa 5,2 ct/kWh, wenn sämtliche KKW weiterhin in Betrieb bleiben (*Ausstieg 2038*). Bei einem frühen Ausstieg im Jahr 2015 liegt der Spotmarktpreis im Jahr 2015 dagegen bei 6,7 ct/kWh und damit 0,8 ct/kWh über dem Preis im entsprechenden Jahr bei einem Ausstieg in 2020 bzw. 2022. Der Grund ist die frühzeitig notwendig werdende Nutzung kostenintensiver Ersatzkapazitäten.

⁷ Marktdaten der Strombörse EEX können unter www.eex.de abgerufen werden.

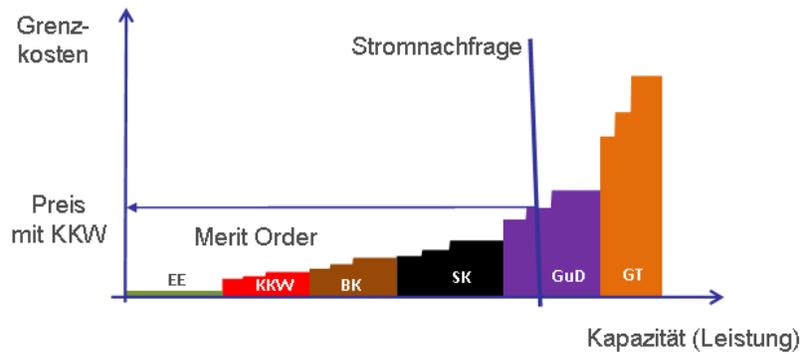


Abbildung 9: Preisbildung im Spotmarkt in einer exemplarischen Stunde des Jahres (mit Kernenergie).

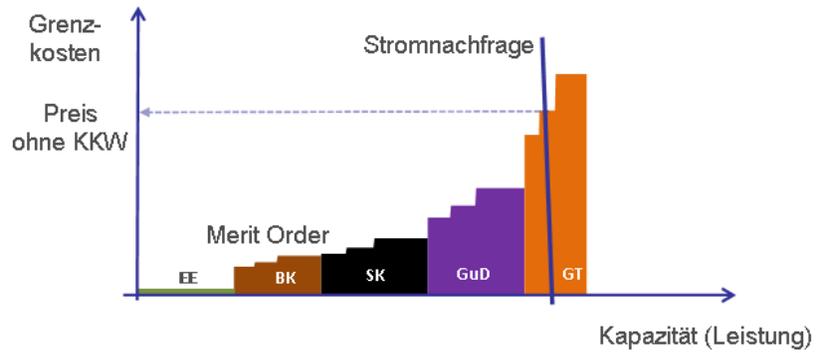


Abbildung 10: Preisbildung im Spotmarkt in einer exemplarischen Stunde des Jahres (ohne Kernenergie).

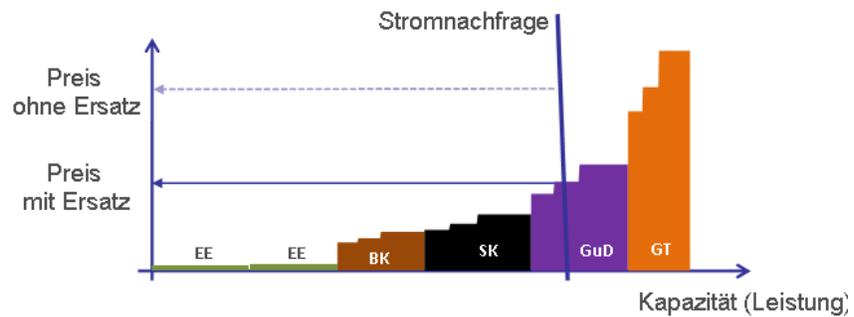


Abbildung 11: Preisbildung im Spotmarkt in einer exemplarischen Stunde des Jahres (mit Ersatz für Kernenergie).

Im Vergleich zum Szenario *Ausstieg 2020* gleichen sich die Preise jedoch in 2020 wieder an, da die Notwendigkeit eben dieser Ersatzkraftwerke unabhängig vom Ausstiegszeitpunkt bestehen bleibt und sich der Zubau lediglich um fünf Jahre nach hinten verschiebt. Beim *Ausstieg 2022* kann der Zubau noch weiter nach hinten verschoben werden, so dass die Preise in 2020 um 0,4 ct/kWh niedriger liegen.

Langfristig bleiben die Spotmarktpreise bei einem frühen Ausstieg mit der Ersatzoption Kohle aber niedriger als die im Szenario *Ausstieg 2022*. Das ist auf den verstärkten Zubau von Gaskraftwerken beim *Ausstieg 2022* zurückzuführen (Abbildung 7), die ein höheres Kostenniveau aufweisen. Ein zunehmend höherer Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix von 40 % in 2020 und 65 % in 2030 bewirkt ein sinkendes Preisniveau im Großhandel auf 6,0 ct/kWh in 2025 und 5,2 ct/kWh in 2030.

Im Ergebnis steigt der Spotmarktpreis bis 2020 an, sinkt aber bis 2030 durch den immer höher werdenden Anteil erneuerbarer Energien und unter der Annahme eines Fortbestehens des derzeitigen Fördersystems auf Grundlage des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) wieder unter das Ausgangsniveau (Abbildung 12).

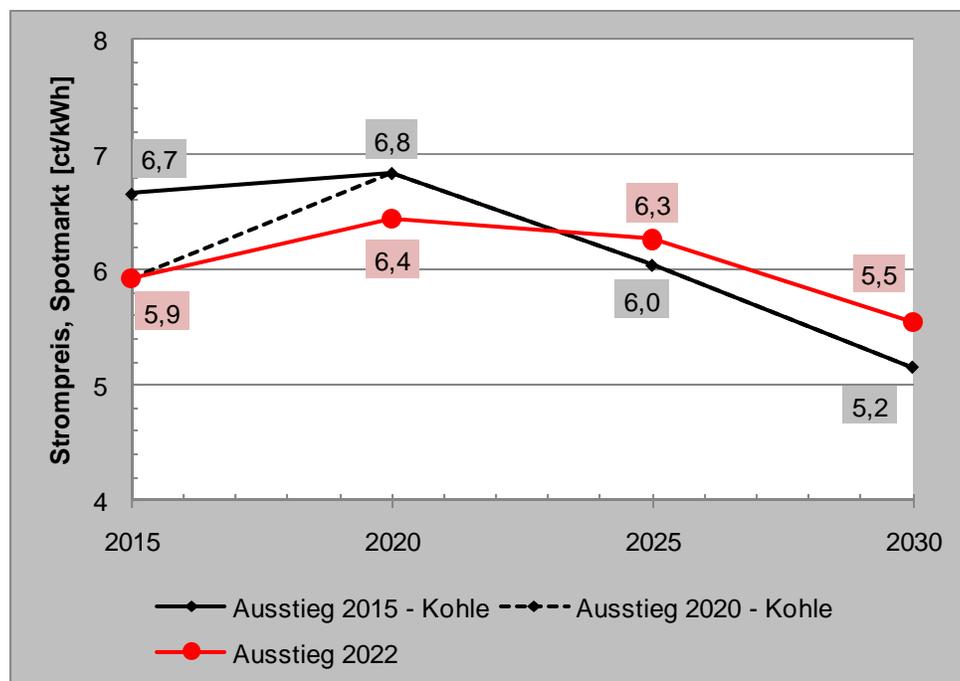


Abbildung 12: Entwicklung der Großhandelspreise (base) im Zeitraum 2015 bis 2030 in ausgewählten Szenarien.

3.2.1 Vergleich des Zubaus von Gaskraftwerken statt Kohlekraftwerken

Ob Kernkraftwerke durch Gas- oder Kohlekraftwerke ersetzt werden, hat für den Strompreis kaum Konsequenzen. Der Grund ist, dass bei den angenommenen

Brennstoff- und CO₂-Preisen die Stromgestehungskosten für beide Technologien annähernd gleich sind. Zudem ersetzen die zusätzlich geplanten Gas- oder Kohlekraftwerke nur einen kleinen Teil des bestehenden Kraftwerksparks. Werden dementsprechend über die im Bau befindlichen Projekte hinaus statt Kohlekraftwerken ausschließlich Gaskraftwerke realisiert, dann liegen die Spotmarktpreise im Jahr 2020 nur um etwa 0,1 ct/kWh über denen des Szenarios mit verstärktem Ausbau der Kohlekraftwerke (bei *Ausstieg 2020*).

Die Wirtschaftlichkeit vor allem von neuen Gaskraftwerken wurde durch die Ausweitung der Überkapazitäten aufgrund der im Jahr 2010 beschlossenen Laufzeitverlängerung zunehmend in Frage gestellt (siehe z. B. Enervis 2010). Da die Aufhebung der Laufzeitverlängerung jedoch die ursprüngliche Marktsituation wieder herstellt, ist nun auch der wirtschaftliche Zubau von Gaskraftwerken unter der Annahme niedriger Gaspreise wieder denkbar. Das bestätigen auch die Modellergebnisse. Vor dem Hintergrund, dass die Internationale Energie Agentur (IEA) eine Entspannung des weltweiten Gasmarktes durch die Erschließung von Schiefergaslagerstätten prognostiziert (IEA 2010), könnte Gas zusätzlich an Attraktivität gewinnen. Für den Neubau von Gaskraftwerken sprechen die im Vergleich zu Kohlekraftwerken geringeren Investitionskosten sowie die geringeren spezifischen CO₂-Emissionen. Darüber hinaus ist in Gaskraftwerken zukünftig auch ein Brennstoffersatz des konventionellen durch sogenanntes erneuerbares Methan möglich, siehe Leitstudie (BMU 2010). Dabei wird der aus Windenergie mittels Elektrolyse hergestellte Wasserstoff unter Zugabe von Kohlendioxid (Methanisierung) in das Erdgasnetz eingespeist und so die Speicherung von großen Mengen elektrischer Energie ermöglicht. Die Rückverstromung des Gases in KWK-Anlagen sichert über die Nutzung der Abwärme eine effiziente Ausnutzung der eingespeicherten Energiemengen.

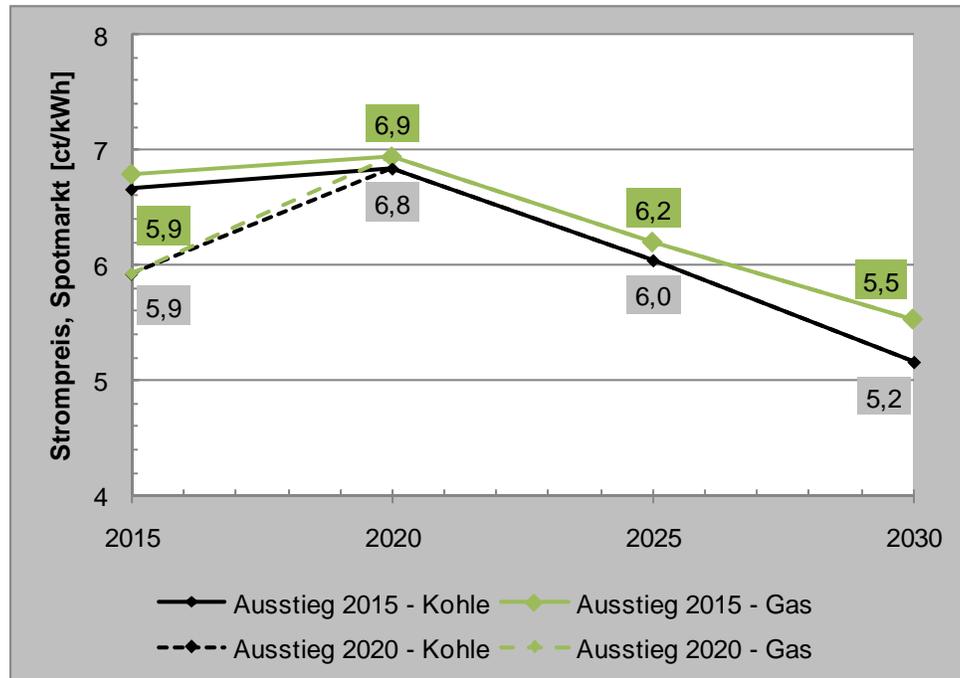


Abbildung 13: Entwicklung der Großhandelspreise im Vergleich der Ersatzoptionen Kohle vs. Gas.

3.2.2 Strompreise für Haushalte

Die größten Anteile in den Haushaltstarifen stellen neben den Kosten für Beschaffung und Vertrieb die fiskalischen Komponenten (Stromsteuer, Mehrwertsteuer) sowie die Netzentgelte dar, welche zusammen etwa 81 % des Strompreises erklären (siehe Abbildung 14). Hinzuzurechnen ist die EEG-Umlage, die als Differenzkosten zwischen den an die Anlagenbetreiber zu zahlenden Vergütungen sowie dem Börsenwert des EEG-Stroms von allen Stromkunden zu zahlen sind sowie die übrigen Kosten aus Konzessionsabgabe, KWK-Umlage und Messstellenbetrieb.

Während sich die Erzeugungskostenbestandteile über die durch das Modell ermittelten Großhandelspreise erklären lassen⁸, bestehen noch große Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung der Netznutzungsentgelte. In diese gehen neben den Kosten für den weiteren Ausbau und den Erhalt der Netzinfrastruktur auch Beträge für den stabilen Systembetrieb ein. An dieser Stelle sollen zunächst Abschätzungen zu den preislichen Auswirkungen durch die Abschaltung der Kernkraftwerke im Vordergrund stehen. In der Preiskalkulation wird daher von gleichbleibenden Netzentgelten ausgegangen und die EEG-Umlage entsprechend der Großhandelspreise angepasst. Die EEG-Umlage, die von den Haushalten gezahlt wird, ergibt sich aus der Differenz von EEG-Vergütung und

⁸ Auf den expliziten Ausweis der Vertriebsmarge wird hier verzichtet.

den durchschnittlichen Strombeschaffungskosten an der Strombörse und verringert sich somit bei einer Erhöhung der Preise am Spotmarkt.

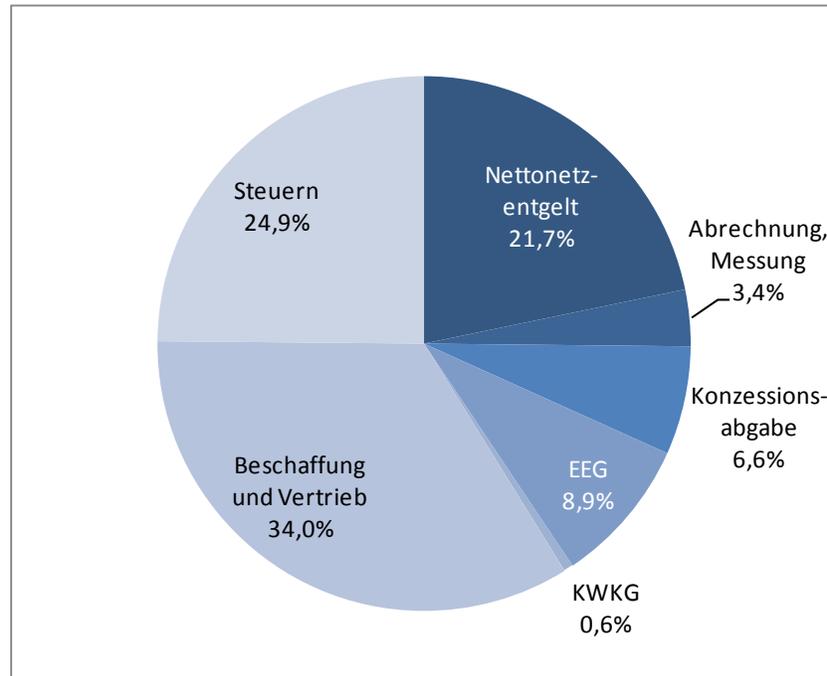


Abbildung 14: Preisbestandteile für Haushaltsstrom – Mittelwerte 2010.

Quelle: BNetzA 2010.

Die Verknüpfung von konventioneller Erzeugung und EEG-Strom erfolgt durch den Verkauf des EEG-Stroms über die Börse, wobei die anfallenden Strommengen mit negativen Preisen angeboten werden, um den gesetzlich vorgesehenen Einspeisevorrang zu gewährleisten. Durch den Gesamtwert des Verkaufs wird ein zusätzlicher Erlös erzielt, der mit den gezahlten Einspeisetarifen verrechnet wird und damit die Gesamtkosten des EEG reduziert. Diese Differenz bestimmt die so genannte EEG-Umlage: einen einheitlichen Aufschlag auf den Strompreis, der von allen Endverbrauchern⁹ bezahlt werden muss. Durch die Kopplung an den Spotmarktpreis kommt es zu mehreren Effekten, die sich auf die Höhe der EEG-Umlage auswirken. Einerseits reduzieren sich in Stunden mit hoher Windleistung oder Sonneneinstrahlung die Spotmarktpreise (Merit-order-Effekt), wodurch sich die Umlage erhöht. Andererseits steigen infolge des Ausstiegs aus der Kernenergie die Spotmarktpreise an und reduzieren dadurch die Umlage. Die Höhe der zu erwartenden EEG-Umlage hängt jedoch auch unmittelbar von der Strommenge ab, auf die die Differenzkosten des EEG

⁹ Im Rahmen der besonderen Ausgleichsregelung sind stromintensive Industriekunden von der Beteiligung an der Finanzierung des EEG weitgehend ausgenommen. Darüber hinaus werden Versorgungsunternehmen innerhalb des sogenannten „Grünstromprivilegs“ von der EEG-Umlage befreit.

verteilt werden. Wird diese Strommenge (nicht-privilegierter Verbrauch) aufgrund einer Ausweitung von Ausnahmen verkleinert¹⁰, erhöht sich dadurch die EEG-Umlage für die verbleibenden Verbraucherinnen und Verbraucher.

Im Folgenden soll der Nettoeffekt aus Spotpreis- und EEG-Umlage auf die Endkundenpreise in den einzelnen Szenarien quantitativ ausgewiesen werden.

Es wurde gezeigt, dass unter der Annahme der dauerhaften Abschaltung der vom Moratorium betroffenen Anlagen im Jahr 2015 in den Szenarien *Ausstieg 2020* sowie *Ausstieg 2022* der Preis im Großhandel von 5,2 (*Ausstieg 2038*) auf 5,9 ct/kWh ansteigt. Nach Abzug des direkt vermarkteten Stroms aus erneuerbaren Energien in Höhe von etwa 10 % der anfallenden Strommengen aus erneuerbaren Energien werden annahmegemäß etwa 147 TWh im Jahr 2015 als EEG-Strom an der Börse vermarktet. Gewichtet mit dem Spotmarktpreis der jeweiligen Stunde ergibt sich ein Marktwert von 8 Mrd. € im Falle eines Ausstiegs aus der Kernenergie bis 2020 bzw. 2022, wogegen dieser Marktwert auf 6,9 Mrd. € bei einer Laufzeitverlängerung (*Ausstieg 2038*) absinkt. Die Netto-Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber betragen in 2015 voraussichtlich¹¹ 19,3 Mrd. €, so dass die verbleibenden 11,3 Mrd. € (*Ausstieg 2020/2022*) auf den EEG-pflichtigen Endverbrauch (ca. 400 TWh) umgelegt werden und eine EEG-Umlage von 2,8 ct/kWh resultiert¹². Die höheren Differenzkosten von 12,4 Mrd. € bei einem *Ausstieg 2038* erhöhen demgegenüber die Umlage auf 3,1 ct/kWh.

Auf die Haushaltskunden wirken sich die unterschiedlichen Ausstiegszeitpunkte nur sehr geringfügig aus (Abbildung 15 und Abbildung 16). Bezogen auf den Endkundenpreis von 21,7 ct/kWh beträgt der Preisunterschied in 2015 durch die Abschaltung der vom Moratorium betroffenen KKW rund 2 % (0,5 ct/kWh). Unterstellt man den häufig angenommenen Durchschnittsverbrauch eines Haushalts von 3.500 kWh ergibt sich eine monatliche Mehrbelastung von 1,46 €. Die maximale Differenz liegt im Jahr 2015 bei 1,2 ct/kWh (zwischen *Ausstieg 2015* und *Ausstieg 2038*). Bei einem Durchschnittsverbrauch eines Haushalts von 3.500 kWh bedeutet das Mehrkosten von 3,50 € monatlich. Der Preisunterschied zwischen *Ausstieg 2020* und *Ausstieg 2015* von 0,7 ct/kWh beläuft sich auf etwa 2 € monatlich.

¹⁰ Im Rahmen der besonderen Ausgleichsregelung sind stromintensive Industriekunden von der Beteiligung an der Finanzierung des EEG weitgehend ausgenommen. Darüber hinaus werden Versorgungsunternehmen innerhalb des sogenannten „Grünstromprivilegs“ von der EEG-Umlage befreit.

¹¹ Vgl. Leitstudie (BMU 2010).

¹² Die EEG-Umlage für 2011 beträgt 3,53 ct/kWh. Darin enthalten ist ein Nachholeffekt von 0,29 ct/kWh für 2010. Gleichzeitig lag der durchschnittliche Spotpreis, der für die Bewertung des EEG-Stroms in 2011 herangezogen wurde, bei 5,07 ct/kWh. Der umlagepflichtige Letztverbrauch wird in der Analyse annahmegemäß konstant gehalten.

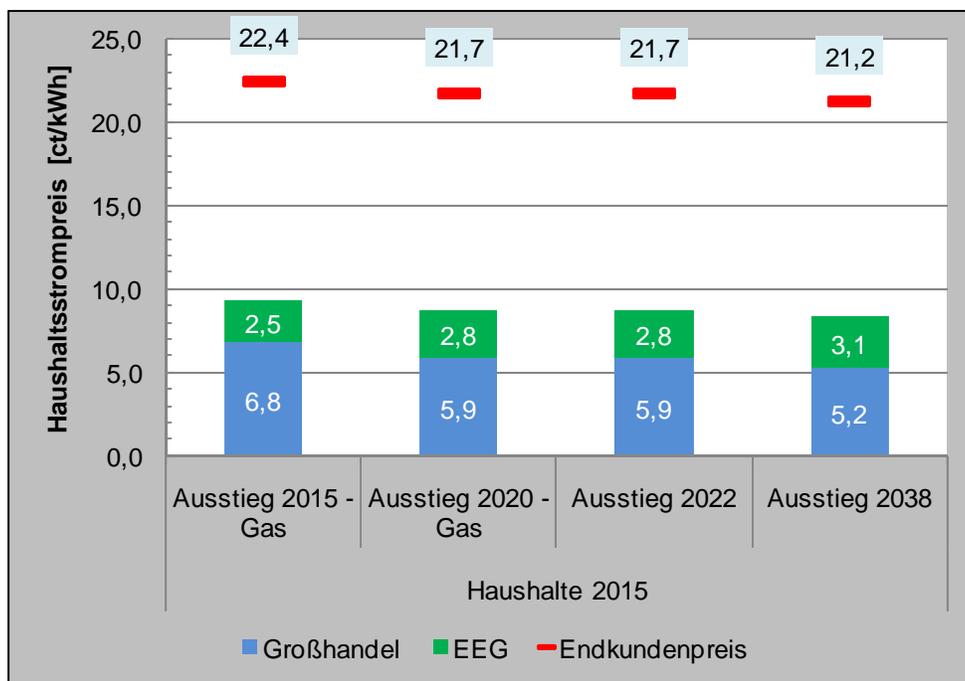


Abbildung 15: Strompreise für Haushaltskunden 2015 (in realen Werten von 2007).

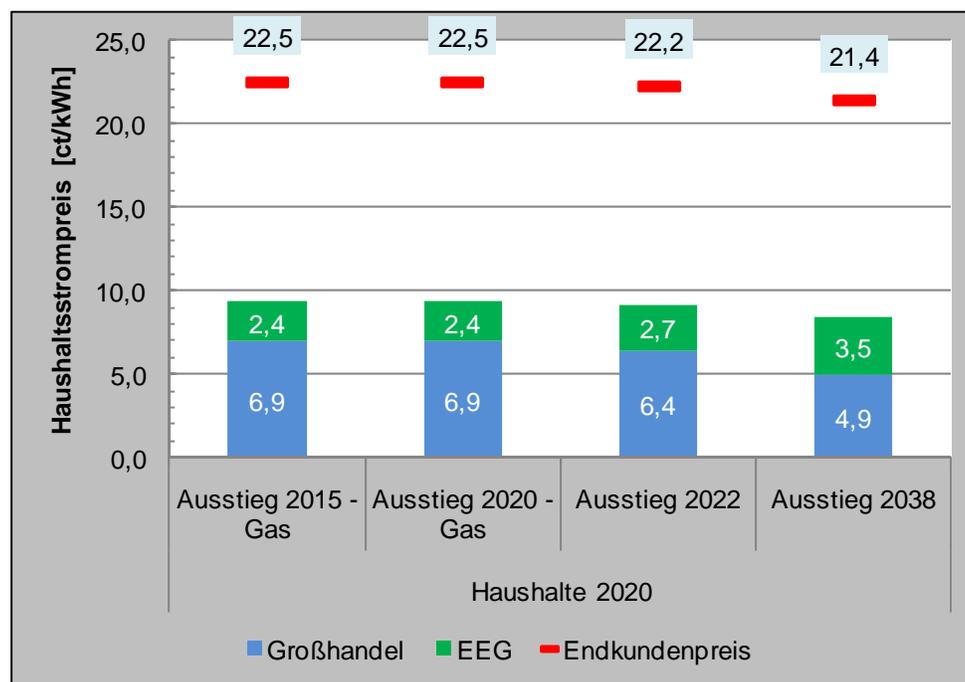


Abbildung 16: Strompreise für Haushaltskunden 2020 (in realen Werten von 2007).

Die schrittweise Angleichung der Großhandelspreise zwischen den Szenarien *Ausstieg 2015* und *Ausstieg 2020* eliminiert die Mehrkosten zwischen beiden Ausstiegsszenarien in 2020. Der Preisunterschied auf Haushaltsebene beträgt gegenüber *Ausstieg 2022* dann noch 0,3 ct/kWh oder für den Durchschnittshaushalt monatlich etwa 0,90 €. Wird hingegen ein Szenario mit einem Ausstieg in 2038 in die Betrachtung einbezogen, so beträgt die Preisdifferenz des Haushaltsstrompreises in 2020 zum Szenario *Ausstieg 2022* etwa 0,9 ct/kWh bzw. monatlich 2,61 €.

3.2.3 Strompreise für stromintensive Industriekunden

Mit einem Stromverbrauch von über 300 TWh (BNetzA 2010) stellt der Sektor „Industrie und Gewerbe“ weit über die Hälfte am bundesweiten Letztverbrauch dar. Darunter befinden sich rund 650 Unternehmen, die als stromintensive Industrie für einen Stromverbrauch von 80 TWh stehen. Der Sektor „Industrie und Gewerbe“ weist eine höhere Uneinheitlichkeit als die der privaten Haushalte auf, da über den Sondervertragsstatus eine Vielzahl von Einzelregelungen mit dem jeweiligen Versorger abgeschlossen wird. Dadurch wird eine punktgenaue Analyse der Auswirkungen eines beschleunigten Kernenergieausstiegs auf die einzelnen Bestandteile des Strompreises der Industrie- und Gewerbekunden erschwert.

Die Struktur der einzelnen Komponenten entspricht der Aufteilung analog zur Gruppe der privaten Haushalte: Erzeugung und Vertrieb, Netzentgelte, EEG-/KWKG-Umlage, Konzessionsabgabe, Abrechnung und Steuern (insbesondere Stromsteuer). Im Unterschied zu den Haushaltskunden kann eine Kategorisierung der industriellen Verbraucher nach der Netzanschlussebene (Höchst- und Hochspannung, Mittelspannung, Niederspannung) erfolgen, da hierdurch unterschiedliche Netznutzungsentgelte anfallen. Die Entwicklung der Großhandelspreise hat in der Regel keine direkten Auswirkungen auf die Netzentgelte. Somit wird das Netzentgelt als konstant angenommen.

Eine weitere Besonderheit gegenüber Haushaltskunden tritt bei der Preiszusammensetzung der stromintensiven Industrie auf, die über eine Reihe von Ausnahmeregelungen von Vergünstigungen bei der EEG-/KWKG-Umlage sowie bei der Stromsteuer profitiert. Höhere Großhandelspreise wirken sich daher in dieser Kategorie nicht dämpfend auf die EEG-Umlage aus.

Dennoch kann unter sonst gleichen Annahmen der im Strompreis enthaltene Preisbestandteil für die Stromerzeugung isoliert werden, der in 2015 bei 5,9 ct/kWh (*Ausstieg 2020* und *Ausstieg 2022*) liegt. Ein Preisanstieg von 0,9 ct/kWh ist bei einem beschleunigten Ausstieg bis 2015 gegenüber einem Szenario mit Ausstieg bis 2020 oder 2022 zu erwarten, was einem Preisanstieg von 8 bis 10 % bezogen auf die Endpreise entspricht. Bei einem typischen Industriekunden (24 GWh Stromverbrauch im Jahr) wird die Belastung auf 216.000 € veranschlagt. Wird ein Ausstieg in 2038 in Betracht

gezogen, so beträgt die Entlastung gegenüber dem Ausstieg in 2020 oder 2022 etwa 168.000 €

Generell bietet die alleinige Betrachtung der Strompreise, sowohl auf der Großhandels- als auch auf der Verbraucherseite, keine vollständige Einschätzung bezüglich des Teilziels „Wirtschaftlichkeit“. Der Strompreis zeigt die Verhältnisse nur auf einem Teilmarkt der Volkswirtschaft an. Welche positiven Effekte von höheren Strompreisen durch Investitionsanreize in anderen Teilmärkten, wie z. B. für sogenannte „Grüne Technologien“, ausgehen, kann anhand dieser einen Kennziffer kaum abgeschätzt werden. Es bedürfte zur Abschätzung dieser allgemeinen Gleichgewichtseffekte einer weiteren vertieften Analyse, die im Rahmen dieser Studie nicht möglich ist.

3.3 Auswirkungen der Szenarien auf die CO₂-Emissionen

Als Zielkriterium für die Bewertung der Umweltverträglichkeit der Energieversorgung sollen im Folgenden die Entwicklung der CO₂-Emissionen der konventionellen Stromversorgung betrachtet werden. Im Rahmen der EU-Vorgaben hat sich Deutschland verpflichtet, dieses Treibhausgas bis 2020 um 40 % gegenüber dem 1990er Wert abzusenken. Langfristig wird bis 2050 ein Minderungsziel von mindestens 80 % angestrebt (BMW, BMU 2010).

Bei einem Ausstieg aus der Kernenergie und einer Substitution mit Kohle- oder Gaskraftwerken steigen die CO₂-Emissionen des Stromerzeugungssektors bei einem Ausstieg in 2020 oder 2015 im Vergleich zum *Ausstieg 2022* an. Langfristig liegen die Emissionen dieser Szenarien aber gleichauf.

Ein Ausstieg in 2022 würde im Wesentlichen die Rückkehr zum alten „Status Quo“ bedeuten, der vor der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke galt. Ein solcher Emissionspfad wurde zudem bei der Ausgestaltung des EU-Emissionshandels im Jahr 2005 zugrunde gelegt. Ein Ausstieg in 2020 statt in 2022 lässt die CO₂-Emissionen nur kurzfristig leicht steigen (Abbildung 17).

Ein kompletter Ausstieg in 2015 würde allerdings die CO₂-Emissionen in die Höhe treiben, die dann in 2015 um 64 Millionen Tonnen (Mt) höher liegen als bei einem Ausstieg 2020 oder 2022. Die zusätzlichen Emissionen ließen sich bei einem verstärkten Ausbau von Gaskraftwerken statt Kohlekraftwerken um 20 % senken. Ein Anstieg um 64 Mt CO₂ würde den deutschen Ausstoß von CO₂ bei der Stromerzeugung im Jahr 2015 um fast ein Viertel erhöhen. Hierdurch wäre der Klimaschutz aber nicht gefährdet, da die Gesamtmenge an Emissionen im europäischen Stromsektor durch das EU-Emissionshandelssystem begrenzt ist. Die CO₂-Preise würden allerdings steigen. Dies führt dazu, dass europaweit Kraftwerke eingesetzt werden, die weniger CO₂ emittieren. Da Kernkraftwerke niedrigere Grenzkosten besitzen, sind ihre Kapazitäten bereits heute vor allem in Zeiten hoher Nachfrage im Rahmen der gegebenen Möglichkeiten in der Regel weitestgehend ausgelastet (Kunz et al. 2011). Steigende CO₂-Preise würden

deshalb primär dazu führen, dass europaweit effizientere fossile Kraftwerke bevorzugt eingesetzt werden.

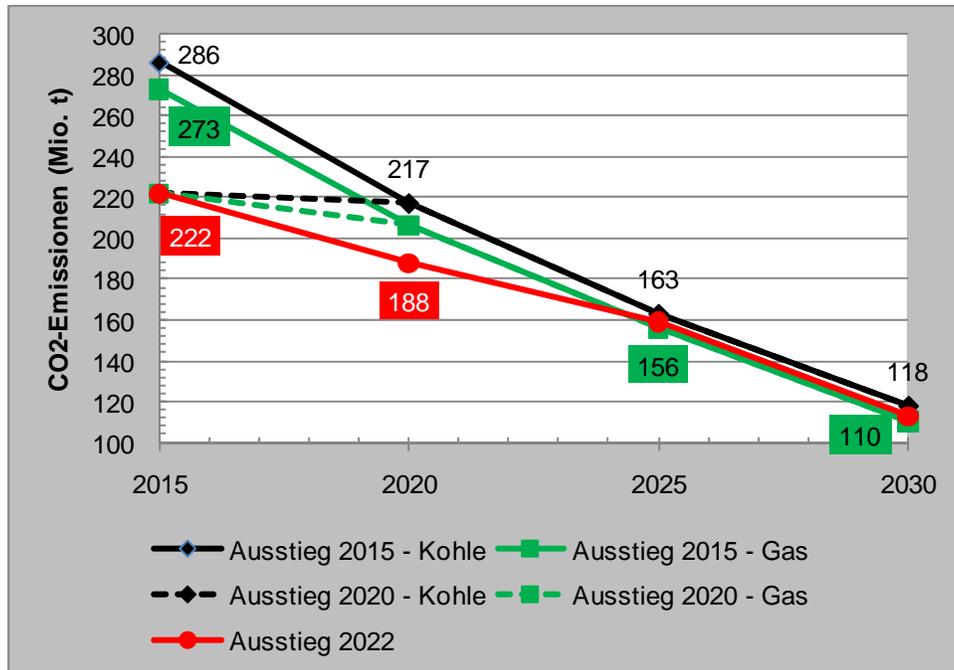


Abbildung 17: CO₂-Emissionen im konventionellen Kraftwerkspark 2015-2030.

4 Wesentliche Annahmen und Voraussetzungen zur Realisierung der Energiewende

Kapitel 3 zeigt, dass bezüglich der Preise und der CO₂-Emissionen zwar Unterschiede zwischen den verschiedenen Ausstiegsszenarien auftreten, dass diese bezüglich der Strompreise aber eher gering ausfallen. In diesem Kapitel werden die Ergebnisse auf ihre Robustheit hin überprüft und verschiedene Modellannahmen variiert. In einem weiteren Schritt werden wesentliche Voraussetzungen für die Energiewende, die nicht im Modell abgebildet sind, analysiert. Dies umfasst die Situation der Stromnetze ebenso wie die wichtige Frage der gesellschaftlichen Akzeptanz.

4.1 Sensitivitäten und Robustheit der Ergebnisse

Die Modellergebnisse werden in unterschiedlicher Stärke von den zuvor festgelegten Annahmen bestimmt. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse werden deutlich ansteigende Brennstoff- und CO₂-Preise, ein geringerer Ausbau der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung, eine Flexibilisierung der Nachfrageseite durch Demand-Side-Management (DSM), ein Nichterreichen der Effizienzziele (und ein dadurch bedingter konstanter Stromverbrauch auf heutigem Niveau) und ein schnellerer Ausbau der erneuerbaren Energien betrachtet. Im Folgenden werden die Annahmen kurz skizziert. Details zu den Annahmen sind im Anhang A.3 zu finden.

4.1.1 Stärker steigende Brennstoff- und CO₂-Preise

Die Prognose der zukünftigen Entwicklung der Brennstoffpreise ist mit hohen Unsicherheiten behaftet. Wachsende globale Nachfrage bei schrumpfenden Ressourcen sowie verschiedene Ölpreisabhängigkeiten sind nur einige Einflussfaktoren der Preisvorhersage für die unterschiedlichen Brennstoffe. Den Szenarien liegt der Brennstoffpreispfad B: „Mäßiger Anstieg“ der Leitstudie (BMU 2010) zugrunde. Um das Spektrum der möglichen Entwicklung abzudecken, wird als Sensitivität für das Szenario *Ausstieg 2020 – Gas* ebenso der Brennstoffpreispfad A: „Deutlicher Anstieg“ der Leitstudie 2010 herangezogen. Im Preispfad A: „Deutlich“ wird bereits im Jahr 2020 ein Preisniveau erreicht, das im Preispfad B: „Mäßig“ erst zwischen 2030 und 2040 zu erwarten ist. Gleichzeitig wird der Preispfad für die CO₂-Zertifikate erhöht.

4.1.2 Demand-Side-Management (DSM) und Energieeffizienz

Die Prognose des Bruttostromverbrauchs basiert ebenfalls auf den Werten der Leitstudie (BMU 2010). Diese geht auf der Grundlage gesamtwirtschaftlicher und demografischer Entwicklungen von einem leicht sinkenden Stromverbrauch bis 2030 aus. Hierbei wird auf Basis der Ziele der Bundesregierung eine jährliche Steigerung der (Primär-) Energieproduktivität von 2,7 % pro Jahr unterstellt. Zum Vergleich: bis 2008 betrug die Steigerungsrate im Durchschnitt lediglich 1,8% pro Jahr. Um die Ziele zu erreichen,

müssen also die Effizienzsteigerungen deutlich erhöht werden. Deshalb wird untersucht, welchen Einfluss ein Ausbleiben der angestrebten Effizienzsteigerungen hätte. Dabei wird davon ausgegangen, dass dies zu einem konstanten Stromverbrauch führt (Abbildung 18).

Neben der Steigerung der Energieeffizienz im Strombereich existiert im kombinierten Erzeugungs- und Lastmanagement (sogenanntes Demand-Side-Management - DSM) eine weitere Möglichkeit, das Energieversorgungssystem zu optimieren. Durch die wachsende Einspeisung verbrauchsunabhängiger fluktuierender Erzeugung entsteht zukünftig ein verstärkter Bedarf an Lastverschiebungs- und Speichermöglichkeiten, um die Erzeugung und den Verbrauch kurzfristig zeitlich zu entkoppeln und das Potenzial der erneuerbaren Energien vollständig ausschöpfen zu können. Durch die Anpassung der Nachfrage an die Erzeugung werden fluktuierende Energiequellen besser in den Strommarkt integriert und ein stabiler Netzbetrieb gewährleistet. DSM entfaltet marktseitig dabei folgende Wirkung: einerseits besteht ein preissenkender Effekt durch weniger Spitzenlaststunden, andererseits ein preissteigernder Effekt durch die Anhebung des Verbrauchs in nachfrageschwachen Stunden mit geringeren Preisen. Insgesamt ist der Nettoeffekt aufgrund der Krümmung der Merit-Order-Kurve preissenkend. Den Modellrechnungen liegt ein Verschiebungspotenzial von 5 GW und 30 GWh pro Tag zugrunde.

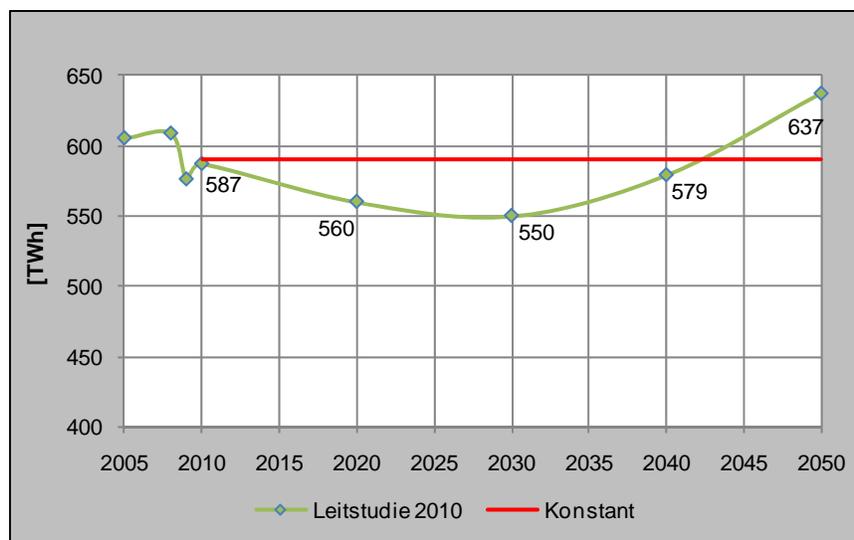


Abbildung 18: Unterschiedliche Entwicklungen des Bruttostromverbrauchs bis 2050.

4.1.3 Dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung

Der Ausbaupfad der dezentralen KWK ist als ehrgeizig zu bezeichnen. In einer Sensitivitätsrechnung wurde daher angenommen, dass die Ausbauziele in diesem

Bereich um 5 Jahre verfehlt werden. In 2020 steht mit 9 GW (netto) folglich erst die Kapazität der dezentralen KWK aus dem Jahre 2015 zur Verfügung.

4.1.4 Verstärkter Ausbau erneuerbarer Energien

Den Szenarien liegt der Ausbaupfad aus der Leitstudie (BMU 2010) für die erneuerbaren Energien zugrunde. Bis 2020 soll der Anteil an der Stromerzeugung 40 % betragen und bis 2030 auf 65 % gesteigert werden. Bei einem Kernenergieausstieg bis 2015 oder 2020 ist ein weiter beschleunigter Ausbau eine realistische Option. Eine weitere Sensitivität betrachtet deshalb das Vorziehen der Ausbauziele im Bereich der erneuerbaren Energien um 3 Jahre. Somit wird der Bestand im Jahre 2023 bereits bis 2020 erreicht.

4.1.5 Auswertung der Sensitivitätsanalysen

Den größten Einfluss auf die Spotmarktpreise im Jahr 2020 übt die künftige Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise aus, welche verglichen mit dem Szenario *Ausstieg 2020 – Gas* zu einer 20 %-igen Erhöhung von 6,9 auf 8,6 ct/kWh der Spotmarktpreise führen. Hiermit verbunden ist eine Verringerung der EEG-Umlage aufgrund der niedrigeren Differenzkosten, so dass sich der Strompreis für die privaten Haushalte insgesamt um 4 % auf 23,5 ct/kWh erhöht und bei einem Verbrauch von 3.500 kWh zu monatlichen Mehrkosten von 3,14 € führt.

Einen großen Einfluss hat weiterhin die Annahme über die Steigerung der Energieeffizienz. Verbleibt der Stromverbrauch entgegen den politischen Zielvorgaben auf dem heutigen Niveau anstatt zu sinken, so steigen die Preise im Großhandel um etwa 10 %, wogegen die sinkende EEG-Umlage den Preisanstieg für Endkunden auf rund 2 % (Mehrkosten monatlich 1,20 €) beschränkt.

Der Einfluss dieser Annahmen auf den Strompreis ist somit ähnlich oder sogar größer als der Ausstiegszeitpunkt selbst. Dagegen kann der Einfluss von Maßnahmen zur Lastverschiebung über DSM die Preise nur minimal senken. Allerdings hat diese Maßnahme positive Effekte auf die Netzstabilität. Auch der Einfluss von weniger Kraft-Wärme-Kopplung hat einen relativ geringen Einfluss auf die Preise. Die Umsetzung von Maßnahmen zur Steigerung der Effizienz ist somit eine wichtige Aufgabe bei einer Umstellung des Energieversorgungssystems.

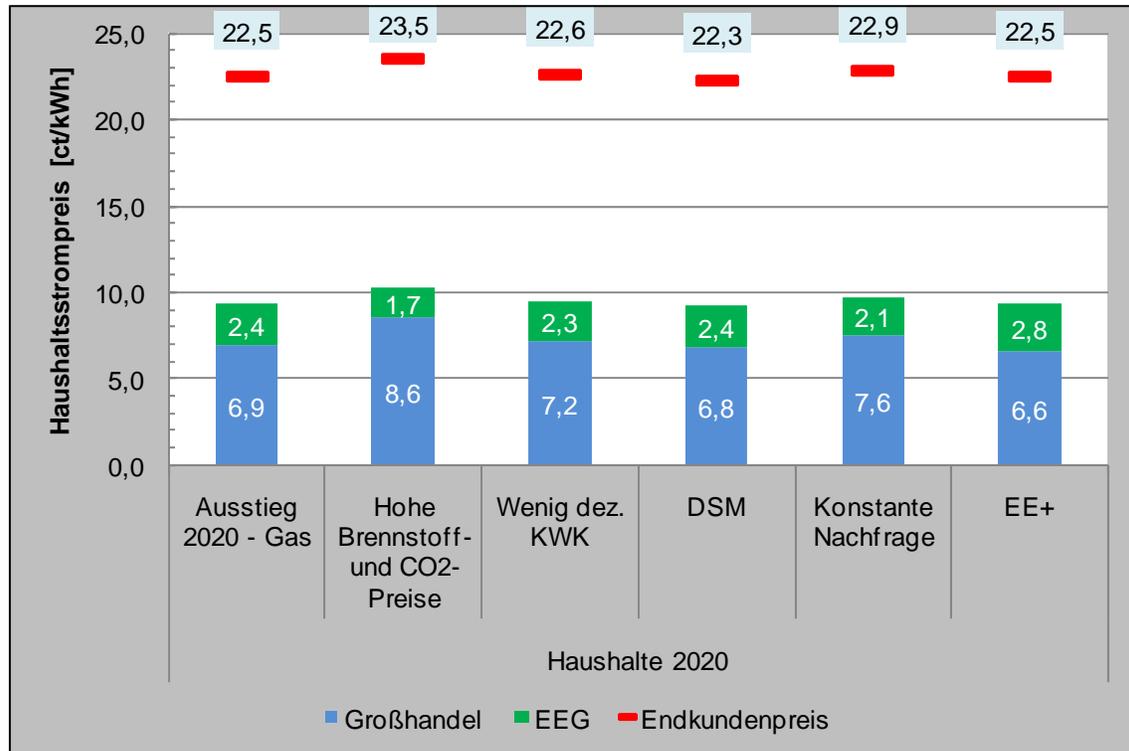


Abbildung 19: Sensitivitäten bzgl. Spotmarktpreisen, EEG-Umlage und Haushaltsstrompreisen in 2020 gegenüber Szenario *Ausstieg 2020 – Gas*.

Um diese zu erreichen, sind vor allem Effizienzsteigerungen auf Seiten der Verbraucher notwendig. Effizienzsteigerungen in der Industrie sind grundsätzlich marktgetrieben: Je höher die Strompreise, umso größer das Kosteneinsparpotenzial und desto stärker der Anreiz für Effizienzverbesserungen. Bei privaten Haushalten reicht dieser Anreiz allerdings nicht aus, um die Effizienzsteigerungen signifikant zu erhöhen. Zur Verbesserung existieren verschiedene Ansätze (z. B. Top-Runner-Regelung¹³ oder Energieberatung durch Stadtwerke), um den Stromverbrauch im privaten Sektor zu senken.

4.2 Netzausbau¹⁴

Eine wesentliche Voraussetzung für alle betrachteten Ausbaupfade der Energieerzeugung ist ein dazu adäquater Ausbau des Stromnetzes. Weil Strom nicht bzw. noch nicht in ausreichender Menge gespeichert werden kann, müssen Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt deckungsgleich sein. Andernfalls kann es zu

¹³ Bei der Top-Runner-Regelung müssen Elektrogeräte nach einem Zeitraum von ca. 5-8 Jahren die Energieeffizienz des sparsamsten Gerätes im Basisjahr erreichen.

¹⁴ Dieses Kapitel ist in enger Zusammenarbeit mit Wolfgang Neldner (NeldnerConsult) entstanden.

Beeinträchtigungen der Stabilität kommen, die in schwerwiegenden Fällen zu weit reichenden und andauernden Stromausfällen („Blackout“) führen können. Die Auswirkungen eines solchen Ausfalls im Extremfall wurden vor kurzem im Auftrag des Bundestags untersucht (Deutscher Bundestag 2011) und als Situationen mit erheblichem Gefahren- und Katastrophenpotenzial beschrieben. Obwohl die Netzinfrastruktur nach wie vor sicher und stabil ist und die durchschnittliche Nichtverfügbarkeit je Letztverbraucher im Jahr 2009 mit nur 15 Minuten den internationalen Spitzenplatz belegte (BNetzA 2010), ist aufgrund von strukturellen Veränderungen zukünftig mit einer deutlichen Verschärfung dieser Situation zu rechnen. Im Folgenden werden die entsprechenden Entwicklungen dargestellt und mögliche Handlungsfelder beschrieben.

4.2.1 Status Quo

Die besondere Situation bzw. Belastung des deutschen Stromnetzes ist momentan im Wesentlichen durch zwei Gegebenheiten bestimmt. Einerseits befindet sich ein Großteil der erneuerbaren Energien mit fluktuierender Einspeisung – vor allem Wind – im Nordosten des Landes. Von der Ende 2009 installierten Kapazität von rund 25,3 GW entfallen 10,6 GW auf das Gebiet des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) 50Hertz und damit vorwiegend auf die neuen Bundesländer. Andererseits existiert aus historischen Gründen nur eine vergleichsweise geringe Übertragungskapazität zwischen neuen und alten Bundesländern; nach der sogenannten „elektrischen Wiedervereinigung“ 1995 wurden beide Teile bisher nur durch drei Leitungen mit einer Gesamtkapazität von 5 GW verbunden. Das EEG sieht allerdings vor, dass der erneuerbare Strom auf alle Regelzonen gleichmäßig verteilt werden muss (Horizontaler Wälzungsmechanismus). Deshalb müssen die erzeugten Strommengen zum Großteil in die bundesweit anderen drei Regelzonen exportiert werden. Ein Vergleich der installierten Kapazitäten (Erzeugung: 10,6 GW, Übertragung: 5 GW) zeigt, dass im Falle hoher Auslastungen der Windkraftanlagen Engpässe entstehen. Verschärft wird diese Situation dadurch, dass auch die konventionellen – in den 1990er Jahren komplett neu errichteten oder rekonstruierten – Kraftwerke in den neuen Bundesländern relativ zur regionalen und wirtschafts- und bevölkerungsbedingt abnehmenden Nachfrage „überproduzieren“ und damit ebenfalls Strom in den Rest des Landes exportieren. Dieses räumliche Ungleichgewicht führt dazu, dass vor allem in Nordost-Südwest-Richtung regelmäßig Netzengpässe auftreten. Auch ein „Nachrüsten“ oder der Neubau regenerativer Anlagen im Süden würde auf Grund des großen Unterschiedes und der dargestellten Dynamik an dieser Situation zunächst nur graduelle Veränderungen bewirken. Daher manifestiert sich dieser Status des Ungleichgewichts von Angebot und Nachfrage zunehmend.

Die besondere Schwierigkeit in der Bewertung dieser Situation besteht darin, dass die auftretenden Probleme beim Betrieb des Netzes nur in gewissem Grad transparent werden. Allerdings müssen die ÜNBs in ihrer Systemzuständigkeit entsprechende Gegenmaßnahmen zur Beseitigung der Gefährdung oder Störung des Netzes

durchführen und dies gemäß §13 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) melden. Häufigkeit und Umfang der Maßnahmen können somit als Indikator für den Grad der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzbetriebs angesehen werden. Abbildung 20 zeigt die Entwicklung der Anzahl der Tage in den letzten Jahren, in denen entsprechende Maßnahmen durchgeführt werden mussten. Ersichtlich ist, dass sich die Zahl der Tage seit 2006 deutlich erhöht hat, und sich trotz eines vorübergehenden Rückgangs im Schwachwindjahr 2010 weiterhin auf hohem Niveau befindet. Wie die oben beschriebene Situation erwarten lässt, konzentrieren sich die Maßnahmen dabei insbesondere auf die Regelzone von 50Hertz und – aufgrund einer ähnlichen Problematik und der direkten Verbindung der beiden Zonen – auch auf die von TenneT. In den Gebieten von Amprion und EnBW im Westen bzw. Südwesten Deutschlands sind dahingegen Störungen in diesen Größenordnungen noch nicht aufgetreten.

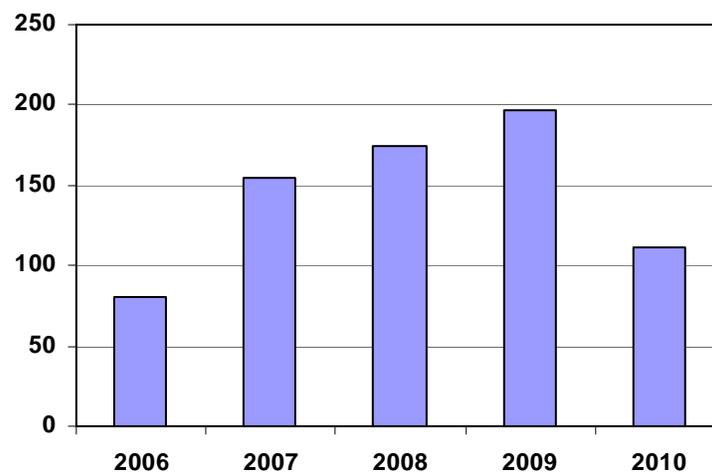


Abbildung 20: Zahl der Tage mit Maßnahmen gemäß EnWG §13 (Regelzone 50Hertz).
Quelle: 50Hertz, Neldner Consult, eigene Darstellung.

4.2.2 Anforderungen im Hinblick auf die Energiewende

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, mit welchen Konsequenzen durch die kurzfristige Abschaltung der vorerst sieben ältesten KKW (Moratorium) bzw. mittelfristig aller KKW zu rechnen ist. In einer gemeinsamen Erklärung (50Hertz et al. 2011) zum Moratorium haben alle vier deutschen ÜNB dargelegt, dass vor allem im Hinblick auf das Winterhalbjahr 2011/2012 der „Handlungsspielraum und die verfügbaren Werkzeuge zur Erhaltung der Systemstabilität weitgehend erschöpft“ sind. In dieser Periode ist es laut ihren Untersuchungen möglich, dass es an einigen sehr kalten Wintertagen mit geringer Windeinspeisung in Süddeutschland zu einem Fehlbestand von circa 2 GW gesicherter Kapazität kommen könnte. An diesen Tagen könnte es zu erheblichen Risiken für die Systemsicherheit kommen. Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur festgestellt

(BNetzA 2011), dass das Moratorium bereits zu einer Verzögerung bei geplanten Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten der Netze geführt hat; und auch bei Ausbaumaßnahmen ist mit Verzögerungen zu rechnen.

Eine Studie der Universität Flensburg (ZNES 2011) zum vollständigen Kernenergieausstieg bis 2015 legt hingegen nahe, dass auch bei regionaler Betrachtung unter Einbeziehung der Netze „in allen Regionen Deutschlands ausreichende Erzeugungs- und Netzkapazitäten vorhanden“ sind. Auch Untersuchungen der TU Dresden (Kunz et al. 2011) kommen zu dem Schluss, dass ein vollständiger Ausstieg aus der Kernkraft „insbesondere vor dem Hintergrund der sich derzeit im Bau befindlichen Kraftwerkskapazitäten in den nächsten 3-7 Jahren möglich“ sei. Allerdings wird in der Regel davon ausgegangen, dass der Netzausbau gemäß der DENA I Studie (DENA 2005) bereits abgeschlossen ist, was bisher noch nicht der Fall ist. Dies legt nahe, dass der beschleunigte Netzausbau generell unerlässlich ist, wie es auch auf der Fachkonferenz von DENA und Consentec festgestellt wurde (DENA 2011). Der Atomausstieg selbst verschärft dabei nur die generellen Netzengpässe, deren Beseitigung in jedem Fall eine hohe Priorität haben muss.

Die Erweiterung der bestehenden Netz-Kapazitäten ist auch deswegen notwendig, weil nur so längerfristig der Ausbau der erneuerbaren Energien – unter anderem auch als „Ersatz“ für die Kernkraft – gewährleistet werden kann. Auch diese Entwicklung wird die beschriebene räumliche Ungleichverteilung von Angebot und Nachfrage verschärfen: einerseits durch den geplanten Ausbau von Offshore-Windanlagen in Nord- und Ostsee, andererseits durch die eher im Süden angesiedelten Kernkraftwerke, die im Rahmen des Ausstiegsbeschlusses nun nach und nach abgeschaltet werden. Die Leitstudie des BMU zum Beispiel geht von einer benötigten Gesamtkapazität von 10 GW im Jahr 2020 aus, um den im Norden erzeugten Strom über die „Nord-Süd-Trasse“ in die südlichen Bundesländer zu transportieren. Darüber hinaus besteht das Problem der Fluktuation der Erzeugung: auch wenn Wind- und PV-Anlagen im Jahr durchschnittlich mit einem nur geringen Anteil ihrer maximalen Leistung Strom erzeugen, können diese Werte kurzfristig sehr stark variieren. Dadurch ergeben sich zusätzliche Anforderungen an Netzausbau und -betrieb. Einerseits haben die nach EEG geförderten erneuerbaren Energien laut aktueller Gesetzeslage einen Einspeisevorrang, der die Abnahme des erzeugten Stroms garantiert. Das bedeutet, dass die Kapazität des Netzes im Prinzip groß genug sein muss, um die maximale Einspeisung erneuerbarer Energien aufnehmen zu können, auch wenn diese nur wenige Stunden im Jahr erreicht wird. Weiterhin treten durch die starke Schwankung der Erzeugung z. B. durch spontane Windflauten große Lastgradienten auf, die durch einen starken Abfall bzw. Anstieg der Erzeugung innerhalb kurzer Zeit gekennzeichnet sind. Da Gesamterzeugung und -nachfrage jedoch zu jeder Zeit identisch sein müssen, besteht in diesen Phasen ein erheblicher Bedarf sowohl an positiver und negativer Ersatzleistung, z. B. durch Pumpspeicherkraftwerke, als auch an ausreichender Ausgleichsenergie zur Wiederherstellung einer ausgeglichenen Bilanz.

Zur Erreichung der Energiewende sind also fundamentale Anpassungen bzw. Erweiterungen von Netzinfrastruktur bzw. Systembetrieb notwendig. Gleichwohl spielen die dafür anfallenden Gesamtinvestitionen im Vergleich nur eine untergeordnete Rolle. Wie die Übersicht der wesentlichen Kostenanteile in Abbildung 21 zeigt, entfallen die mit Abstand größten Beträge auf die Förderung der erneuerbaren Energien und die aktuell anfallenden Stromnetzentgelte. Für den Ausbau der Übertragungsnetze werden nur rund 0,9 Milliarden EUR veranschlagt; für den durch das EEG notwendigen Ausbau der Verteilnetze fallen noch einmal 1,2 bis 2,4 Milliarden an.

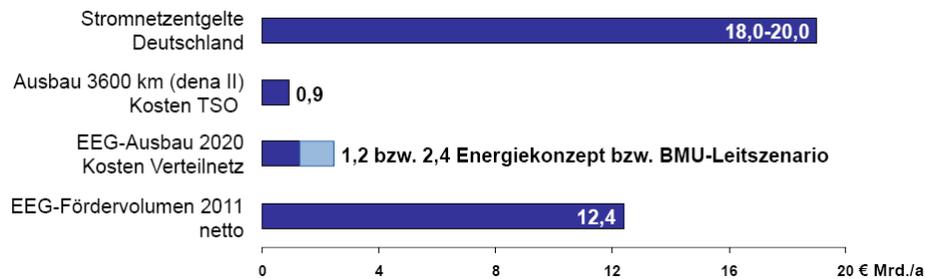


Abbildung 21: Kosten des Ausbaus für Netze und erneuerbaren Energien.
Quelle: nach Nissen (2011).

4.2.3 Handlungsfelder und Optionen

Zusammengefasst ergeben sich aufgrund der oben beschriebenen Situation drei zentrale Handlungsfelder für Netzinfrastruktur und –betrieb im Hinblick auf die Energiewende:

1. Reduktion des landesweiten Ungleichgewichts von Erzeugung und Nachfrage
2. Gewährleistung der Netzstabilität bei stark schwankender Einspeisung
3. Neubau und Erweiterung von bestehenden Netzkapazitäten

Das *Ungleichgewicht von Erzeugung und Nachfrage* ergibt sich vor allem durch die technologiespezifischen Standortfaktoren, die sich für einen Großteil der Technologien regional konzentrieren. Bei den erneuerbaren Energien wird zum Beispiel Wind hauptsächlich im Norden ausgebaut, Fotovoltaik aufgrund der höheren Sonneneinstrahlung dagegen im Süden. Bei den konventionellen Technologien ist die Kohleverstromung durch Transportkosten stark ortsgebunden: Braunkohlekraftwerke müssen in unmittelbarer Nähe der Lagerstätten betrieben werden, während Steinkohlekraftwerke an großen Wasserstraßen liegen sollten (Pahle 2010). Außerdem bieten schon bestehende Standorte durch die Nutzung vorhandener Infrastrukturen Synergien (Reich & Benesch 2010).

In Anbetracht der garantierten freien Standortwahl für neue Kraftwerke und Erzeugungsanlagen ergibt sich damit die Situation, dass der Ausbau in der Regel nach

den ökonomischen Kriterien der Erzeugung und nicht denen des Transports (Netzbetrieb) erfolgt. Zur Ausrichtung von Investitionen an die Bedingungen der Infrastruktur wäre es daher zu prüfen, ob standortspezifische ökonomische Anreize geboten werden können. Dies wäre im Rahmen von Finanzierungsinstrumenten wie zum Beispiel günstigerer Kapitalbeschaffung durch KfW-Kredite möglich. Dabei muss allerdings beachtet werden, dass eine solche Förderung tatsächlich effizient und koordiniert erfolgt und auch den klimapolitischen, sozialen und föderalen Aspekten entspricht. Umgekehrt könnte auch die Ansiedelung von energieintensiven Industrien in Gebieten mit hohem Anteil erneuerbarer Energien gefördert werden.

→ *Handlungsbedarf 3: Berücksichtigung der Erfordernisse der Netzinfrastruktur beim Neubau von Kraftwerken und Erzeugungsanlagen z.B. durch gezielte Förderung von Investitionen in Regionen mit hoher Nachfrage und niedrigem Angebot.*

Hinsichtlich der Gewährleistung der *Netzstabilität* bei stark schwankender Einspeisung stehen prinzipiell mehrere technologische und institutionelle Innovationen zur Verfügung. Konkret sind dies: (a) Einsatz von Speichertechnologien, (b) Dynamische Anpassung der Nachfrage durch sogenannte intelligente Stromnetze, (c) Ausgleich der Einspeisung in einem europäischen Verbundsystem bzw. über den Binnenmarkt, (d) das Zusammenschalten von mehreren kleinen Anlagen (Fotovoltaik, Wind, Biogas) zu einem gemeinsamen Kraftwerk (virtuelles Kraftwerk) zur sogenannten „Veredelung“ der Einspeisung. Generell könnte auch die Regelbarkeit der Einspeisung variabler Erneuerbarer erhöht werden, z. B. durch Kappung der Windeinspeisung in den relativ selten auftretenden Spitzenzeiten. Diese Maßnahme ist allerdings politisch höchst umstritten. Bisher ist die Drosselung von Windlagen ausschließlich bei betrieblichen Gefahrmaßnahmen vorgesehen.

Zusätzlich zu dem in jedem Fall erforderlichen Netzausbau und der Speicherentwicklung könnten auch konventionelle Technologien einen Beitrag zur Netzstabilität leisten, indem sie zumindest zum Teil die durch die fluktuierende Einspeisung der Erneuerbaren auftretenden Lastgradienten ausgleichen. Dazu müssten die entsprechenden Kraftwerke allerdings relativ flexibel und gut regelbar sein, was nur teilweise gegeben ist. Ein Mindestmaß an Flexibilität könnte in Zukunft durch entsprechende Vorgaben in der Kraftwerksnetzanschluss-Verordnung (KraftNAV) erreicht werden, die für bestehende sowie neue anzuschließende Kraftwerke (konventionell und regenerativ) Verfügbarkeit und Regelbarkeit im benötigten Umfang gewährleistet. Aktuell allerdings besteht schon dahingehend ein Defizit, dass den ÜNB die kritischen Kennwerte der Kraftwerke und Erzeugungsanlagen, insbesondere in den unteren Spannungsebenen und bei den regenerativen (Groß)Anlagen, weitgehend unbekannt sind. Diesbezüglich wäre es sinnvoll, einen Kriterienkatalog für systemsichernde Eigenschaften wie zum Beispiel Regelbarkeit und Brennstoffbevorratung zu erstellen und auf dieser Basis die Anlagen

entsprechend zu zertifizieren. Denn wenn die Netzbetreiber wissen, mit welcher Regelbarkeit ihnen bei den einzelnen Anlagen zur Verfügung steht, können sie den Netzbetrieb besser steuern und so für größere Stabilität sorgen. Damit könnte schon kurzfristig ein zentrales Informationsdefizit behoben und die Einsatzplanung mit Hinblick auf die Gewährleistung der Netzstabilität optimiert werden.

→ *Handlungsbedarf 4: Optimierung des Netzbetriebes im Hinblick auf Stabilität z. B. durch die Zertifizierung bestehender Kraftwerke und Erzeugungsanlagen gemäß eines Kriterienkatalogs für systemsichernde Eigenschaften.*

Bezüglich des *Ausbaus der Netze* besteht schon lange ein Konsens. Im Jahr 2009 wurde dazu das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) beschlossen, um die Umsetzung der als dringlich klassifizierten Projekte zu beschleunigen. Das Gesetz beinhaltet 24 Projekte, die laut der damals maßgeblichen DENA I Studie (DENA 2005) bis zum Jahr 2015 als notwendig betrachtet wurden. Mittlerweile allerdings hat der tatsächliche Ausbau der erneuerbaren Energien die einstigen Erwartungen übertroffen und damit den Handlungsbedarf zusätzlich verschärft. Für den bis 2020 darüber hinaus nötigen Zubau wurde die DENA II Studie (DENA 2010) erstellt, die weitere Trassen mit einer Gesamtlänge von rund 3600 km als erforderlich prognostiziert. In der Fachöffentlichkeit ist darüber eine Debatte entstanden, weil zentrale Daten und Annahmen für die Prognosen nicht vorhanden bzw. nicht öffentlich verfügbar sind (von Hirschhausen 2011). Einerseits betrifft dies die zur Modellierung der Lastflüsse innerhalb des Netzes notwendigen Daten wie z. B. die Leitungslänge. Andererseits ist keine deutschlandweite Leistungsbilanz verfügbar, durch die ersichtlich wäre, wie hoch Erzeugung und Verbrauch an den jeweiligen Knotenpunkten sind. Selbst den ÜNB sind diese Daten nicht bekannt, obwohl sie die Planung des zukünftigen Ausbaus erheblich unterstützen könnten. Dieser Missstand sollte behoben werden, um zukünftig eine öffentlich zugängliche Datenbasis zu schaffen. Nur so kann eine gleichberechtigte öffentliche Debatte garantiert werden, in der die wesentlichen Fakten zur Beurteilung der Lage allen Parteien zur Verfügung stehen.

→ *Handlungsbedarf 5: Erhebung und Offenlegung der zur Beurteilung und Modellierung von Netzsituation und –ausbau notwendigen Daten.*

Zwar sind die Kosten des Netzausbaus gering, es besteht jedoch ein akuter Handlungsbedarf, weil der dringend notwendige „Basisausbau“, wie er im EnLAG ausgeführt ist, erst zu einem geringen Teil verwirklicht worden ist. Die dringend benötigten Erweiterungen – insbesondere die „Windsammelschiene“ von Mecklenburg nach Schleswig-Holstein sowie die „Thüringer Strombrücke“ zwischen Thüringen und Bayern – liegen weiter hinter den Planungen zurück. Die dafür kursierenden Gründe sind vielfältig: mangelnde Akzeptanz der Anrainer, Verzug der Genehmigungsverfahren

auf allen Ebenen, administrative Hürden durch eine Vielzahl an Zuständigkeiten sowie Verzögerungen bei den Netzbetreibern selbst. Hier könnten Fallstudien hilfreich sein, um die tatsächlichen Hintergründe genauer zu beleuchten. Dabei wurden die Möglichkeiten zur Optimierung des Netzausbaus bereits in ersten Zügen skizziert: im Rahmen des „Forum Netzintegration Erneuerbare Energien“ und seit kurzem auch der „Plattform Netzintegration“ kommen die beteiligten Interessengruppen zusammen, um gemeinsame Vorschläge zu erarbeiten. Das „Forum Netzintegration“ hat als Ergebnis dieser Arbeit Ende 2010 den „Plan-N“ mit Handlungsempfehlungen zum Netzausbau vorgestellt, der große Zustimmung gefunden hat. Weiterhin hat die EU im April 2011 ein neues Infrastrukturpaket verabschiedet (EU 2010), das ein Instrumentarium zur Beschleunigung der Durchführung enthält. Ein eigenständiges Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) der Bundesregierung ist ebenfalls in Planung. Die teilweise identischen Ansätze und Vorschläge sollten möglichst bald in die Tat umgesetzt werden, um mit dem notwendigen Ausbau Schritt zu halten.

→ *Handlungsbedarf 6: Weitere Beschleunigung und bundesweite Koordinierung des Netzausbaus gemäß den vorliegenden Plänen wie z.B. Plan-N und Netzausbau-Beschleunigungsgesetz (NABEG).*

4.3 Gesellschaftliche Akzeptanz

Die Energiewende ist nicht nur mit technischen Herausforderungen verbunden, sondern bedarf auch einer breiten gesellschaftlichen Akzeptanz: Konflikte bei Infrastrukturprojekten müssen dabei ebenso gelöst werden wie die Energiewende sozialverträglich gestaltet werden muss. Solche Prozesse können jedoch nur dann gemeistert werden, wenn sie als gesellschaftlicher Lernprozess begriffen werden.

Das bisherige Stromversorgungssystem ist durch Zentralisierung gekennzeichnet und ging mit relativ wenig Flächenverbrauch einher, so dass nur ein kleiner Teil der Bevölkerung z. B. in unmittelbarer Nähe von Kern- oder Kohlekraftwerken und den damit verbundenen Hochspannungsnetzen durch den Infrastrukturausbau betroffen war. Das Energiesystem der Zukunft wird mit mehr Flächenverbrauch verbunden sein (Windkraftanlagen, Hochspannungsleitungen), so dass größere Teile der Bevölkerung Auswirkungen spüren werden. An Bürgerprotesten, z. B. gegen Stuttgart 21, ist deutlich geworden, dass sich Infrastruktur- und Großprojekte, wie z. B. der Neubau von Kohlekraftwerken oder der verstärkte Netzausbau, nicht mehr verwirklichen lassen, wenn sie nicht von der unmittelbar betroffenen Bevölkerung akzeptiert und befürwortet werden. Weiterhin muss die Energiewende sozialverträglich sein: Die Kosten der Energiewende dürfen nicht überproportional zu Lasten der unteren Einkommensschichten gehen. Die Energiewende wird scheitern, wenn sie als Zielkonflikt zwischen Klimaschutz auf der einen und sozialer Gerechtigkeit auf der anderen Seite

wahrgenommen wird. Aus diesem Grund muss das energiepolitische Dreieck um die zentrale Dimension der gesellschaftlichen Akzeptanz erweitert werden (Abbildung 22).

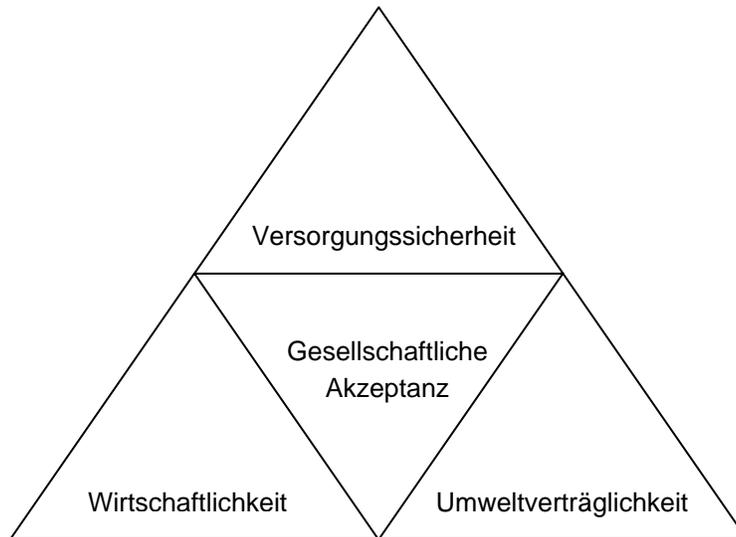


Abbildung 22: Die Erweiterung des energiepolitischen Dreiecks um die zentrale Dimension der gesellschaftlichen Akzeptanz.

4.3.1 Lokale Akzeptanz

Die meisten kontroversen Diskussionen zur lokalen Akzeptanz von Politikmaßnahmen in Deutschland werden derzeit bei Neubauten von größeren und kleineren Infrastrukturprojekten geführt, z. B. beim Bau von neuen Hochspannungsleitungen in unmittelbarer Nähe. Zwar haben die Bedenken der Anwohner ihre eigene Berechtigung, müssen aber gegen die Ansprüche des Gemeinwohls abgewogen werden, was den Bau trotzdem rechtfertigen kann. Es geht deshalb vor allem darum, Wege zu finden, die Güterabwägung zwischen Gemeinwohl und individuellen Ansprüchen verträglich umzusetzen. Diese Umsetzung könnte z. B. durch die Anwendung von Mediationsverfahren erfolgen. Erfolgreiche Verfahren für solche Prozesse wurden z. B. bei der Errichtung von Deponien oder bei Verkehrskonzepten entwickelt (Benighaus und Renn 2009). Wichtig ist, dass die Herstellung von Akzeptanz nicht zur nachträglichen Rechtfertigung einer Maßnahme herangezogen wird. Vielmehr müssen die Beteiligten in die Gestaltung eines für beide Seiten gangbaren Kompromisses miteinbezogen werden.

→ Handlungsbedarf 7: Erforschung von innovativen Instrumenten zur Überwindung von Interessenskonflikten.

4.3.2 Sozialverträglichkeit

Für die Charakterisierung der Sozialverträglichkeit der Energiewende wird oftmals die Entwicklung der Strompreise herangezogen. Wie in Kapitel 3.2.2 dargestellt, wirkt sich für private Haushalte, die der EEG-Umlage unterliegen, der Ausstiegszeitpunkt aus der Kernenergie nur in geringem Maße auf die Strompreise aus. Beim Ausstieg 2020 und Ausstieg 2022 liegt der Strompreis im Jahr 2015 bei 21,7 ct/kWh, beim Ausstieg 2015 bei 22,4 ct/kWh. Das bedeutet für einen durchschnittlichen Stromverbrauch pro Haushalt (3500 kWh pro Jahr) eine Differenz von etwa 2 € monatlich. Die maximale Differenz zwischen einem Ausstieg in 2015 und 2038 liegt bei 1,2 ct/kWh (3,50 € pro Monat). Diese Zahlen müssen ins Verhältnis gesetzt werden zum Anteil, den die Energiekosten an den gesamten Haushaltsausgaben ausmachen. Generell geben einkommensschwache Haushalte einen überproportional hohen Anteil für Energie (Strom, Wärme, Transport) aus. So ist die Belastungsquote von Energieausgaben am Haushaltsnettoeinkommen zwischen 2003 und 2008 beim ärmsten Fünftel der Bevölkerung von 9,8 auf 11,6 % gestiegen (Kambeck et al. 2010). Beim reichsten Fünftel der Bevölkerung stiegen diese Werte dagegen nur von 5,4 auf 6,3 %. Die reine Erhöhung der Strompreise um die im Schnitt berechneten 0,5 - 1 ct/kWh hätte keine merklichen Auswirkungen auf dieses Verhältnis, so dass der Ausstieg aus der Kernenergie allein keine zusätzliche soziale Schieflage mit sich bringen würde.

Allerdings reichen die Strompreise als alleiniger Indikator für die Sozialverträglichkeit nicht aus. Hinzu könnten höhere Belastungen durch teurere Produkte aufgrund von höheren Produktionskosten kommen. Auch ist die EEG-Umlage, die von allen Verbrauchern gleichermaßen gezahlt wird (und damit regressiv wirkt), als überproportionale Belastung für untere Einkommensschichten anzusehen. Wie sich die volkswirtschaftliche Kostenbelastung der Energiewende in der Gesamtheit aller Preiseffekte auf die verschiedenen Einkommensgruppen auswirken wird ist weitgehend ungeklärt. Wenn sich im Laufe der Zeit herausstellt, dass die Preise von Strom und anderen Gütern über ein nicht mehr sozialverträgliches Maß hinaus ansteigen, ist jedoch eine Subventionierung von Strompreisen zur Abfederung der verteilungspolitisch negativen Wirkung abzulehnen. Denn niedrige Strompreise könnten einen Anreiz für mehr Verbrauch liefern. Verteilungsgerechtigkeit sollte daher durch eine adäquate Steuer- und Sozialpolitik erreicht werden.

4.3.3 Transparenz der Verfahren als Grundlage zur Herstellung von Akzeptanz

Transparenz der Entscheidungen von Parlament und Regierung sind für eine hohe gesellschaftliche Akzeptanz eine entscheidende Voraussetzung (siehe auch Ethik-Kommission Sichere Energieversorgung 2011). Es bedarf deshalb einer dauerhaften parlamentarischen Diskussion und wissenschaftlichen Begleitung, um über die Entwicklung einer langfristigen Strategie Glaubwürdigkeit und damit auch Legitimität für den Prozess der Energiewende zu erreichen.

Auf der parlamentarischen Ebene könnte der Bundestag zur Herstellung von mehr Transparenz nach dem Vorbild in Großbritannien per Gesetz einen ständigen Rat für nachhaltige Energie- und Klimapolitik einrichten. Eine Aufgabe des Rates wäre es, dem Parlament kurz-, mittel- und langfristige klima- und energiepolitische Ziele vorzuschlagen. So würde festgelegt, zu welchem Zeitpunkt welche Emissionsreduktion erreicht werden soll, wie hoch der Anteil der erneuerbaren Energien sein soll, wie der Netzausbau, die Forschung zu Speichertechnologien und die Steigerung der Energieeffizienz vorangetrieben werden können. Dabei soll der Rat eine aktive Rolle sowohl bei der Identifizierung von Forschungslücken als auch bei der Identifizierung von Defiziten bei der Implementierung einnehmen. Die Ethik-Kommission hat den Bedarf nach mehr Transparenz erkannt und einen parlamentarischen Beauftragten für die Energiewende vorgeschlagen. Allerdings soll dieser nur das „Monitoring und Controlling“ der Ziele übernehmen (Ethik-Kommission Sichere Energieversorgung 2011). Entscheidend ist aber, dass der Rat nicht nur einen Weg vorschlägt, wie diese Ziele erreicht werden sollen, sondern noch die Aufgabe hat, dem Bundestag mehrere gangbare Alternativen vorzulegen. Der Bundestag kann dann nach einer ausführlichen öffentlichen Debatte über diese Alternativen entscheiden und gesetzlich verabschieden. Die Debatte über die gangbaren Alternativen ist eine der entscheidenden Voraussetzungen für einen erfolgreichen gesellschaftlichen Lernprozess. Ein solches Verfahren würde nicht nur Begründungen für politische Ziele verständlich machen, sondern die Transparenz und damit auch die Legitimität politischer Entscheidungen erhöhen (Hennen et al. 2004). Die systematische Untersuchung von Alternativen ist dabei unerlässlich, da nur so die technologischen, ökonomischen und sozialen Vor- und Nachteile der jeweiligen Wege aufgezeigt werden können. Auf diese Weise können mögliche Verteilungskonflikte explizit gemacht, bewertet und korrigiert werden. Die Gefahr, dass das Gemeinwohl gar nicht das Wohl Aller beschreibt, sondern nur dem Ausgleich von Partikularinteressen dient, ist damit nicht aus der Welt geschafft. Der Anspruch sollte daher sein, dass die Konflikte zwischen individuellen Ansprüchen und dem Gemeinwohl transparent werden und die Abwägung der Partikularinteressen zum Gegenstand der Diskussion wird. Zur Erhöhung der Legitimität von Entscheidungen gehört auch, dass Wissen, Entscheiden und Handeln nicht ein für allemal festgelegt sind, sondern iterativ verknüpft sind: Denn möglicherweise müssen in einem solchen Prozess auch Ziele neu bewertet und neue Mittel gefunden werden, um tragische Zielkonflikte zu vermeiden oder zumindest zu entschärfen (Edenhofer 2011b). Die Vorstellung, dass die Politik die Ziele einmal festlegt und die Wissenschaft dann die Mittel prüft, mit der diese Ziele effizient erreicht werden können, ist angesichts des andauernden Lernens über mögliche Zielkonflikte nicht haltbar. Es bedarf einer fortwährenden Reflexion vor allem über die unbeabsichtigten Nebenwirkungen von Maßnahmen, die mit Hilfe eines solchen Rates analysiert und bewertet werden können.

Die Vorteile dieses Rates gegenüber derzeit bestehenden Expertenkommissionen wären, dass 1) durch seine Langfristigkeit eine größere Unabhängigkeit von kurzfristigen politischen Strömungen entsteht, 2) nicht nur ein einziger Weg vorgeschlagen wird,

sondern Alternativen exploriert werden, 3) das Parlament im Lichte der Gutachten des Expertenrates sich gegenüber der Öffentlichkeit erklären muss, warum es den einen und nicht den anderen Weg wählt und 4) eine Bestandsaufnahme gemacht wird, in welchem Ausmaß die Ziele erreicht wurden und warum ggf. die Ziele verfehlt wurden.

→ *Handlungsbedarf 8: Einrichtung eines dauerhaften Expertenrates für Energie- und Klimaschutz.*

Neben der Einrichtung des Expertenrates, der auf politischer Ebene angesiedelt ist, bedarf es auch einer intensiven wissenschaftlichen Begleitung der Implementierung von Entscheidungen. Ein wissenschaftlicher Prozess hätte den Anspruch, alle Daten und Fakten, z. B. zum Netzausbau oder der Kostenentwicklung bei den erneuerbaren Energien in Deutschland, zusammenzutragen. Dazu gibt es international ein sehr gutes Vorbild: den Weltklimarat IPCC. Dieser macht keine eigene Forschung, sondern hat die Aufgabe, den Stand des Wissens zusammenzufassen. Auf der Basis eines „IPCC für Deutschland“ könnte dann der Expertenrat seine Empfehlungen und Alternativvorschläge aufbauen. Dazu gehört, dass von relevanten öffentlichen Studien die Daten offengelegt werden (siehe *Handlungsbedarf 5* in Kapitel 4.2.3).

Ein ähnlicher Ansatz kann in der modellbasierten Berechnung von Szenarien zur Energiewende verfolgt werden. Modellergebnisse, wie sie in dieser und anderen Studien vielfach zugrundegelegt werden, sind immer von Modellstrukturen und Annahmen abhängig. Wenn diese nicht dokumentiert und offengelegt werden, fällt die Nachprüfbarkeit und damit eine Bewertung der Zuverlässigkeit und Robustheit der Ergebnisse schwer. Um hier mehr Transparenz zu schaffen, könnte ein Vergleichsprojekt zur systematischen Analyse energiepolitischer Szenarien durch deutsche und europäische Energiemodelle nach dem Vorbild des US-amerikanischen Energy Modeling Forums (EMF)¹⁵ erfolgen, das Wissenschaftler und Entscheidungsträger gemeinsam an einen Tisch bringt. Die unterschiedlichen Modelle würden unter gleichen Randbedingungen und unter Offenlegung der Annahmen einen gemeinsamen Satz an Szenarien explorieren. Nur so können robuste Pfade für die Energiewende identifiziert werden. Ein transparenter Informationsprozess ist zur Gewährleistung breiter gesellschaftlicher Legitimität und damit langfristiger Stabilität energiepolitischer Entscheidungen unabdingbar.

→ *Handlungsbedarf 9: Initiierung eines Modellvergleichs zu langfristigen Energie-Transformationspfaden für Deutschland nach dem Vorbild des US-amerikanischen Energy Modeling Forums (EMF).*

¹⁵ http://emf.stanford.edu/docs/about_emf/

5 Langfristige Perspektive und Einbettung in die europäische Energiepolitik

Glaubwürdige Ziele auf EU- und globaler Ebene sind erforderlich, um die Langfristigkeit auch von nationalen Zielen zu garantieren. Neben den Klimaschutzzielen werden wichtige Weichenstellungen in der Energiepolitik verstärkt auf EU-Ebene getroffen. Auch zeigen die Modellergebnisse, dass zum einen die Erreichung der Ziele zur Energieeffizienz und zum anderen der Ausbau der erneuerbaren Energien eine hohe Bedeutung für die Vermeidung des Anstiegs der Strompreise haben. Beide Maßnahmen werden langfristig nur erfolgreich und zukunftsfähig sein, wenn nationale Energiestrategien mit der europäischen Klima- und Energiepolitik abgestimmt sind. Die Weiterentwicklung des EU-Emissionshandelssystems und die Harmonisierung der Förderung erneuerbarer Energien werden für die zukünftige Klima- und Energiepolitik von großer Bedeutung sein.

5.1 Langfristig verbindliche Ziele

Die Modellrechnungen haben gezeigt, dass im Stromsektor unabhängig vom Ausstiegszeitpunkt aus der Kernenergie erhebliche Investitionen in die Erneuerung des Kraftwerksparks, in Netzinfrastruktur und den Ausbau der erneuerbaren Energien notwendig sind. Je früher der Ausstieg aus der Kernenergie erfolgt, desto größer ist die Herausforderung bei der Umsetzung. Es geht aber nicht nur um eine isolierte Betrachtung des Stromsektors, sondern für die Energiewende muss das gesamte Energiesystem und ein breiterer geografischer Kontext betrachtet werden. In diesem Kapitel wird deshalb die Perspektive vom Stromsektor auf das gesamte Energiesystem und die europäische Dimension erweitert.

Um die Energiewende sektorübergreifend zu bewerkstelligen, sind Investoren auf langfristige Investitionssicherheit angewiesen. Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung von Fördersystemen, Preise für CO₂-Zertifikate und die Energiestrategie verzögern Investitionen zum einen in Forschung und Entwicklung, zum anderen in den Ausbau in erneuerbare und konventionelle Erzeugungskapazitäten. Bei einer internationalen Umfrage äußerten 81 % der befragten Unternehmen, dass Regierungen klare und langfristige politische Signale geben müssen, um die nötige Planungssicherheit zu garantieren und damit Investitionen in den Klimaschutz zu beschleunigen (Clifford Chance 2007).

Die Politik ihrerseits zögert mit verbindlichen und langfristigen Regulierungszusagen zum einen vor dem Hintergrund von Interessenkonflikten, zum anderen, um auf neue Erkenntnisse der Wissenschaft, von technologischen Entwicklungen oder Veränderungen in der internationalen Energie- und Klimapolitik flexibel reagieren zu können. Um die erhöhte Unsicherheit zu kompensieren, verlangen Investoren entweder höhere Renditen oder verschieben Investitionen auf einen späteren Zeitpunkt. Die Folge sind zu geringe Investitionen und erhöhte Kosten (Brunner et al. 2011).

Eine Möglichkeit, den Zwiespalt zwischen Planungssicherheit und Flexibilität aufzulösen wird in Großbritannien seit 2008 mit der „Climate Change Bill“ praktiziert. Das Gesetz verpflichtet die Regierung, die Treibhausgase bis 2050 um mindestens 80 % zu reduzieren. Zudem wurde ein unabhängiger Expertenrat eingerichtet, welcher der Regierung klima- und energiepolitische Ziele vorschlägt und Empfehlungen für deren Durchsetzung macht.

Analog dazu könnte auch in Deutschland ein Klimaschutzgesetz mit langfristigen Minderungszielen verabschiedet werden, wie es auch die Ethik-Kommission andeutet (Ethik-Kommission Sichere Energieversorgung 2011). Dafür könnte ein ständiger Rat für nachhaltige Energie- und Klimapolitik ins Leben gerufen werden, der dem Parlament kurz-, mittel- und langfristige klima- und energiepolitische Ziele vorschlägt (Edenhofer 2011a, siehe *Handlungsbedarf 8* in Kapitel 4.3.3). Dies würde die Investitionssicherheit immerhin insofern erhöhen, als Entscheidungsträger und Öffentlichkeit sich mit den Handlungsalternativen vertraut machen könnten und somit kurzfristige energiepolitische Kursänderungen unwahrscheinlicher werden. Eine langfristige nationale Perspektive sollte jedoch immer in einen europäischen Rahmen eingebettet sein.

5.2 Zwischen nationaler und europäischer Energiepolitik

Die Glaubwürdigkeit und Verlässlichkeit nationaler Klimaziele und die damit verbundenen Investitionsanreize hängen auch stark davon ab, wie andere Staaten agieren. Von daher sind langfristige Ziele auf EU- und – besonders im Hinblick auf die Klimapolitik – auf globaler Ebene außerordentlich wichtig, um die Verlässlichkeit von nationalen Politiken zu garantieren. Je konkreter und glaubwürdiger die energie- und klimapolitischen Ziele anderer relevanter Länder sind, desto leichter wird es Deutschland fallen, seine ambitionierten Ziele zu erreichen. Klimapolitisch hat sich die internationale Staatengemeinschaft auf das 2°C-Ziel verpflichtet (UNFCCC 2010), allerdings ohne konkrete (Zwischen-) Schritte zur Umsetzung zu benennen. Die EU hat sich bereits auf kurz- und langfristige Klimaziele und deren Umsetzung festgelegt und ist damit globaler Vorreiter (EU 2007).

Vor dem Hintergrund der Schaffung eines europäischen Binnenmarktes und den volkswirtschaftlichen Einsparpotentialen einer zwischen den unterschiedlichen europäischen Regionen abgestimmten Politik werden für Deutschland wichtige energiepolitische Weichenstellungen zunehmend auf EU-Ebene getroffen. Nationale Energiestrategien, die nicht auf europäischer Ebene abgestimmt sind, werden kaum zukunftsfähig sein. Konkrete Handlungsfelder sind etwa das EU-Emissionshandelssystem oder eine Harmonisierung der Förderung der erneuerbaren Energien. Diese beiden Handlungsoptionen werden weiter unten detaillierter ausgeführt.

Zwar kann international der überwiegende Teil der bis 2020 benötigten CO₂-Minderungen auf nationaler Ebene erreicht werden (Townshend et al. 2011 sprechen z. B. von bis zu 80 %). In Bereichen wie Gebäudesanierung, Effizienzsteigerung und

Maßnahmen zur Erhöhung der Preistransparenz für Verbraucher trifft dies auch für Deutschland zu. Auch die Modellergebnisse dieser Studie zeigen, dass die Stromversorgung in Deutschland bis 2020 weitgehend autark stattfinden kann. Wenn der Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung aber in den kommenden Jahrzehnten weiter stark ansteigt, werden grenzüberschreitende Lösungen, z. B. unter Einbeziehung von Pumpspeicherkraftwerken in Norwegen (SRU 2010) oder einem europaweiten und gegebenenfalls um Nordafrika (Desertec) erweiterten Netzmanagement notwendig.

Ein liberalisierter europäischer Energiemarkt mit einem sektorübergreifenden Emissionshandel ist ein erster Schritt in Richtung einer abgestimmten europäischen Energie- und Klimapolitik. Eine gemeinsame Strategie zur Förderung der erneuerbaren Energien und eine gemeinsame Technologiepolitik ein weiterer. Auch in den Energieaußenbeziehungen ist eine einheitliche Position der EU notwendig, um gegenüber Produzenten-, Transit- und Verbraucherländern mit einer Stimme zu sprechen und somit die Verhandlungsposition zu verbessern (BMW 2011).

An einer globalen Kooperation in der Klimapolitik führt langfristig kein Weg vorbei, da die EU (und andere Industrieländer) zunehmend in produzierten Gütern implizit enthaltene Treibhausgase aus den Schwellenländern importieren. Die Nettoimporte der Emissionen spiegeln die gegenwärtigen Außenhandelsbeiträge wider. Der Überschuss in der Leistungsbilanz Chinas führt sowohl zu Leistungsbilanzdefiziten im Güterhandel als auch zu Nettoimporten von Emissionen in die USA und nach Europa. Der Nettoimport von Emissionen der Industrieländer, z. B. durch die Einfuhr von Konsumgütern oder Stahl, war in der Vergangenheit um ein Vielfaches höher, als die Emissionseinsparungen, die im gleichen Zeitraum in den reichen Ländern erreicht wurden. Eine Verlagerung von Emissionen in Schwellen- oder Entwicklungsländer könnte die Wirkung von Emissionsbegrenzungen etwa in Deutschland oder Europa unterlaufen (Peters et al. 2011).

5.3 Erweiterung des EU-Emissionshandelssystems

Das EU-Emissionshandelssystem (ETS) ist das zentrale klimapolitische Instrument der EU. Es operiert seit 2005 und hat sich seitdem stetig weiterentwickelt und institutionell konsolidiert. Das EU-ETS ist der erste große Praxistest für den Handel mit Treibhausgasen und die Erfahrungen werden weltweit mit großem Interesse verfolgt (Ellerman et al. 2010).

Die Modellergebnisse zur Entwicklung der CO₂-Emissionen in Kapitel 3.3. zeigen, dass bei einem sehr frühen Ausstieg in 2015 die Emissionen auf nationaler Ebene kurzfristig ansteigen würden, die allerdings nicht zu einem europaweiten Anstieg der Emissionen führen würden, da hier über den europäischen Emissionshandel eine Obergrenze gesetzt ist. Allerdings gibt es in der Tat schon einige Industriezweige bei der die Emissionsvermeidung an eine Grenze gekommen ist. Das EU-ETS deckt bislang nur rund 40 % der CO₂-Emissionen der EU ab, nämlich in den Bereichen Stromerzeugung

und Industrieanlagen (Abbildung 23). Aus ökonomischer Sicht wäre es sinnvoll, einen möglichst großen Teil der Emissionen im ETS zu regulieren. Dadurch werden Anreize zur Emissionsreduzierung in Sektoren geschaffen, die bisher nicht oder mit anderen Instrumenten reguliert werden, wie der Gebäude- und Straßenverkehrssektor. Durch die größere Auswahl an CO₂-Vermeidungsoptionen kommt es zu einer Angleichung der CO₂-Vermeidungskosten und es entstehen gleiche Wettbewerbsbedingungen für konkurrierende Technologien zwischen den Sektoren (z. B. Verbrennungsmotor und Elektromobilität im Straßenverkehr). Die Gesamtkosten zur Erreichung des CO₂-Ziels werden damit minimiert. Treten neben der CO₂-Externalität zusätzliche Marktversagen auf, sollten zudem komplementäre Politikinstrumente z. B. zur Förderung lernender Technologien eingesetzt werden (Kalkuhl et al. 2011, Fischer et al. 2008). Für die Einbeziehung weiterer Sektoren unter das ETS-Regime bietet sich in einem nächsten Schritt der Verkehrssektor an.

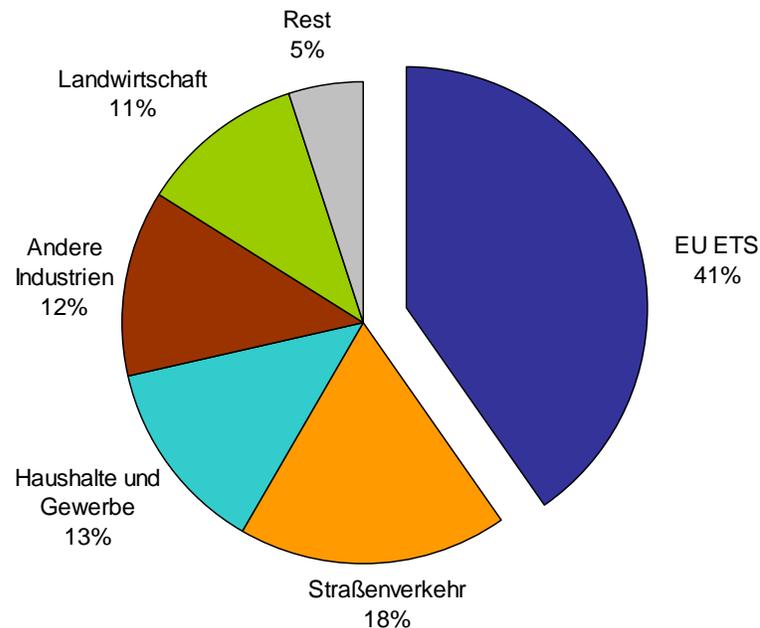


Abbildung 23: Aufteilung der EU-weiten Treibhausgasemissionen auf die einzelnen Sektoren in 2008.

Quelle: Daten nach EEA 2008, eigene Darstellung.

Mit der Einbeziehung des Flugverkehrs ab 2013 ist der erste Schritt in diese Richtung bereits getan. Der Straßenverkehrssektor bietet eine Fülle von Vermeidungsoptionen und würde sich deshalb gut für das ETS eignen. Die CO₂-Emissionen, die bei der Verbrennung von Benzin oder Diesel entstehen, sind unabhängig von ihrer Anwendung und können somit bereits beim Kraftstoffproduzenten wie Raffinerien (Up-Stream) oder bei der Lagerung oder Zwischenhändlern (Mid-Stream) exakt berechnet werden. Aus Effizienz- und Kostengründen sollte die Regulierung deshalb auf dieser Ebene ansetzen. Die Kosten für die CO₂-Zertifikate werden eingepreist und an den Endverbraucher weitergereicht, womit Anreize für nachfrageseitige Verbrauchsminderungen entstehen

(Flachsland et. al 2011). Dieser Ansatz wird etwa bereits im neuseeländischen Emissionshandelssystem verfolgt.¹⁶ Bei einem Zertifikatspreis von derzeit 15 € würde dies den Liter Benzin um ca. 3,5 Cent verteuern. Zum Vergleich: über die letzten zwei Jahre variierten die Preise für Superbenzin zwischen 1,28 und € 1,56 €¹⁷. Damit würden für in Zukunft konkurrierende Kraftstoffe (z. B. Biokraftstoffe und Gas) einheitliche und konsistente klimapolitische Rahmenbedingungen geschaffen.¹⁸

Eine aktuelle Vergleichsstudie zeigt, dass die Einbeziehung des Straßenverkehrs in das EU-ETS in 2020 nicht zu einem Anstieg des Zertifikatspreises führen muss (Flachsland et. al 2011). Die häufig vorgebrachten Einwände, die Einbeziehung des Verkehrssektors in das ETS würde zu steigenden Zertifikatspreisen und in der Folge zu einer Abwanderung der energieintensiven Industrien führen, wird damit entkräftet.

Für die Einbeziehung des Gebäudesektors in das EU-ETS spricht, dass ca. 30 % der CO₂-Emissionen in Deutschland in Gebäuden verursacht werden. Zudem sind die Vermeidungsoptionen durch bauliche Maßnahmen (wie Isolierung) oder Verhaltensänderung (wie durch Einsatz intelligenter Haustechnik) zahlreich und relativ kostengünstig (McKinsey 2009). Für die Stelle, an die die Regulierung ansetzt, bietet sich ähnlich wie beim Straßenverkehr eine „Mid- oder Up-Stream“-Regulierung auf der Ebene der Treibstoffherstellung oder des -vertriebs an. Zusätzliche Instrumente zur Überwindung von Marktversagen wie z. B. Informationspolitiken zur Erhöhung der Transparenz über den Energieverbrauch oder Anreizproblematiken zwischen Mieter und Vermieter können auch hier eine komplementäre Rolle spielen.

➔ *Handlungsbedarf 10: Erweiterung des Europäischen Emissionshandelssystems um weitere Sektoren (Transportsektor, Gebäudesektor).*

Aus globaler Sicht spricht für den EU-Emissionshandel, dass er ein Schritt auf dem Weg zu einem globalen Emissionshandel sein könnte. Bereits heute sind neben dem EU-ETS weitere Emissionshandelssysteme in Neuseeland und auf regionaler Ebene in den USA und Japan aktiv oder stehen kurz vor dem Start (World Bank 2011). Diese Emissionshandelssysteme könnten untereinander verbunden werden, so dass Zertifikate von einem System in ein anderes übertragbar sind. Dadurch würden die Gesamtkosten sinken, Wettbewerbsverzerrungen ausgeglichen und ein international harmonisierter CO₂-Preis entstehen (Flachsland et al. 2009a/b).

¹⁶ <http://www.climatechange.govt.nz/emissions-trading-scheme/>

¹⁷ Benzinpreis-aktuell.de

¹⁸ Für Biokraftstoffe müssen wegen verschiedener Treibhausgasbilanzen und Herausforderungen andere Ansätze gewählt werden. So könnten Biokraftstoffe etwa mit einer Pauschale belastet werden, die jedoch reduziert wird, wenn die Hersteller nachweisen können, dass ihre Produktionskette eine günstigere Treibhausgasbilanz aufweist.

5.4 Harmonisierung der Förderung der erneuerbaren Energien

Mit der Verabschiedung des dritten Binnenmarktpakets im Jahr 2009 ist die EU dem Ziel einheitlicher Wettbewerbsbedingungen im Strom- und Wärmemarkt einen Schritt näher gekommen. Ein nächster konsequenter Schritt wäre die Harmonisierung der Förderung erneuerbarer Energien auf EU-Ebene (EU-Kommission 2005, EWI 2010 und WBGU 2011). Die Kosten der erneuerbaren Energien können durch eine geeignete Standortwahl entscheidend gesenkt werden (IPCC SRREN 2011). Eine langfristige Harmonisierung der Fördersysteme für die erneuerbaren Energien ist wegen dieser komparativen Kostenvorteile ein wichtiger Schritt, um eine Dekarbonisierung der Stromversorgung zu minimalen Kosten zu erreichen. Diese Förderung ist wichtig, da das bestehende EU-Emissionshandelssystem nicht alle relevanten Marktversagen abdeckt – etwa die Kostenreduktionen bei erneuerbaren Energien durch Lerneffekte (IPCC SRREN 2011). Zudem setzt das EU-ETS noch keinen langfristig (über 2020 hinaus) verlässlichen Preis für CO₂-Emissionen fest (Brunner et al. 2011). Somit fehlen langfristige Innovationsanreize. Da Konkurrenten von den Innovationen der Vorreiter profitieren ohne deren Kosten und Risiken zu tragen (Innovations-Spillover), investieren Firmen tendenziell zu wenig in Innovation. Eine Förderpolitik für innovative und lernende Technologien, die diesen beiden Aspekten Rechnung trägt, kann deshalb sogar die Kosten senken und substantielle Effizienzgewinne selbst innerhalb eines Emissionshandelssystems bringen (Kalkuhl et al. 2011).

Es ist unbestritten, dass durch eine Harmonisierung der Förderung bestimmte Regionen ihre komparativen Kostenvorteile besser ausspielen könnten (EWI 2010). So lassen sich zum Beispiel mit Solaranlagen in Spanien oder Windanlagen in Schottland deutlich bessere Erträge erzielen als in Deutschland. Durch eine vereinheitlichte Förderung entstehen zudem größere Märkte. Dadurch können aufgrund von Skaleneffekten die Innovationsgeschwindigkeit gesteigert und die Kosten gesenkt werden (World Bank 2010). Ein bestimmtes Ausbauziel für erneuerbare Energien könnte somit zu geringeren Kosten erreicht werden.

Derzeit ist offen, welches System sich für eine Harmonisierung auf EU-Ebene am besten eignet. In der EU sind derzeit vor allem zwei unterschiedliche Fördersysteme verbreitet. Zum einen eine technologiespezifische Einspeisevergütung (wie in Deutschland oder Spanien)¹⁹, zum anderen ein technologieneutrales Quotenmodell (wie in Schweden oder Polen)²⁰. Technologieneutralität ist jedoch kein notwendiges Merkmal eines

¹⁹ Eine Einspeisevergütung ist in der Regel technologiespezifisch, was bedeutet, dass Anreize für den Einsatz von Technologien geschaffen werden, die noch weit von der Marktreife entfernt sind. Der Betreiber bekommt für einen bestimmten Zeitraum eine garantierte Vergütung für den produzierten Strom, der je nach Technologie variiert und deutlich über dem Marktpreis liegt.

²⁰ Bei Quotenmodellen mit grünen Zertifikaten wird jedem Kraftwerksbetreiber auferlegt, einen bestimmten Anteil des von ihm ins Netz eingespeisten Stroms aus erneuerbaren Quellen zu liefern. In der Regel ist dieses Modell technologieneutral, jedoch flankiert durch weitere Maßnahmen zur Förderung von Technologien, die noch nicht konkurrenzfähig sind. Ein solches Quotensystem fördert den Wettbewerb zwischen den erneuerbaren Technologien und den Standorten (Mennel 2010).

Quotenmodells. Ein Quotenmodell kann auch technologiespezifisch, d.h. getrennt nach Wind, Solar etc., konzipiert sein, ebenso wie eine Einspeisevergütung technologie-neutral, d.h. ohne Differenzierung zwischen Wind oder Solar, sein kann.

Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass Quotenmodelle wegen der stärker fluktuierenden Preise für die „Grünstrom-Zertifikate“ große Investoren bevorzugen, die über Instrumente des Risikomanagements verfügen. Eine Einspeisevergütung hingegen ermöglicht auch kleinen und lokalen Investoren eine Beteiligung, da die festen Vergütungssätze ein geringes Investitionsrisiko bedeuten (Toke 2007). Kritiker sehen eine Harmonisierung auf Basis des Quotenmodells als Gefahr für die lokale Beteiligung an erneuerbaren Energien, wie sie unter anderem in Deutschland und in Dänemark erfolgreich praktiziert wird (Jørgensen 2004). Befürworter argumentieren hingegen, dass ein langfristig anvisiertes und vor allem technologiespezifisches Quotenmodell eine ebenso verlässliche Investitionssicherheit bietet.

Eine vorhersehbare Folge einer Vereinheitlichung der Förderung wäre, dass der Zubau von erneuerbaren Energien in Ländern wie Deutschland oder den Niederlanden geringer ausfällt und in Ländern mit komparativen Kostenvorteilen wie Großbritannien (für Wind) und Spanien (für Solarkraft) deutlich stärker (EWI 2010, Ragwitz et al. 2007). Auch wenn dies aus Kostengründen effizient erscheint, könnte es zu Akzeptanzproblemen bei den Interessensgruppen führen, die bislang von den Subventionen profitiert haben. Zum einen könnte die politische Unterstützung für die hohen Subventionen in die erneuerbaren Energien schwinden, wenn damit größtenteils Kraftwerke im Ausland finanziert werden und somit auch keine Effekte für die lokale Wertschöpfung entstehen. Wenn die lokale Bevölkerung nicht angemessen kompensiert wird, könnten auch die Proteste in den Regionen, in denen ein großer Zubau zu erwarten ist, zunehmen, da der erzeugte Ökostrom ins Ausland transportiert wird. Das Argument des „Ablasshandels“, bei dem einige Länder lieber den „Grünstrom“ einkaufen, anstatt ihre eigene Landschaft in Mitleidenschaft zu ziehen, könnte als Argument gegen eine Harmonisierung eingesetzt werden. Des Weiteren wäre die Folge von einer größeren Konzentration in bestimmten Regionen Europas ein erhöhter Bedarf an Transportnetzen (Resch et al. 2010). Aus den vorliegenden technisch-ökonomisch orientierten wissenschaftlichen Studien geht jedoch klar hervor, dass eine Harmonisierung gesamtwirtschaftlich zu Effizienzgewinnen führen würde. Es wird daher eine wichtige Aufgabe sein, dass die Vorteile einer energiepolitischen Arbeitsteilung in Europa verdeutlicht werden. Einige politisch relevante Aspekte werden in diesen Studien jedoch nicht berücksichtigt. Beispielsweise werden die vollen Kosten der Flächennutzung (die etwa in Form von Bürgerprotesten oder langwierigen Genehmigungsverfahren zum Ausdruck kommen) und die verteilungspolitischen Wirkungen auf Regionen vernachlässigt. Es fehlen derzeit noch die Methoden, derartige Kosten in kohärenter Weise in Kosten-Nutzen-Analysen zu berücksichtigen.

Durch eine verstärkte europäische Ausrichtung könnte Deutschland mittelfristig Nettoimporteur von Strom werden. Allerdings zeigen die Ergebnisse dieser Studie auch,

dass in Deutschland auf mittlere Frist eine weitgehende Unabhängigkeit von Stromimporten mit nur moderaten Kostensteigerungen möglich ist.

Die Einwände gegen eine europäische Harmonisierung sind meistens jedoch nicht grundsätzlicher sondern politischer Natur. Viele Experten befürchten, dass eine rasche Harmonisierung dazu führen würde, dass die ehrgeizigen deutschen Ausbauziele verwässert werden und damit die industriepolitischen Anstrengungen Deutschlands beim Ausbau der erneuerbaren Energien zunichte gemacht werden. In Anbetracht der schon bestehenden Erfahrungen mit den nationalen Fördersystemen erscheint es daher vorteilhaft, einen Zwischenschritt über die Integration dieser Systeme in ein einheitliches europäisches Rahmenwerk zu erwägen. So könnte unter anderem auch eine gewisse Kontinuität der Mechanismen gewährleistet werden, die zentral für die langfristige Planung von Investoren ist.

→ *Handlungsbedarf 11: Prüfung einer europaweiten Harmonisierung der Förderung der erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung der Integration bestehender nationaler Fördersysteme.*

A. Anhang: Modellbeschreibung und wesentliche Annahmen

Für die Analyse der zukünftigen Entwicklung des deutschen Strommarktes wird das Strommarktmodell *MICOES*²¹ (Abbildung 24) zur Kraftwerkseinsatzoptimierung verwendet. Mit seiner Hilfe können unterschiedliche Annahmen über den Systemzustand des Kraftwerksparks abgebildet und in ihren Auswirkungen, z. B. auf die Großhandelspreise und den Einsatz der einzelnen Kraftwerke, untersucht werden. Durch die hohe zeitliche Auflösung des Modells – verwendet werden Stundenwerte - kann der Systemzustand in einer Vielzahl von Kombinationen im Zusammenspiel zwischen konventionellen und erneuerbaren Erzeugungstechnologien einbezogen werden. Dieser Modellansatz spiegelt die derzeitige Struktur der Preisbildung im liberalisierten Strommarkt wider.

A.1 Preisbildung im liberalisierten Strommarkt

Im liberalisierten Markt stellen die Strombörsen ein wichtiges Element zur kurzfristigen physischen Anpassung von Angebot und Nachfrage und damit der Preisbildung dar. Im Allgemeinen wird im Zuge einer Auktion für jede Stunde des Folgetages (day-ahead) der Strombedarf mit den zur Verfügung stehenden Kraftwerken gedeckt. Die Gebote der Kraftwerksbetreiber beinhalten neben der Strommenge auch deren Preis. Unter der Voraussetzung einer hinreichend großen Anzahl von Bietern spiegelt der gebotene Preis die (Grenz-)Kosten der Produktion einer zusätzlichen Kilowattstunde (kWh) Elektrizität wider. Dieser Betrag wird im Wesentlichen durch die spezifischen Brennstoffkosten und den Nutzungsgrad des Kraftwerks sowie die Kosten für die CO₂-Zertifikate und die spezifischen Emissionen des Kraftwerks determiniert. Hinzu treten noch variable Bestandteile der Betriebskosten, die im Vergleich zu den Brennstoff- und CO₂-Kosten jedoch gering ausfallen. In der quantitativen Analyse werden diese aber gleichwohl berücksichtigt.

Werden verschiedene Technologien und Kraftwerke zur Stromerzeugung eingesetzt, können diese von der Börse entsprechend der angebotenen Kapazität nach ansteigenden Erzeugungskosten sortiert werden. Eine solche Einsatzreihenfolge der Kraftwerke wird auch als Merit-Order bezeichnet. Im Kraftwerkspark stellen die erneuerbaren Energien, bezogen auf die nicht vorhandenen oder sehr geringen kurzfristigen Grenzkosten, typischerweise die günstigste Erzeugungstechnologie dar. Daran schließen sich die Kernkraftwerke mit geringen kurzfristigen Kosten an. Es folgen neue und ältere Kohlekraftwerke sowie Gaskraftwerke. Ganz am Ende der Merit-Order liegen die Spitzenlastkraftwerke, z. B. einfache Gasturbinen, die mit leichtem Heizöl befeuert werden und sehr hohe Grenzkosten haben, aber nur in wenigen Stunden des Jahres zum Einsatz kommen.

²¹ Mixed Integer Cost Optimization Energy System.

Der Preisfindungsmechanismus der Strombörse erteilt nun in jeder auktionierten Stunde des Jahres den Kraftwerken der Reihe nach, beginnend mit dem niedrigsten Gebot, einen Zuschlag bis der prognostizierte Bedarf gedeckt ist. Im Zusammenhang mit der öffentlichen Debatte über die Höhe des Strompreises bei einer Abschaltung von Kernkraftwerken ist darauf hinzuweisen, dass das Gebot des letzten (teuersten) Kraftwerkes, das noch einen Zuschlag erhält, den Strompreis bestimmt, der dann für alle zustande gekommenen Lieferverträge bezahlt wird. Das heißt, die Kraftwerke werden nicht nach ihrem eigenen Gebot, sondern nach dem Gebot des sogenannten Grenzkraftwerks bezahlt.

A.2 Modellaufbau

Der Preisbildungsprozess an einer Strombörse kann in guter Näherung mit Hilfe eines sogenannten Fundamentalmodells zur Kraftwerkseinsatzplanung simuliert werden. Dazu wird das Bieterverhalten eines vorab definierten Kraftwerksparks für die 8.760 Stunden eines Jahres im Kontext einer veränderlichen Stromnachfrage untersucht. Bei der Modellierung wird vereinfachend ein vollständiger und kompetitiver Markt unterstellt. Dieses Vorgehen stellt aufgrund der häufig vorherrschenden hohen Konzentration der Anbieterstruktur auf Elektrizitätsmärkten eine kritische Prämisse dar. In der Praxis wird diesem Problem mangelnder Wettbewerbsanreize durch eine Vielzahl von aufsichtsbehördlichen und börslichen Kontrollen begegnet. Auch werden Informations- und Transparenzdefizite durch regulatorische Bestimmungen zunehmend abgebaut.

Der Modellrahmen wurde an der TU Berlin erstellt (Theofilidi 2008). Eine Weiterentwicklung im praktischen Einsatz erfolgte an der Universität Leipzig (siehe Kondziella et al. 2011, Bruckner et al. 2010, Harthan et al. 2011). Dabei geht die Funktionsweise des Modells erheblich über einen vereinfachenden Merit-Order-Ansatz hinaus, der für jede Stunde das Grenzkraftwerk in einem statischen Kraftwerkspark bestimmt. *MICOES* ist z. B. insbesondere dazu in der Lage, Anfahr- und Abfahrkosten sowie die begrenzte Regelungsfähigkeit konventioneller Kraftwerke zu erfassen. Hierzu zählen neben der maximalen Änderung des Lastgradienten vor allem Mindestlaufzeiten und Mindeststillstandzeiten. Es erlaubt neben der Bestimmung der Spotmarktpreise und der zugrunde liegenden Produktionskosten, die kraftwerksscharfe Berechnung der Stromproduktion und die daraus resultierende Erlössituation.

Vorab festzulegen sind insbesondere Annahmen zu den zu erwartenden Brennstoff- und CO₂-Preisen. Der Vorrang der fluktuierenden Einspeisung aus Wind oder Fotovoltaik wird unter Vorgabe der installierten Leistung vorab stündlich simuliert und vom Lastvektor abgezogen.

Die verbleibende Residuallast muss vom konventionellen Kraftwerkspark im Modell unter Berücksichtigung der genannten technischen Eigenschaften der Technologien und der daraus resultierenden Restriktionen zu minimalen Kosten gedeckt werden.

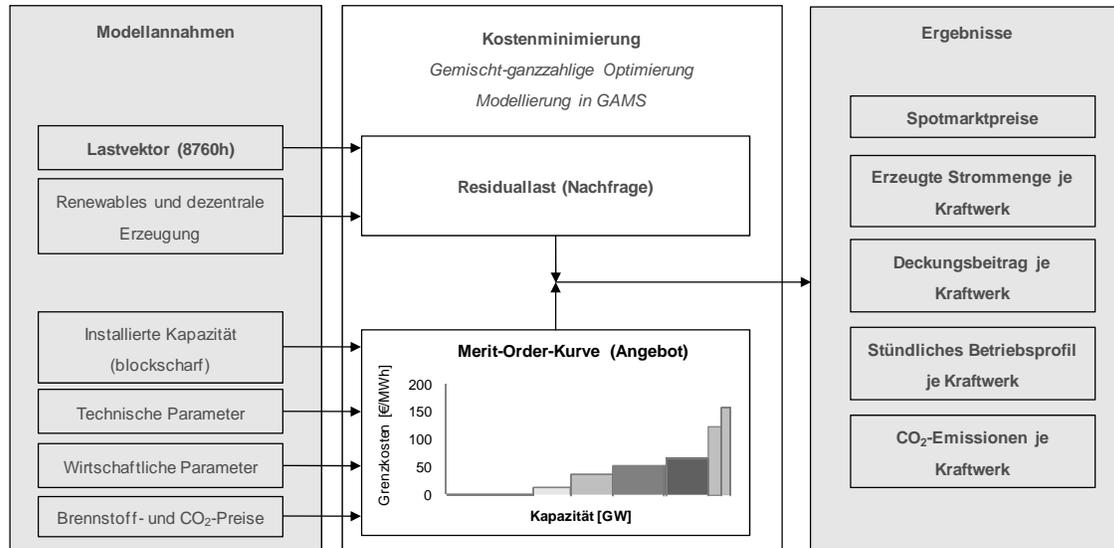


Abbildung 24: Struktur des eingesetzten Strommarktmodells MICOES.

A.3 Übergeordnete Rahmendaten

Neben den technischen und wirtschaftlichen Parametern des Kraftwerksparks haben vor allem Abschätzungen über die Residuallast und die Brennstoffpreise maßgeblichen Einfluss auf die Ergebnisse der Modellrechnungen. Um eine Vergleichbarkeit mit bestehenden Studien herzustellen, wird für die Entwicklungen von Stromverbrauch, Brennstoff- und CO₂-Preisen sowie Ausbau der erneuerbaren Energien und der dezentralen KWK auf entsprechende Daten der Leitstudie 2010 (BMU 2010) zurückgegriffen. Die Leitstudie begleitet mit dem erstellten „Leitszenario“ als sogenanntes Zielszenario die europäischen und nationalen klima- und energiepolitischen Prozesse zur notwendigen Reduktion der Treibhausgase um 85 % im Jahr 2050 gegenüber 1990.

A.3.1 Entwicklung des Stromverbrauchs

Der gesamte Energieverbrauch in Deutschland, der in die Hauptanwendungen Strom, Wärme und Verkehr einfließt, wird wesentlich durch die sozio-ökonomischen Randdaten determiniert. Folglich müssen unter anderem Projektionen bezüglich Bevölkerung, Anzahl an Haushalten, Wohnraum pro Kopf, PKW pro Haushalt sowie Bruttoinlandsprodukt (BIP), BIP pro Kopf und Anzahl an PKW ausgewertet werden. Für diese Untersuchung wird die Trendentwicklung der Leitstudie (BMU 2010) übernommen. In ihren Grundzügen geht man von einem Bevölkerungsrückgang auf etwa 79 Millionen bis 2030 bei einem Anstieg der Zahl der Haushalte aus. Bezogen auf das wirtschaftliche Aktivitätsniveau wird bis 2020 ein durchschnittliches Wachstum von 1,1 % pro Jahr unterstellt.

Um die mittel- und langfristigen Klimaschutzziele zu erreichen, muss dieses Wachstum mit einem stetig sinkenden Ressourceneinsatz verbunden sein. Aus diesen Grundüberlegungen ergibt sich die notwendige Steigerungsrate der Energieproduktivität, welche bezogen auf den Primärenergieeinsatz eine jährliche Steigerung von 2,7 % bis 2020 erforderlich macht. Um dieses Ziel bei gegebenem Wirtschaftswachstum zu erreichen, muss der Primärenergieeinsatz um 1,7 % pro Jahr sinken.

Da nahezu ein Viertel der insgesamt eingesetzten Primärenergie durch die Umwandlungsverluste in der Stromwirtschaft ungenutzt bleibt, besteht in diesem Sektor das größte Potenzial in einem Mix aus Effizienz sowie dem Einsatz erneuerbarer Energien, die Einsparziele zu erreichen. Somit wird der Bruttostromverbrauch in Deutschland im Szenario der Leitstudie (BMU 2010) von 587 TWh (2010) auf 560 TWh (2020) und 550 TWh (2030) absinken (Abbildung 25). Die Annahme eines sinkenden Bruttostromverbrauchs geht einher mit den energiepolitischen Zielen der Bundesregierung aus 2007 (Energiegipfel) und 2010 (Energiekonzept).

Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wird auch der Fall einer konstanten Stromnachfrage auf dem heutigen Niveau von rund 590 TWh für ausgewählte Szenarien untersucht.

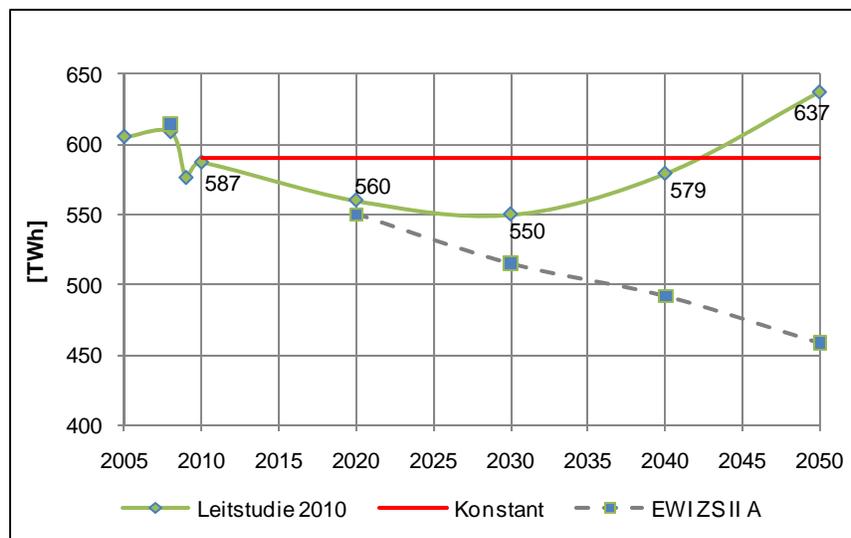


Abbildung 25: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs.

Quelle: nach Leitstudie (BMU 2010), Prognos/EWI/GWS (2010), ZS II A, eigene Darstellung.

A.3.2 Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise

Eine wesentliche Determinante zukünftiger Strompreise stellt die Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise als Einsatzgrößen in fossilen Kraftwerken dar. Der sogenannte „Preispfad B: Mäßig“ der Leitstudie 2010 orientiert sich an der Angebots- und Nachfrageprojektion im „World Energy Outlook“ (WEO) der Internationalen Energie Agentur (IEA) (IEA 2007). Er stellt laut Leitszenario aufgrund relativ optimistischer Annahmen die untere Grenze der zukünftigen Preisentwicklung dar. Maßgeblichen

Einfluss auf die Grenzübergangspreise von Steinkohle und Erdgas übt der Rohölpreis aus. Aus den Importpreisen werden die Brennstoffpreise frei Kraftwerk abgeleitet.

Tabelle 3: Entwicklung der Brennstoffpreise frei Kraftwerk.

Brennstoffpreispfade	B: "Mäßig"					A: "Deutlich"
	2010	2015	2020	2025	2030	2020
inkl. CO ₂ -Aufschlag						
Erdgas (Kraftwerke) in cts ₂₀₀₇ /kWh	2.95	3.43	3.86	4.29	4.61	4.85
Steinkohle (Kraftwerke) in cts ₂₀₀₇ /kWh	2.05	2.29	2.59	2.78	2.94	3.30
Braunkohle in cts ₂₀₀₇ /kWh	1.25	1.48	1.70	1.85	1.95	2.09
CO ₂ -Preise in €/t	20.78	25.98	31.17	34.29	36.37	40.52

Quelle: Leitstudie (BMU 2010).

Um die Auswirkungen stark steigender Brennstoffpreise zu untersuchen, wurde für das Szenario *Ausstieg 2020 – Gas* im Modelljahr 2020 der Brennstoffpreispfad A: „Deutlich“ der Leitstudie herangezogen. Dieser basiert auf Ölpreisprognosen im „World Energy Outlook“ von 2009. Die modellseitig verwendeten Brennstoffpreise können Tabelle 3 entnommen werden.

A.3.3 Weiterer Ausbau der erneuerbaren Energien

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist der zentrale Faktor zur Erreichung der Klimaschutzvorgaben. In Tabelle 4 wird die Struktur der erneuerbaren Stromerzeugung bis 2050 dargestellt. Die Umstellung auf eine CO₂-arme Energieerzeugung erfolgt hauptsächlich durch den erheblichen Ausbau der Windkraft. Während hier der Onshore-Bereich ab etwa 2015 wegen fallender Wachstumsraten einen deutlich flacheren Verlauf einnehmen wird, kann die Energieerzeugung aus Offshore-Anlagen die höchsten Wachstumsraten aufweisen und somit auch den größten Beitrag der einzelnen Technologien leisten. Die Fotovoltaik hat ein relativ konstantes Wachstum. Ihr Beitrag ist jedoch bis 2030 nicht größer als jener der Biomasse, obwohl auch deren Anteil ab 2020 nur noch sehr geringes Wachstum aufweisen wird. Ab dem Jahr 2020 wird ferner die Stromerzeugung aus Geothermieanlagen einen deutlicheren Beitrag zur Energieerzeugung leisten. Dieser ist jedoch im Vergleich zum Ausbau der Windenergie beinahe vernachlässigbar gering. Ab dem gleichen Zeitpunkt werden signifikante Strommengen aus regenerativen Energien zunehmend über den europäischen Netzverbund importiert.

Verglichen dazu wird der Ausbau der regenerativen Erzeugung in den Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung aus dem letzten Herbst (Prognos / EWI / GWS 2010) deutlich zurückhaltender eingeschätzt. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien liegt deutlich unterhalb der Annahmen in der Leitstudie (BMU 2010). Die Abweichungen betragen rund 25 TWh im Jahr 2020 und 115 TWh im Jahr 2030. In den Energieszenarien wird der Fortbestand des EEG bis lediglich 2020 unterstellt. Danach erfolgt der Übergang zu einer technologieneutralen Förderung (Technologiewettbewerb) innerhalb der EU (Standortwettbewerb).

Tabelle 4: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030.

EE-Kategorie	2011	2015	2020	2025	2030
	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh
Wasserkraft	20.6	21.4	22.2	22.8	23.5
Wind onshore	50.8	63.8	75.5	81.3	87.0
Wind offshore	0.9	8.2	32.5	63.8	95.0
Fotovoltaik	18.1	30.4	43.9	50.5	57.0
Biomasse, gesamt	33.3	41.1	49.5	52.8	56.1
Geothermie	0.1	0.4	1.7	4.1	6.6
Import	0.0	0.0	1.8	18.6	35.4
Gesamt	123.8	165.2	227.1	293.8	360.6
Anteil an Gesamterzeugung	21%	28%	40%	53%	65%
<i>Energieszenarien 2010 - ZS II A</i>			203.5		246.8
Anteil an Gesamterzeugung*)			36%		44%

*) auf Basis der Bruttostromerzeugung aus der Leitstudie (BMU 2010)

Quelle: Leitstudie (BMU 2010), Prognos/EWI/GWS (2010), eigene Berechnungen.

A.3.4 Ausbau dezentraler KWK-Anlagen

Die Erzeugung aus dezentralen KWK-Anlagen übernimmt laut Leitstudie (BMU 2010) ähnlich wie die erneuerbaren Energien einen zunehmend größeren Anteil an der Stromversorgung. Bis 2030 wird sich ihr Beitrag zur Stromerzeugung mehr als verdoppeln. Effizienzvorteile dieser Anlagen bestehen vor allem im industriellen Bereich.

Die gas-, öl- oder biomassebefeuerten dezentralen KWK-Anlagen werden vollständig wärmegeführt modelliert. Anhand des Wärmebedarfs einer Stadt kann die Korrelation von Außentemperatur und Wärmebedarf allgemeingültig stundenscharf abgebildet werden. Mit Hilfe der anlagenartspezifischen Stromkennzahl wird aus der Wärme-Produktion die Stromerzeugung berechnet. Die Unterscheidung erfolgt grundsätzlich in Nahwärme, Objektversorgung und dezentrale industrielle BHKW mit unterschiedlichen Stromkennziffern. Die Werte der installierten Leistungen und produzierten Strommengen der einzelnen Technologien können Tabelle 5 bzw. Tabelle 6 entnommen werden.

Im Rahmen einer Sensitivitätsrechnung für das Modelljahr 2020 im Szenario *Ausstieg 2020 – Gas* wurden die Effekte eines geringeren Ausbaus der dezentralen KWK bis 2020 untersucht. Dazu wurde angenommen, dass die Ausbauziele um 5 Jahre verfehlt werden, so dass bis zum Jahr 2020 lediglich Netto-Kapazitäten in Höhe von 2 GW zugebaut werden können. Die Ergebnisse dieser Betrachtungen werden in Kapitel 3 aufgezeigt.

Tabelle 5: Installierte Bruttoleistung dezentraler KWK-Anlagen - Entwicklung bis 2030.

Installierte Leistung (brutto)	2010	2015	2020	2025	2030
	GW	GW	GW	GW	GW
Biomasse	5.1	6.6	8.2	8.8	9.5
- Nahwärme	1.8	2.1	2.8	3.0	3.4
- Objektversorgung	0.5	1.0	1.6	1.8	1.9
- Industrie	2.8	3.5	3.8	4.0	4.2
Erdgas/Öl	2.4	2.9	4.1	5.0	6.0
- Nahwärme	0.6	0.9	1.1	1.4	1.4
- Objektversorgung	0.3	0.3	0.4	0.8	1.2
- Industrie	1.5	1.7	2.6	2.8	3.4
Summe	7.5	9.5	12.3	13.8	15.5

Quelle: Leitstudie (BMU 2010), eigene Berechnungen

Tabelle 6: Bruttostromerzeugung dezentraler KWK-Anlagen - Entwicklung bis 2030.

Stromerzeugung (brutto)	2010	2015	2020	2025	2030
	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh
Biomasse	26.3	35.2	43.6	46.9	50.2
- Nahwärme	9.4	11.2	15.1	16.4	18.1
- Objektversorgung	2.4	5.2	8.5	9.5	10.5
- Industrie	14.5	18.8	20.0	21.0	21.6
Erdgas/Öl	12.0	14.3	20.2	24.6	29.2
- Nahwärme	3.6	4.8	5.9	7.6	7.9
- Objektversorgung	1.4	1.8	2.5	4.5	6.5
- Industrie	7.0	7.7	11.8	12.5	14.8
Summe	38.3	49.5	63.8	71.5	79.4

Quelle: Leitstudie (BMU 2010), eigene Berechnungen

A.4 Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks

A.4.1 Methodik

Die Größe des konventionellen Kraftwerksparks in den diversen Szenarien wurde modellintern auf Basis von Kapazitätsbedarf, technischen Lebensdauern und wirtschaftlichen Gesichtspunkten berechnet. Maßgebliche Treiber der unterschiedlichen Strukturen der Kraftwerksparks sind folglich die Annahmen zu den Restlaufzeiten der Kernkraftwerke sowie die Entscheidung zwischen den alternativen Zubautechnologien Kohle und Gas. Die Methodik zur Bestimmung der Bestandskraftwerke ist in Abbildung 26 dargestellt. Vor der ersten Einsatzoptimierung im Strommarktmodell *MICOES* erfolgt

die Stilllegung von fossilen Kraftwerken nach Altersgrenzen und die der Kernkraftwerke je nach Szenariovorgabe bis 2015, 2020, 2022 bzw. 2038. Als Zubau werden in allen Szenarien die derzeit in Bau befindlichen Kraftwerke mit einer Kapazität von 11 GW erfasst. Weiterer Zubau erfolgt gegebenenfalls nach Auswertung der ersten Einsatzoptimierung. Bei fehlender Spitzenlastdeckung erfolgt zusätzlicher Zubau von Kohlekraftwerken im „Kohlepfad“, Gaskraftwerken im „Gaspfad“ bzw. einem Mix aus Kohle- und Gaskraftwerken in den Szenarien *Ausstieg 2022* und *Ausstieg 2038*. Kraftwerke, die nur unwirtschaftlich betrieben werden können, gehen in Kaltreserve. Unwirtschaftlichkeit liegt modellseitig vor, falls Braunkohlekraftwerke weniger als 2.000, Steinkohlekraftwerke weniger als 1.500 und Erdgas-GuD-Anlagen weniger als 1.000 Vollbenutzungsstunden aufweisen. Gasturbinen und Ölkraftwerke sind von der Kaltreserve ausgenommen, da sie ebenso zur Bereitstellung von Regelenergie dienen.

In einer zweiten Einsatzoptimierung des Strommarktmodells erfolgt auf Basis des endgültigen Bestands des konventionellen Kraftwerksparks die Ermittlung der stündlichen Spotmarktpreise des Stützjahres.

Die Bestimmung der Altersgrenze von Kraftwerken basiert auf der durchschnittlichen technischen Lebensdauer der Anlagen. Während die wirtschaftliche Nutzungsdauer bei Gaskraftwerken etwa 25 bis 30 Jahre und bei Kohlekraftwerken etwa 30 bis 40 Jahre beträgt, können die Anlagen durch sogenannte Retrofit-Maßnahmen länger in der Nutzung verbleiben. Aktuell sind in Deutschland Braun- und Steinkohlekraftwerke mit einem Alter von mehr als 45 Jahren und Erdgaskraftwerke mit einem Alter von annähernd 40 Jahren in Betrieb.

A.4.2 Struktur des konventionellen Kraftwerksparks

In den jeweiligen Szenarien ergibt sich erwartungsgemäß eine unterschiedliche Struktur des konventionellen Kraftwerksparks.

In Tabelle 7 sind die Werte für die einzelnen Szenariopfade dargestellt. In allen Szenarien reduziert sich die Größe des konventionellen Kraftwerksparks bis 2030 um ca. ein Drittel der installierten Nettokapazität. Wie eingangs erwähnt, unterscheiden sich die Kraftwerksparks durch den Stilllegungszeitpunkt der Kernkraftwerke sowie durch den Zeitpunkt (bis 2015, 2020, 2022 oder 2038) und die Auslegung (Kohle oder Gas) der zusätzlichen Ersatzkapazität in Höhe von 8 GW bis 2015 bzw. 2020 und weiteren 4 GW bis 2030. Bei einem *Ausstieg 2022* verschiebt sich ein Teil des Zubaus in Höhe von ca. 4 GW bis in das Modelljahr 2025. Im Falle einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke (*Ausstieg 2038*) verringert sich der notwendige Zubau von 12 GW auf gerade einmal 0,5 GW bis 2030. Allerdings bestehen in diesem Szenario bis 2020 erhebliche Überkapazitäten, wodurch bis 2020 fossile Kraftwerke mit einer Nettokapazität von ca. 10 GW vor dem Ende ihrer technischen Nutzungsdauer stillgelegt werden oder in Kaltreserve gehen müssen.

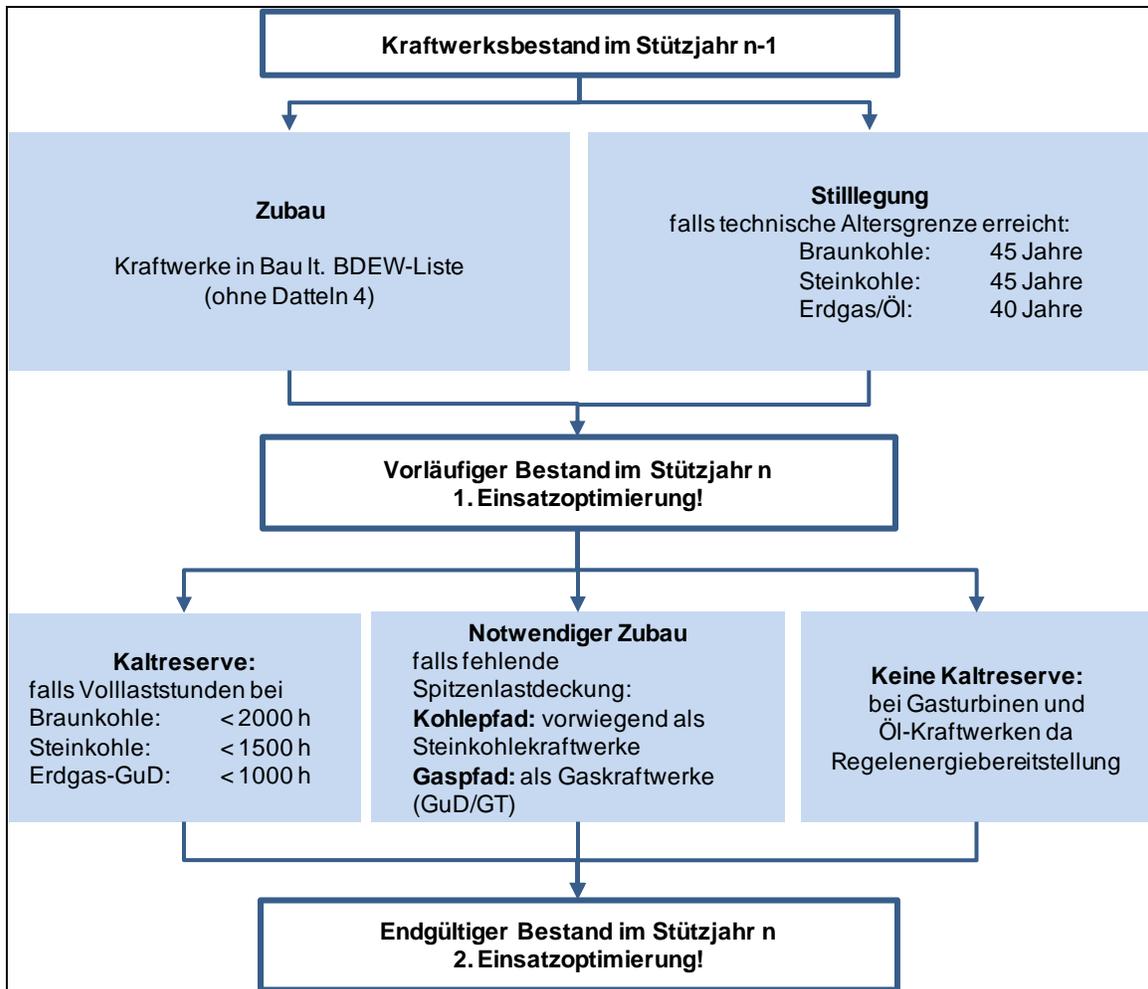


Abbildung 26: Methodische Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks.

Tabelle 7: Entwicklung der konventionellen Kraftwerksparks in den betrachteten Szenarien (Nettoleistung).

	Ausstieg 2015 - Kohle				Ausstieg 2015 - Gas			
	2011-2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030	2011-2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030
	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]
Stilllegungen	34,7	13,0	5,9	11,6	34,7	13,0	5,9	11,6
Kaltreserve	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Zubau	19,8	2,0	0,0	4,0	19,8	2,0	0,0	4,0
Jahr	2015	2020	2025	2030	2015	2020	2025	2030
Bestand	86,1	75,1	69,2	61,6	86,1	75,1	69,2	61,6
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	19,6	15,1	13,6	11,2	19,4	14,8	13,3	11,0
Steinkohle	33,7	33,1	29,7	25,7	25,9	25,3	21,9	13,9
Erdgas	22,1	17,5	16,7	15,6	30,1	25,5	24,7	27,6
Öl	4,2	1,0	0,7	0,7	4,2	1,0	0,7	0,7
Pumpspeicher	6,5	8,5	8,5	8,5	6,5	8,5	8,5	8,5

	Ausstieg 2020 - Kohle				Ausstieg 2020 - Gas			
	2011-2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030	2011-2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030
	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]
Stilllegungen	22,6	25,1	5,9	11,6	22,6	25,1	5,9	11,6
Kaltreserve	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Zubau	11,8	10,1	0,0	4,0	11,8	10,1	0,0	4,0
Jahr	2015	2020	2025	2030	2015	2020	2025	2030
Bestand	90,1	75,1	69,2	61,6	90,1	75,1	69,2	61,6
Kernenergie	12,1	0,0	0,0	0,0	12,1	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	19,4	15,1	13,6	11,2	19,4	14,8	13,3	11,0
Steinkohle	25,9	33,1	29,7	25,7	25,9	25,3	21,9	13,9
Erdgas	22,1	17,5	16,7	15,6	22,1	25,5	24,7	27,6
Öl	4,2	1,0	0,7	0,7	4,2	1,0	0,7	0,7
Pumpspeicher	6,5	8,5	8,5	8,5	6,5	8,5	8,5	8,5

	Ausstieg 2022				Ausstieg 2038			
	2011-2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030	2011-2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030
	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]
Stilllegungen	22,6	19,6	11,4	11,6	14,3	12,6	9,4	6,6
Kaltreserve	0,0	0,0	0,0	0,0	8,2	1,7	0,0	0,0
Zubau	11,8	5,7	4,0	4,4	8,2	2,0	0,5	0,0
Jahr	2015	2020	2025	2030	2015	2020	2025	2030
Bestand	90,1	76,2	68,9	61,6	90,3	78,0	69,1	62,4
Kernenergie	12,1	5,5	0,0	0,0	20,5	20,5	13,4	13,4
Braunkohle	19,4	15,1	13,6	11,2	19,4	14,8	13,3	11,0
Steinkohle	25,9	27,0	23,7	15,6	18,5	17,0	17,0	13,9
Erdgas	22,1	19,2	22,4	25,6	21,2	16,2	16,1	15,0
Öl	4,2	1,0	0,7	0,7	4,2	1,0	0,7	0,7
Pumpspeicher	6,5	8,5	8,5	8,5	6,5	8,5	8,5	8,5

A.5 Modellseitiger Stromaustausch

Innerhalb des europäischen Binnenmarktes findet ein permanenter Austausch von elektrischer Energie zwischen Deutschland und den Nachbarländern über den Netzverbund statt. Dieser sichert die Netzstabilität, wird aber hauptsächlich aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten vorangetrieben. Im Rahmen der Modellanalyse steht die Sicherstellung der Strombedarfsdeckung durch inländische Kapazitäten im Mittelpunkt der Betrachtung. Dennoch können auch Aussagen zur Austauschbilanz gemacht werden.

In allen Szenarien zeigt sich, dass Deutschland auch bei einem beschleunigten Kernenergieausstieg weiterhin Nettostromexporteur bleibt. Modellseitig sind Stromimporte beispielsweise im Szenario *Ausstieg 2020 – Gas* im Jahre 2020 in 50 Stunden in Höhe von insgesamt 0,1 TWh notwendig. Dagegen wird Strom in 718 Stunden exportiert; die Gesamtstrommenge beträgt hier 3,2 TWh. Während die Importe auf relativ niedrigem Niveau verharren, steigt der Stromexport auf 2.667 Stunden an. Die exportierte Strommenge beträgt dann 29 TWh.

Ursache für den auch zukünftig stark steigenden Export ist vor allem die wachsende Einspeisung erneuerbarer Energien, die immer häufiger die komplette Last decken können oder sogar mehr produzieren als nachgefragt wird. In diesem Fall muss überschüssiger Strom exportiert werden. Teilweise reichen selbst die Exportkapazitäten nicht aus, den überschüssigen Strom zu nutzen. Eine Herausforderung des zukünftigen Energiesystems besteht somit in der Nutzbarmachung der Einspeiseüberschüsse aus erneuerbaren Energien durch Lastmanagement und Speicher. Wird die gespeicherte Energie in Lastspitzen abgerufen, können die notwendigen Importe reduziert werden.

A.6 Maßnahmen zur Glättung der Residuallast

Durch die wachsenden fluktuierenden Kapazitäten des erneuerbaren Kraftwerksparks, entsteht zunehmend die Notwendigkeit, Stromerzeugung und -verbrauch zu entkoppeln bzw. den Verbrauch der Erzeugung anzupassen. Möglich wird dies durch Maßnahmen wie beispielsweise Demand-Side-Management und Demand-Response oder die Installation von Speichern und virtuellen Kraftwerken.

Die Höhe der Preiswirkung der Maßnahmen ist dabei abhängig vom Potenzial der Lastverschiebung. Modellseitig wurde für das Szenario *Ausstieg 2020 – Gas* im Modelljahr 2020 eine Sensitivitätsrechnung durchgeführt. Als Potenzial wurde eine täglich verschiebbare Last von 30 GWh bei einer maximalen Leistung von 5 GW angenommen. Abbildung 27 stellt den Glättungseffekt für eine Woche im Jahr 2020 entsprechend dar.

Die tatsächlich vorhandenen technischen DSM-Potenziale in den Sektoren Industrie, Handel, Gewerbe und Dienstleistungen sowie private Haushalte belaufen sich auf ca. 17 GW bzw. 19 TWh im Sommer und 9,5 GW bzw. 15,75 TWh im Winter. In Abhängig-

keit der Aktivierungskosten ist allerdings nur ein Teil dieser Potenziale wirtschaftlich nutzbar (Klobasa 2007). Zusätzlich können bei ausreichender Durchdringung der Elektromobilität auch deren Potenziale erschlossen werden. Bei einer durchschnittlichen Anschlussleistung von 3 kW und einer Kapazität von 10 kWh pro Fahrzeug steht bei 1 Million Fahrzeugen ein theoretisches Potenzial von 3 GW bzw. 10 GWh zur Verfügung, falls sämtliche Fahrzeuge gleichzeitig ans Netz angeschlossen wären. Durch das Abtragen der Lastspitzen und das Auffüllen der Lasttäler der Residuallast wird der Spitzenlastbedarf reduziert und das Grund- und Mittellastband verbreitert. Die Belastung der Stromnetze wird insbesondere in Stunden der Spitzenlast verringert. Dieser Zusammenhang ist als Jahresdauerlinie 2020 in Abbildung 28 dargestellt. Äquivalent zur Lastverschiebung entwickeln sich auch die Preise. Die Anzahl der Stunden mit hohen Preisen bei Spitzenlast und jene mit geringen (negativen) Residuallasten und Preisen verringert sich. Der preissenkende Effekt überwiegt jedoch den preissteigernden, wodurch insgesamt ein leicht niedrigeres Preisniveau entsteht.

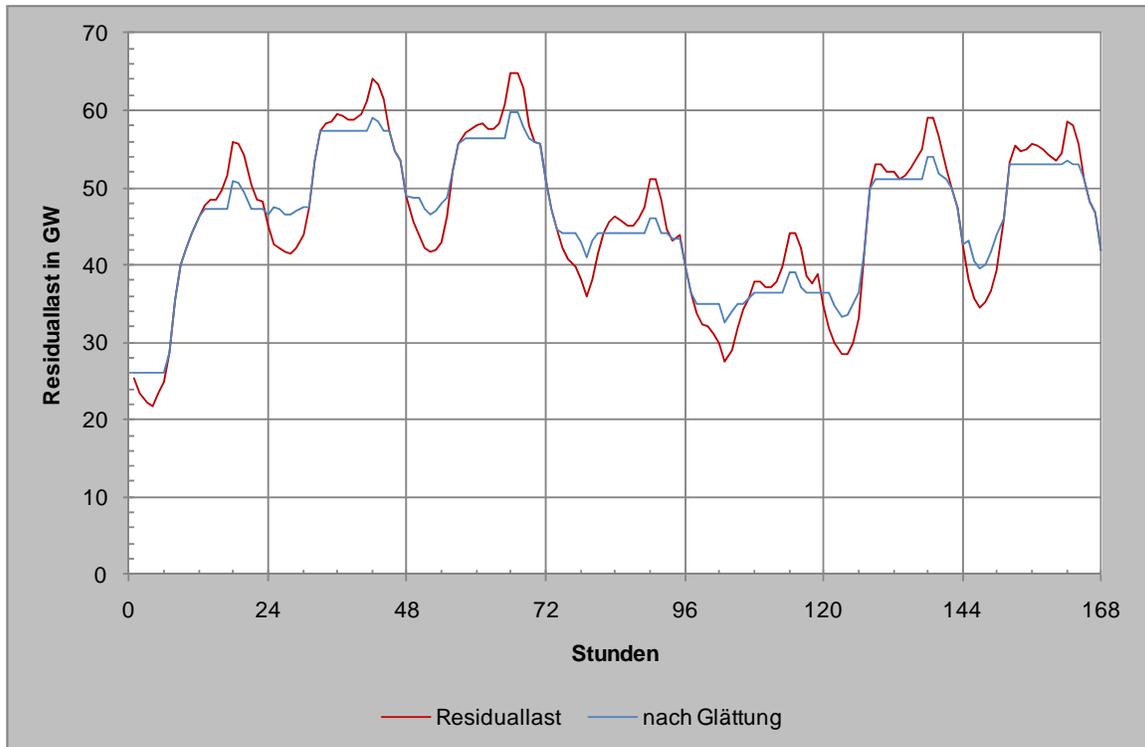


Abbildung 27: Glättungseffekt von DSM auf die Residuallast 2020.

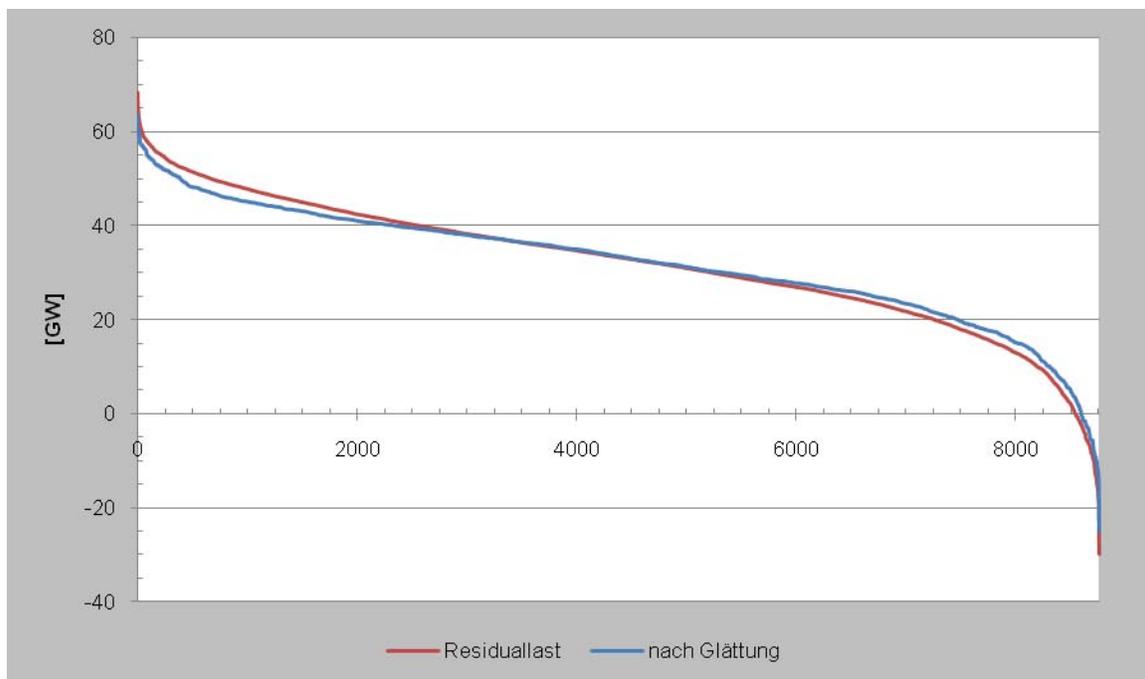


Abbildung 28: Jahresdauerlinie 2020 vor und nach Lastglättung.

Literatur

- BDEW 2011a: Beschluss des Vorstands des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) zur aktuellen energiepolitischen Lage, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20110408-BDEW-extra-Ausserordentliche-Vorstandssitzung-des-BDEW-zur-aktuellen-energiepolitischen-/\\$file/Beschluss_BDEW_Vorstand_Zur_aktuellen_energiepolitischen_Debatte.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20110408-BDEW-extra-Ausserordentliche-Vorstandssitzung-des-BDEW-zur-aktuellen-energiepolitischen-/$file/Beschluss_BDEW_Vorstand_Zur_aktuellen_energiepolitischen_Debatte.pdf) (01.06.2011).
- BDEW 2011b: Anlage zur Presseinformation „Strom- und Gasverbrauch um vier Prozent gestiegen“, 4. April 2011, 51 Kraftwerke bis 2019 geplant, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/28A564757298E630C125786800297145/\\$file/110404%20Anlage%20zur%20PM%20Hannover_Kraftwerksliste.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/28A564757298E630C125786800297145/$file/110404%20Anlage%20zur%20PM%20Hannover_Kraftwerksliste.pdf) (05.04.2011).
- BDEW 2011c: [http://www.bdew.de/internet.nsf/res/D958D012D18331EDC12578A200378832/\\$file/11-05-31-Energie-Info-Auswirkungen%20des%20Moratoriums%20auf%20die%20Stromwirtschaft.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/res/D958D012D18331EDC12578A200378832/$file/11-05-31-Energie-Info-Auswirkungen%20des%20Moratoriums%20auf%20die%20Stromwirtschaft.pdf).
- Benighaus, Christina; Renn, Ortwin 2009: Das Mediationsverfahren, in: Göpfert, Jörg; Moos, Thorsten (Hrsg.): Konfliktfelder beackern. Dialog- und Partizipationsverfahren bei fundamentalen Technikkonflikten am Beispiel der Grünen Gentechnik, Wiesbaden, S. 65-92.
- BMU 2010: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Leitstudie 2010, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2010_bf.pdf (08.06.2011).
- BMWi, BMU 2010: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 28. September 2010, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf (08.06.2011).
- BMWi 2011: Informeller Energieministerrat erörtert langfristigen Energie-Fahrplan der EU bis 2050, Berlin, <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Presse/pressemitteilungen,did=388438.html> (20.05.2011).
- Bruckner Thomas; Kondziella, Hendrik; Bode, Sven 2010: Auswirkung einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf die Preise und die Wettbewerbsstruktur im deutschen Strommarkt. Studie im Auftrag der 8KU, http://www.8ku.de/fileadmin/media/8KU_Office/Kurzstudie_Uni_Leipzig.pdf (08.06.2011).
- Brunner, Steffen; Flachland, Christian; Marschinski, Robert 2011: Credible commitment in carbon policy, in: Climate Policy, forthcoming.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) 2010: Monitoringbericht 2010, Bonn.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) 2011: Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit. Bericht der Bundesnetzagentur an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie vom 11. April 2011, Bonn.
- CDU 2011: Den Umstieg beschleunigen - Wegmarken in das Zeitalter der erneuerbaren Energien, <http://www.cdu.de/doc/pdfc/110509-Beschluss-Bundesvorstand-Den-Umstieg-beschleunigen.pdf> (01.06.2011).
- Clifford Chance 2007: Climate Change: A Business Response to a Global Issue, London.
- CSU 2011: Energiekonzept der CSU: Moderne Energie für ein modernes Land, http://www.csu.de/dateien/partei/beschluesse/110521_energiepapier_beschlussgrundlage.pdf (01.06.2011).
- Deutsche Energieagentur (DENA) 2005: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Projekte/ESD/netzstudie1/dena-Netzstudie_1.pdf (05.06.2011).

- Deutsche Energieagentur (DENA) 2010: dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025, http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien_Umfragen/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF (05.06.2011).
- Deutsche Energieagentur (DENA) 2011: Oberste Priorität für Ausbau der Stromnetze. Gemeinsame Pressemitteilung DENA und Consentec, <http://www.dena.de/themen/thema-esd/pressemitteilungen/pressemeldung/oberste-prioritaet-fuer-ausbau-der-stromnetze/>.
- Deutscher Bundestag 2011: Bericht des Ausschusses für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung (18. Ausschuss) gemäß §56a der Geschäftsordnung, TA-Projekt: Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften – am Beispiel eines großräumigen und langandauernden Ausfalls der Stromversorgung, Drucksache 17/5672, Berlin.
- Edenhofer, Ottmar 2011a: Es geht um die Zukunft der repräsentativen Demokratie, Frankfurter Allgemeine Zeitung, 28.4.2011, S. 12.
- Edenhofer, Ottmar 2011b: Zielkonflikte benennen, Süddeutsche Zeitung, 1.2.2011, S. 16.
- EEA 2008: Greenhouse Gas Data Viewer, European Environment Agency, <http://dataservice.eea.europa.eu/PivotApp/pivot.aspx?pivotid=475> (8.6.2011).
- Ellerman, A. Denny; Convery, Frank J.; Perthuis, Christian de 2010: Pricing Carbon, The European Union Emissions Trading Scheme, New York.
- E & M 2011: Verbände plädieren für KWK, Energie & Management – Zeitung für den Energiemarkt, 11/2011, S.3.
- Enervis 2011: Atomausstieg bis zum Jahr 2020: Auswirkungen auf Investitionen und Wettbewerb in der Stromerzeugung, Kurzgutachten für VKU, Berlin, http://www.vku.de/fileadmin/get/?16247/pub_110509_kurzgutachten_enervis.pdf (08.06.2011).
- Enervis 2010: Effekte einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf Wettbewerb und Klimaschutz, Berlin, http://www.beckerbuettnerheld.de/images/News/kurzfassung_gemeinschaftsgutachten_zu_den_wettbewerbs-und_klimaschutzeffekten_einer_laufzeitverlaengerung.pdf.
- Ethik-Kommission Sichere Energieversorgung 2011: Deutschlands Energiewende - ein Gemeinschaftswerk für die Zukunft, Berlin, http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2011/05/2011-05-30-abschlussbericht-ethikkommission.property=publicationFile.pdf (01.06.2011).
- EU-Kommission 2005: Mitteilung der Kommission, Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen, SEK(2005) 1571, Brüssel, http://europa.eu/legislation_summaries/energy/renewable_energy/l24452_de.htm (20.05.2011).
- EU 2007: 2020 Climate and Energy Package Limiting Global Climate Change to 2 degrees Celsius - The way ahead for 2020 and beyond, http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/en/com/2007/com2007_0002en01.pdf.
- EU 2010: Energieinfrastrukturprioritäten bis 2020 und danach - ein Konzept für ein integriertes europäisches Energienetz, Brüssel, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:0677:FIN:DE:PDF> (08.06.2011).
- EWI 2010: European RES-E Policy Analysis. A model-based analysis of RES-E deployment and its impact on the conventional power market, Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI), http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user/Veroeff/2010_RES-E_Policy_Analysis_part1.pdf.
- Fischer, Carolyn; Newell, Richard G. 2008: Environmental and technology policies for climate mitigation, Journal of Environmental Economics and Management 55(2), S. 142-162.

- Flachsland, Christian; Marschinski, Robert; Edenhofer, Ottmar 2009a: Global Trading versus Linking. Architectures for International Emissions Trading, in Energy Policy 37 (5), S. 1637-1647.
- Flachsland, Christian; Marschinski, Robert; Edenhofer, Ottmar 2009b: To link or not to link: Benefits and disadvantages of linking cap-and-trade systems, Climate Policy 9 (4), S. 358-372.
- Flachsland, Christian; Brunner, Steffen; Edenhofer, Ottmar; Creutzig, Felix 2011: Climate policies for road transport revisited (II): Closing the policy gap with cap-and-trade, Energy Policy 39(4), S. 2100-2110.
- Groscurth, Helmuth-M. 2010: Diskussionspapier Kraft-Wärme-Kopplung, Mainstreaming von Klimarisiken und -chancen im Finanzsektor. Untersuchung im Auftrag von Germanwatch. Arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, Hamburg, http://www.arrhenius.de/uploads/media/2010-04-27_arrhenius_KWK_Final.pdf, (15.07.2010).
- Die Grünen 2011: Fahrplan Atomausstieg, http://www.gruene-bundestag.de/cms/beschluesse/dokbin/375/375517.fahrplan_atomausstieg.pdf (01.06.2011).
- Harthan, Ralph O.; Böttger, Diana; Bruckner, Thomas 2011: Integrated consideration of power plant investment and power plant operation Effects of lifetime extension of nuclear power plants against the background of an increased penetration of renewable energy, ENERDAY 6th Conference on Energy Economics and Technology, http://www.tu-dresden.de/wwwbleeg/events/enerday/2011/Harthan_Boettger_Paper.pdf
- Hennen, Leonhard; Petermann, Thomas; Scherz, Constanze 2004: Partizipative Verfahren der Technikfolgen-Abschätzung und parlamentarische Politikberatung. Neue Formen der Kommunikation zwischen Wissenschaft, Politik und Öffentlichkeit, TAB-Arbeitsbericht Nr. 096, Berlin.
- Hirschhausen, Christian von 2011: Gefährliches Informationsmonopol, Zeit Online, 26.05.2011, <http://www.zeit.de/2011/22/Stromnetz-ohne-Kernkraft> (05.06.2011).
- IEK-STE 2011: Transformation des Stromerzeugungssystems mit forciertem Ausstieg aus der Kernenergie- Ein Beitrag zur Diskussion nachhaltiger Energiesysteme nach dem Reaktorunfall in Fukushima, Forschungszentrum Jülich Institute of Energy Research - Systems Analysis and Technology Evaluation (IEK-STE) D-52425 Jülich, <http://www2.fz-juelich.de/ief/ief-ste/datapool/page/328/IEK-STE-Position-10%20Mai.pdf> (15.06.2011).
- International Energy Agency (IEA) 2007: World Energy Outlook, Paris.
- International Energy Agency (IEA) 2010: World Energy Outlook, Paris.
- IG Metall 2011: IG Metall Position zur Atomkraft und zur Energiepolitik, http://www.igmetall.de/cps/rde/xbc/SID-0A456501-88381797/internet/docs_ig_metall_xcms_172105_2.pdf (01.06.2011).
- IPCC 2011: Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation (SRREN), Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Jørgensen, Ulrik 2005: Energy sector in transition-technologies and regulatory policies in flux, in: Technological Forecasting and Social Change 72(6), S. 719-731.
- Kalkuhl, Matthias; Edenhofer, Ottmar; Lessmann, Kai 2011: Learning or Lock-in: Optimal Technology Policies to Support Mitigation, CESifo Working Papers, Nr. 3422: Category 10, Energy and Climate Economics.
- Kambeck, Rainer; Schmidt, Christoph; Siemers, Lars 2010: Verteilungseffekte steigender Energiepreise - Eine Mikrodatenanalyse für Deutschland (eine Studie im Auftrag der Friedrich-Ebert-Stiftung, vorläufiger Bericht).

- Klobasa, Marian 2007: Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Abhandlung zur Erlangung des Titels Doktor der Wissenschaften der ETH Zürich, Zürich, <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-68615.html> (07.06.2010).
- Kondziella, Hendrik; Müller, Björn; Bruckner, Thomas 2011: Preisdeterminanten des Stromgroßhandels in Frankreich. Eine modellgestützte Analyse, Zeitschrift für Energiewirtschaft, <http://dx.doi.org/10.1007/s12398-011-0052-2> (22.06.2011).
- Kunz, Friedrich; Hirschhausen, Christian von; Möst, Dominik; Weigt, Hannes 2011: Nachfragesicherung und Lastflüsse nach dem Abschalten von Kernkraftwerken, in Deutschland - Sind Engpässe zu befürchten?, Electricity Markets Working Papers WP-EM-44, http://wiim.wiwi.tu-dresden.de/die_tu_dresden/fakultaeten/fakultaet_wirtschaftswissenschaften/bwl/ee2/lehrstuhlseten/ordner_programmes/ordner_ge/wp_em_44_Kunz_et%20al_Kernkraftwerksausstieg.pdf (05.06.2011).
- Die Linke 2011: Sieben Schritte zum unverzüglichen und unumkehrbaren Atomausstieg, <http://www.linksfraktion.de/positionspapiere/sieben-schritte-unverzueglichen-unumkehrbaren-atomausstieg/> (08.06.2011).
- McKinsey&Company 2009: Pathways to a Low-Carbon Economy Version 2 of the Global Greenhouse Gas Abatement Cost Curve, http://www.mckinsey.com/en/Client_Service/Sustainability/Latest_thinking/~/_media/McKinsey/dotcom/client_service/Sustainability/cost%20curve%20PDFs/ImpactFinancialCrisisCarbonEconomicsGHGcostcurveV21.ashx.
- Nissen, Joachim 2011: Energienetze 2020 - Was kostet die (smarte) Welt? Präsentation beim Forum Netzintegration am 03.05.2011, http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/Nissen_03052011.pdf (05.06.2011).
- NGOs (WWF, Greenpeace, Germanwatch, Brot für die Welt, Oxfam) 2011: Für ein energiepolitisches Zukunftspaket, das menschengemachte Katastrophen heute und in der Zukunft ausschließt, <http://www.germanwatch.org/klima/6eck.pdf> (01.06.2011).
- Öko-Institut / Prognos 2009: Modell Deutschland: Klimaschutz bis 2050. Vom Ziel her denken, Studie für den WWF, http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/pdf_neu/WWF_Modell_Deutschland_Endbericht.pdf.
- Öko-Institut 2011: Schneller Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland. Kurzfristige Ersatzoptionen, Strom- und CO₂-Preiseffekte, <http://www.oeko.de/oekodoc/1121/2011-008-de.pdf> (08.06.2011).
- Pahle, Michael 2010: Germany's dash for coal: Exploring drivers and factors, Energy Policy 38(7), S. 3431-3442.
- Peters, Glen P.; Minx, Jan C.; Weber, Christopher L.; Edenhofer, Ottmar 2011: Growth in emission transfers via international trade from 1990 to 2008, PNAS, forthcoming, www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.1006388108.
- Prognos / EWI / GWS 2010: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energieszenarien_2010.pdf (08.06.2011).
- r2b energy consulting 2011: Energieökonomische Analyse eines Ausstiegs aus der Kernenergie in Deutschland bis zum Jahr 2017, Foliensatz, <http://www.vku.de/service-navigation/presse/pressemitteilungen/liste-pressemitteilung/pressemitteilung-3411.html> (08.06.2011).
- Ragwitz, Mario; Held, Anne; Resch, Gustav; Faber, Thomas; Haas, Reinhard; Huber, Claus; Morthorst, Poul Erik; Jensen, Stine Grenaa; Coenraads, Rogier; Voogt, Monique; Reece, Gemma; Konstantinaviciute, Inga; Heyder, Bernhard 2007: OPTRES Assessment and optimisation of

- renewable support schemes in the European electricity market, Karlsruhe, http://ec.europa.eu/energy/renewables/studies/doc/renewables/2007_02_optres.pdf (20.05.2011).
- Reich, Jens; Benesch, Wolfgang 2007: Steinkohlekraftwerke: Konzepte und Faktoren der Standortwahl. VGB PowerTech 9/2007.
- Resch, Gustav; Ragwitz, Mario 2010: Quo(ta) vadis, Europe? A comparative assessment of two recent studies on the future development of renewable electricity support in Europe, http://www.resaping-res-policy.eu/downloads/Quo%28ta%29-vadis-Europe_RE-Shaping-report.pdf.
- SPD 2011a: Entwurf eines Gesetzes für eine beschleunigte Stilllegung von Atomkraftwerken, <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/17/051/1705179.pdf> (08.06.2011).
- SPD 2011b: Neue Energie: Die Energiewende in Deutschland: bürgernah, wirtschaftlich erfolgreich, sozial gerecht und ökologisch verantwortlich, http://www.spd.de/scalableImageBlob/12118/data/20110516_konzeptentwurf_neue_energie-data.pdf (01.06.2011).
- SRU 2010: Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung, http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2011_Sondergutachten_100Prozent_Erneuerbare.pdf?blob=publicationFile (08.06.2011).
- Theofilidi, Myrto 2008: Development of a mixed-integer optimization model for unit commitment and its application to the German electricity market. Master thesis, Technische Universität Berlin.
- Toke, David 2007: Renewable financial support systems and cost-effectiveness, Journal of Cleaner Production, 15(3), S. 280-287.
- Townshend, Terry; Fankhauser, Sam; Matthews, Adam; Feger, Clément; Liu, Jin; Narciso, Thais 2011: GLOBE Climate Legislation Study, <http://www.globeinternational.info/wp-content/uploads/2011/04/GLOBE-CLIMATE-LEGISLATION-STUDY.pdf>.
- UNFCCC 2010: The Cancun Agreements: Outcome of the work of the Ad Hoc Working Group on Long-term Cooperative Action under the Convention, Cancún, <http://unfccc.int/resource/docs/2010/cop16/eng/07a01.pdf#page=2>.
- VKU 2011: Position zur Fortentwicklung des Energiekonzepts der Bundesregierung, http://www.vku.de/fileadmin/get/?16008/110407_VKU-Positionspapier_zur_Fortentwicklung_des_EnKon_01.pdf (01.06.2011).
- WBGU 2011: Welt im Wandel - Gesellschaftsvertrag für eine Große Transformation, http://www.wbgu.de/fileadmin/templates/dateien/veroeffentlichungen/hauptgutachten/jg2011/wbgu_jg2011_ZfE.pdf.
- World Bank 2010: World Development Report 2010, Development and Climate Change, Washington, D.C.
- World Bank 2011: State and Trends of the Carbon Market 2011, Washington D.C.
- ZNES 2011: Atomausstieg 2015 und regionale Versorgungssicherheit, Zentrum für nachhaltige Energiesysteme (ZNES) der Universität Flensburg http://www.duh.de/uploads/tx_duhdownloads/Kurzgutachten_Atomausstieg_2015_Uni_Flensburg.pdf (08.06.2011).
- 50Hertz 2011: Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf das elektrische System im Jahr 2011/2012 und Empfehlungen der Übertragungsnetzbetreiber zur Aufrechterhaltung eines sicheren Netzbetriebs, Erklärung der Netzbetreiber, http://www.amprion.net/sites/default/files/pdf/20110518_Erkla%20rung%20Moratorium%20%282%29.pdf (08.06.2011).

Autoren

Dr. Brigitte Knopf

leitet die Arbeitsgruppe *Klimaschutzszenarien* am Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) und arbeitet zum Schwerpunkt Europa und Deutschland.

Hendrik Kondziella

ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement der Universität Leipzig mit dem Schwerpunkt Strommarktmodellierung.

Michael Pahle

ist Projektmitarbeiter am Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung mit dem Schwerpunkt Investitionen im Strommarkt.

Mario Götz

ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement der Universität Leipzig mit dem Schwerpunkt Strommarktmodellierung.

Prof. Thomas Bruckner

ist Inhaber der Vattenfall Europe Professur für Energiemanagement und Nachhaltigkeit an der Wirtschaftswissenschaftlichen Fakultät der Universität Leipzig und geschäftsführender Direktor des Instituts für Infrastruktur und Ressourcenmanagement (IIRM) der Universität Leipzig.

Prof. Dr. Ottmar Edenhofer

ist stellvertretender Direktor des Potsdam-Instituts für Klimafolgenforschung, Co-Vorsitzender der Arbeitsgruppe III im Weltklimarat IPCC und Professor für die Ökonomie des Klimawandels an der TU Berlin.

Danksagung

Wir danken Wolfgang Neldner von NelderConsult für die konstruktive Beratung beim Kapitel 4.2. zum Netzausbau. Fabian Joas danken wir für die Ausarbeitung von Kapitel 5 zur europäischen Integration.

Eva Schmid und Christian Flachslund danken wir für viele wertvolle Hinweise und Dorothe Illsens für die administrative Abwicklung des Projektes