

---

# Stromexport und Klimaschutz in der Energiewende

---

Analyse der Wechselwirkungen von Stromhandel und Emissionsentwicklung im fortgeschrittenen europäischen Strommarkt

---

**HINTERGRUND**

---

**Agora**  
Energiewende



---

# Stromexport und Klimaschutz in der Energiewende

---

## IMPRESSUM

---

### HINTERGRUND

Stromexport und Klimaschutz in der Energiewende

Analyse der Wechselwirkungen von Stromhandel und Emissionsentwicklung im fortgeschrittenen europäischen Strommarkt

### DURCHFÜHRUNG DER ANALYSE

Agora Energiewende  
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

Philipp Litz

Dr. Gerd Rosenkranz

Kontakt:

[philipp.litz@agora-energiewende.de](mailto:philipp.litz@agora-energiewende.de)

[gerd.rosenkranz@agora-energiewende.de](mailto:gerd.rosenkranz@agora-energiewende.de)

Redaktion und Satz:

Mara Marthe Kleiner

Titelbild: © DenisSmagilov - Fotolia.com

**073/05-H-2015/DE**

Veröffentlichung: Juni 2015

Bitte zitieren als:

Agora Energiewende (2015): *Stromexport und Klimaschutz in der Energiewende. Analyse der Wechselwirkungen von Stromhandel und Emissionsentwicklung im fortgeschrittenen europäischen Strommarkt.*

[www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

---

---

# Vorwort

---

Liebe Leserin, lieber Leser,

Europa wächst zusammen, auch elektrisch. Immer mehr Übertragungskapazitäten zwischen den Mitgliedstaaten sorgen für regen Stromaustausch. Das macht die Stromversorgung in der EU insgesamt effektiver und erleichtert den Lastausgleich in einem Stromsystem, das immer mehr geprägt ist von fluktuierenden Stromquellen.

Deutschland hat sich dabei in den letzten Jahren zu einem Nettoexporteur entwickelt. Die Stromexportüberschüsse erreichten im Jahr 2014 erneut einen Rekordwert in Höhe von 36 Terawattstunden. Das bedeutet, dass inzwischen etwa sechs Prozent des in Deutschland produzierten Stroms in den europäischen Nachbarländern verbraucht werden.

Die hohen Stromexporte machen sich in der nationalen Klimaschutzbilanz bemerkbar, denn die Emissionen werden dort bilanziert, wo sie entstehen. Ergreift die Bundesregierung keine weiteren Gegenmaßnahmen, wird Deutschland sein Klimaziel, die Emissionen um 40 Prozent bis 2020 gegenüber 1990 zu reduzieren, deshalb deutlich verfehlen.

Warum aber exportiert Deutschland immer mehr Strom? Welche Rolle spielen der EU-Binnenmarkt und die niedrigen europäischen CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreise, und wie wirkt sich die anstehende Reform des europäischen Emissionshandels aus? Welche Konsequenzen haben wachsende Stromexporte für die nationalen Klimaziele? Welche Entwicklungen sind für die Zukunft zu erwarten?

Diese und andere Fragen im Zusammenhang mit dem zusammenwachsenden europäischen Strommarkt adressiert dieses Hintergrundpapier.

Wir wünschen eine anregende Lektüre!

Ihr  
Patrick Graichen, Direktor Agora Energiewende

## Die Schlussfolgerungen auf einen Blick

1.

**Im europäischen Strommarkt bestimmt zunehmend der internationale und nicht länger der nationale Wettbewerb den Strommix.** Im Rahmen der Strommarktintegration setzen sich europaweit die Kraftwerke durch, die die geringsten variablen Erzeugungskosten aufweisen. Das sind nach den Erneuerbaren Energien die Kernenergie und – aufgrund des niedrigen CO<sub>2</sub>-Preises – die Braun- und Steinkohle. Das vergleichsweise teure Erdgas kommt immer seltener zum Zug.

2.

**Deutschland exportiert so viel Strom ins Ausland wie noch nie, insbesondere aus Kohlekraftwerken.** Die Exportüberschüsse sind Ergebnis der hohen Auslastung deutscher Kohlekraftwerke, die aufgrund aktuell niedriger Kohle- und CO<sub>2</sub>-Preise Gaskraftwerke aus dem Markt drängen – im Inland, aber immer stärker auch im Ausland. Die deutschen Kohle-Stromexporte belasten auch die europäische Klimabilanz, da sie europaweit die emissionsärmere Erzeugung aus Erdgas verdrängen.

3.

**Die steigenden Stromexporte tragen dazu bei, dass Deutschland sein Klimaschutzziel für 2020 deutlich zu verfehlen droht.** Alle aktuellen Projektionen laufen darauf hinaus, dass Deutschlands Exportüberschuss ohne zusätzliche nationale Klimaschutzmaßnahmen mittelfristig weiter ansteigt. Ohne ein politisches Gegensteuern würde Deutschland deshalb voraussichtlich auch seine mittelfristigen Klimaschutzziele jenseits des Minus-40-Prozent-Ziels für 2020 nicht einhalten können.

4.

**Die geplante Reform des EU-Emissionshandels kommt für 2020 zu spät.** Die EU-Mitgliedsländer haben sich auf die Einführung einer Marktstabilitätsreserve ab 2019 geeinigt. Für das deutsche Klimaschutzziel für 2020 kommt das zu spät, da bis dahin kein relevanter Anstieg der CO<sub>2</sub>-Preise zu erwarten ist. Ein nationales Klimaschutzinstrument zur Flankierung des EU-Emissionshandels ist notwendig, wenn das Klimaschutzziel für 2020 erreicht werden soll.



---

# Inhalt

---

---

	Einleitung	4
1	Funktionsweise des europäischen Strommarktes	7
1.1	Nationale Strommärkte	7
1.2	Europäische Strommarktintegration	8
1.3	Kommerzielle und physikalische Lastflüsse	11
2	Die Rolle Deutschlands im europäischen Strommarkt	13
2.1	Konventioneller Residualbedarf	13
2.2	Konventionelle Residualerzeugung	14
2.3	Fazit: Zunehmende Bedeutung des Stromexports	19
2.4	Beispiel: Deutschland-Niederlande	20
3	Entwicklungstrends des deutschen Stromsektors	23
3.1	Konventioneller Residualbedarf	23
3.2	Konventionelle Residualerzeugung	24
3.3	Fazit: Weiter steigende Stromexportüberschüsse und dauerhafte Verfehlung eines sektoralen Klimaschutzziels	27
4	Wechselwirkungen mit dem europäischen Emissionshandel	31
5	Schlussfolgerungen	35

---



# Einleitung

Der Stromaustausch zwischen den EU-Mitgliedstaaten nimmt vor dem Hintergrund der europäischen Strommarktintegration und des sukzessiven Ausbaus der Grenzkupelstellen ständig zu. Dabei etabliert sich Deutschland nicht nur wegen seiner geographischen Lage als Drehscheibe für den europäischen Stromhandel, sondern seit Beginn der 2000er Jahre auch zunehmend als Nettostromexporteur. Die deutschen Exportüberschüsse steigen stetig, wobei dieser Trend nur einmal – im Jahr 2012 – unterbrochen wurde, nachdem die damalige Bundesregierung als Reaktion auf die Reaktorkatastrophe von Fukushima acht Kernkraftwerke stillgelegt hatte. Bereits 2013 und 2014 erreichte der Exportsaldo mit 34 bzw. 36 Terawattstunden erneut Rekordwerte. Derzeit werden rund sechs Prozent des deutschen Stroms für die Stromversorgung im Ausland erzeugt.

Die Integration der Strommärkte der Europäischen Union birgt grundsätzlich eine Reihe von Vorteilen, auch jenseits des übergreifenden Integrationsziels der Gemeinschaft. Die Integration der Strommärkte kann positive Wohlfahrtseffekte auslösen, weil die verfügbaren Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten unter den gegebenen Rahmenbedingungen (grenz-)kostenoptimal genutzt werden und Strom unabhängig von Ländergrenzen immer gerade dort erzeugt wird, wo es jeweils am kostengünstigsten ist.<sup>1</sup> Auch Versorgungssicherheit lässt sich in einem EU-weiten Marktgebiet deutlich günstiger sicherstellen, als dies in isolierten nationalen Strommärkten möglich ist.<sup>2</sup> Darüber

hinaus stellt der Stromaustausch in einem zunehmend von fluktuierenden Erneuerbaren Energien geprägten Stromsystem eine wichtige und vergleichsweise kostengünstige Flexibilitätsoption dar.<sup>3</sup>

Allerdings vollzieht sich die europäische Strommarktintegration nicht im luftleeren Raum, sondern vor dem Hintergrund gemeinsamer und differenzierter Klimaschutzziele in der EU und ihren Mitgliedstaaten und vor dem Hintergrund unterschiedlicher Energiepolitiken, insbesondere auch der Energiewende in Deutschland.

So droht Deutschland sein nationales Klimaschutzziel, die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2020 um 40 Prozent gegenüber 1990 zu reduzieren, auf Basis allein der bereits beschlossenen Klimaschutzmaßnahmen deutlich zu verfehlen. Der aktuelle Projektionsbericht der Bundesregierung geht davon aus, dass mit den bis Sommer 2014 beschlossenen Maßnahmen lediglich eine Minderung um etwa 33 Prozent erreicht werden wird. Der Stromsektor würde dabei mit einer prognostizierten Emissionsminderung von rund 31 Prozent auf insgesamt 312 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahr 2020 sogar nur unterdurchschnittlich zur Zielerreichung beitragen. Damit läge der Stromsektor etwa 39 Mio. t CO<sub>2</sub> über einem sektoralen 40-Prozent-Ziel, das bis 2020 eine Minderung auf etwa 273 Mio. t CO<sub>2</sub> erfordern würde.<sup>4</sup>

Das ist insofern bemerkenswert, als sich in einer Betrachtung nur des deutschen Stromsystems mit dem zügigen Ausbau der Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung

---

Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung.

1 Hierbei ist zu beachten, dass sich der Begriff der positiven Wohlfahrtseffekte auf eine Optimierung nach kurzfristigen Grenzkosten bezieht, d.h. die gesamte Stromerzeugung erfolgt zu möglichst geringen Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten. Ob es durch eine zunehmende Strommarktintegration jedoch auch unter einer Vollkostenbetrachtung zu positiven Wohlfahrtseffekten kommt, hängt von der Frage ab, ob und wie externe Kosten – insbesondere die Folgekosten des Klimawandels im Rahmen des Emissionshandels – angemessen in die Betrachtung einbezogen werden.

2 Pentalateral Energy Forum Support Group 2 (2015): Generation Adequacy Assessment; Consentec/r2b (2015):

3 Fraunhofer IWES (2015): The European power system in 2030: Flexibility challenges and integration benefits. An analysis with a focus on the Pentalateral Energy Forum region (im Erscheinen).

4 BMUB (2015): Projektionsbericht 2015 gemäß Verordnung 525/2013/EU.

(Anteil 2014: 27,8 Prozent am Bruttostromverbrauch)<sup>5</sup> sowie angesichts eines insgesamt sinkenden Stromverbrauchs der inländische Bedarf nach Strom aus Kern-, Kohle- und Gaskraftwerken in den vergangenen Jahren erheblich reduziert hat und sich diese Entwicklung in den nächsten Jahren voraussichtlich weiter fortsetzen wird.

Die konventionelle Stromerzeugung ist jedoch nicht in dem Maße gesunken wie die inländische Nachfrage nach Residualerzeugung.<sup>6</sup> Ein wichtiger Grund dafür ist die Tatsache, dass in einem entwickelten europäischen Strommarkt die Frage, wieviel Strom innerhalb eines Landes erzeugt wird, nicht länger nur abhängig ist vom inländischen Bedarf. Die tatsächliche inländische Erzeugung richtet sich vielmehr zunehmend nach dem Bedarf des gesamten europäischen Marktgebietes. Die Integration der bisher nationalen Strommärkte bedeutet außerdem, dass die bestehenden Erzeugungseinheiten mehr und mehr auch länderübergreifend in direkter Konkurrenz zueinander stehen.

Eine zentrale Rolle kommt dabei dem europäischen Emissionshandel zu, der innerhalb des Marktgebietes durch die einheitliche Bepreisung von CO<sub>2</sub>-Emissionen eine Lenkungswirkung hin zu immer weniger emissionsintensiver Stromerzeugung entfalten soll. Aufgrund der aktuell niedrigen CO<sub>2</sub>-Preise von gerade einmal 7 EUR/ t CO<sub>2</sub> ist das gemeinsame Klimaschutzinstrument der EU jedoch derzeit kaum funktionstüchtig. Denn durch die anhaltend niedrigen CO<sub>2</sub>-Zertifikate-Preise ergeben sich deutliche Wettbewerbsvorteile für CO<sub>2</sub>-intensive Kohlekraftwerke gegenüber emissionsarmen Gaskraftwerken, so dass Kohle zunehmend Gas aus dem Markt drängt.

Eine solche Entwicklung wirkt sich erstens auf die nationalen Strom- und CO<sub>2</sub>-Bilanzen aus. Da Deutschland im Vergleich zu den meisten seiner Nachbarländer über einen

deutlich höheren Anteil an Braun- und Steinkohlekraftwerken verfügt, drängen deutsche Kohlekraftwerke europaweit Gaskraftwerke aus dem Markt. Damit kommt es zu einer dauerhaften Konzentration emissionsintensiver Stromerzeugung und auch von CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland und einem wachsenden Stromexport aus Deutschland in die Nachbarländer. Diese Verschiebungen haben damit zweitens auch Auswirkungen auf die europäische CO<sub>2</sub>-Bilanz, die sich durch die Verlagerung der Stromerzeugung verschlechtert.

Um die Funktionstüchtigkeit des europäischen Klimaschutzinstruments wieder herzustellen, haben die Mitgliedstaaten der Europäischen Union deshalb vereinbart, den Emissionshandel ab 2019 mit der Einführung einer so genannten Marktstabilitätsreserve zu reformieren.

Die vorliegende Analyse setzt sich vertieft mit der Entstehung der deutschen Stromexportüberschüsse und ihren Rückwirkungen auf die nationalen Klimaschutzziele auseinander. Ziel ist es, die strukturellen Treiber dieser Entwicklung sowie die bereits beschriebenen Wechselwirkungen mit den europäischen Nachbarstaaten und dem europäischen Emissionshandel genauer zu untersuchen. Hierzu werden im Folgenden:

- die grundsätzliche Funktionslogik des europäischen Strommarktes sowie die Entstehung und Wirkungsweise des Stromaußenhandels dargestellt,
- die Rolle des deutschen Strommarktes und insbesondere seiner erneuerbaren wie konventionellen Erzeugungseinheiten im europäischen Strommarkt erläutert,
- die zukünftige Entwicklung der deutschen Stromexportüberschüsse sowie der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf Basis einer Metaanalyse einschlägiger Referenzszenarien abgeschätzt und
- die Wechselwirkungen mit dem europäischen Emissionshandel sowie die Auswirkungen der geplanten Reform des Emissionshandels auf die deutschen Klimaschutzziele bis 2020 und darüber hinaus beurteilt.

5 AG Energiebilanzen (2015): Bruttostromerzeugung nach Energieträgern.

6 Als Residualerzeugung wird der Anteil der Stromerzeugung bezeichnet, der innerhalb eines Stromsystems nach Abzug der Erneuerbaren Energien noch durch konventionelle Energieträger zu erbringen ist, damit die Nachfrage gedeckt ist.

# 1. Funktionsweise des europäischen Strommarktes

## 1.1 Nationale Strommärkte

Nach der Liberalisierung im Jahr 1998 führten die meisten europäischen Länder eigene Strombörsen ein<sup>7</sup>, die in der Regel im Zentrum des nationalen Stromhandels stehen.

Zentrale Funktion einer Strombörse ist es, als transparenter Handelsplatz Stromangebot und -nachfrage zu jeder Zeit in Einklang zu bringen. Weiterhin dient eine Strombörse auch dazu, die Erzeugungsleistung für die Verbraucher möglichst (grenz-) kostenoptimal einzusetzen und somit geringstmögliche Strompreise zu generieren.

Unter Wettbewerbsbedingungen bieten dazu alle Erzeuger eines Marktgebietes ihren Strom für einen bestimm-

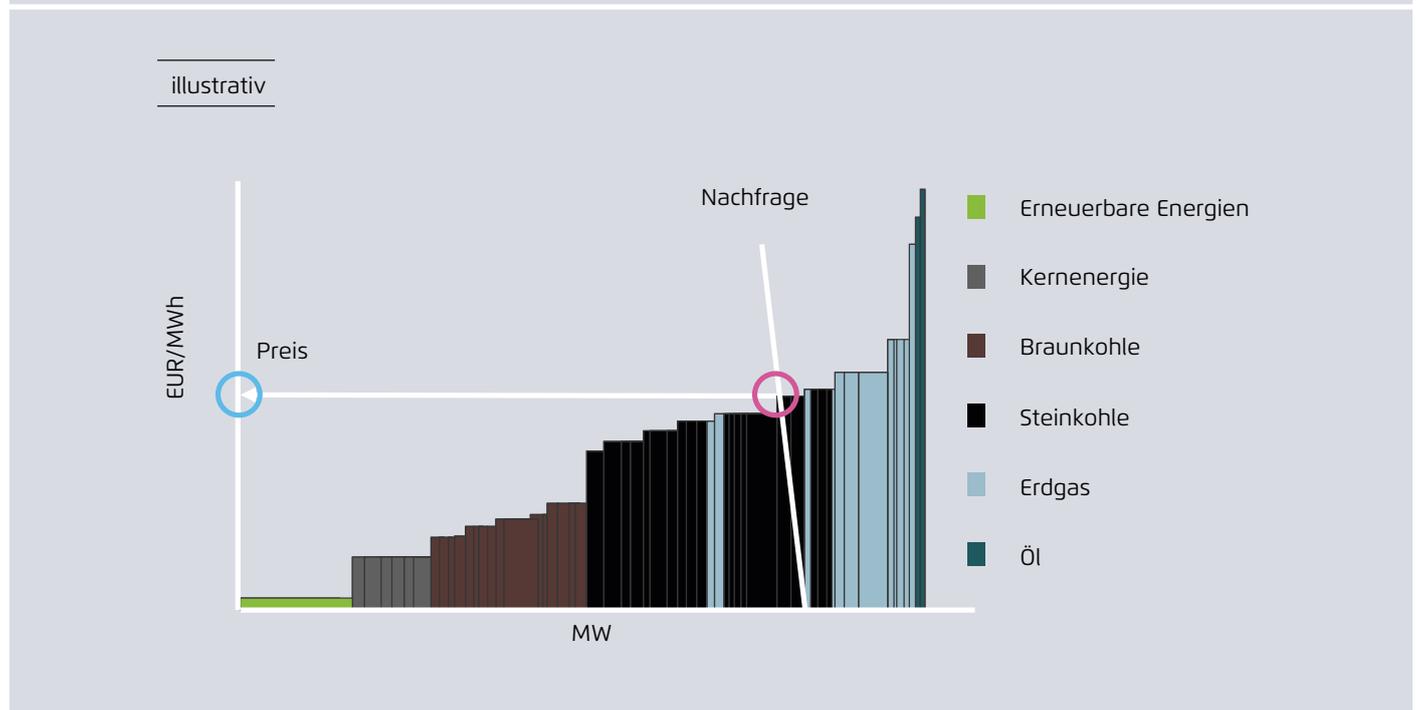
<sup>7</sup> Einige Strombörsen agieren inzwischen jedoch bereits über Ländergrenzen hinweg (z.B. EPEX-Spot).

ten Zeitraum – meist handelt es sich um Stundenprodukte – am Markt an.<sup>8</sup> Die Höhe dieser Gebote orientiert sich an

<sup>8</sup> Obwohl in der Regel nur ein Teil der gesamten Erzeugung eines Marktgebietes tatsächlich an den Strombörsen gehandelt wird und insbesondere viele Betreiber konventioneller Erzeugungsanlagen ihren Strom im Rahmen des over-the-counter-Handels (OTC-Handel) direkt vermarkten, ist zwischen Börsen- und OTC-Geschäften von einer hohen Preiskonvergenz auszugehen, da jederzeit die Möglichkeit zu Arbitragegeschäften besteht. Auch besteht an den Strombörsen die Möglichkeit, Strom langfristig mehrere Jahre im Voraus (Terminmarkt) oder kurzfristig (Spotmarkt) zu beschaffen. Ein Teil der Kapazität wird auch an Regulenergiemärkten angeboten oder im Rahmen von Wärmelieferverträgen zur Wärmeerzeugung vorgehalten. Diese Kapazitäten sind somit entsprechenden Flexibilitätsrestriktionen unterworfen. Um die grundsätzliche Funktionsweise eines Strommarktes zu erläutern, wird im Folgenden vereinfachend unterstellt, dass die gesamte Stromerzeugung am Day-Ahead Spotmarkt vermarktet wird.

Illustrative Darstellung der Merit-Order in Deutschland

Abbildung 1



Eigene Darstellung

den kurzfristigen Grenzkosten.<sup>9</sup> Aufgrund der spezifischen Eigenschaften der verschiedenen Erzeugungstechnologien sind hinsichtlich der Kostenstruktur zwei Arten von Erzeugungseinheiten zu unterscheiden:

- Die meisten **Erneuerbaren Energien** sind durch Grenzkosten von nahe null charakterisiert, da sie weder Brennstoff- noch CO<sub>2</sub>-Kosten aufweisen (z.B. Wind, Photovoltaik, Laufwasser).
- **Konventionelle Kraftwerke** haben Grenzkosten größer als Null, da bei ihnen Brennstoffkosten und im Fall fossiler Kraftwerke zusätzlich CO<sub>2</sub>-Kosten anfallen. In der Regel weisen die in der Erzeugung CO<sub>2</sub>-freien Kernkraftwerke deshalb unter den konventionellen Kraftwerken die geringsten kurzfristigen Grenzkosten auf. Bei den fossilen Kraftwerken haben bei niedrigen CO<sub>2</sub>-Zertifikatpreisen meist Braun- und anschließend Steinkohlekraftwerke die niedrigsten Grenzkosten.<sup>10</sup>

Aus den an den Börsen eingegangenen Angeboten wird eine Angebotskurve (Merit-Order) generiert und der jeweiligen Nachfrage gegenübergestellt (siehe Abbildung 1). Anschließend werden alle Angebote entlang dieser Merit-Order für die tatsächliche Erzeugung berücksichtigt, die zur Deckung der aktuellen Nachfrage benötigt wird. Das letzte Kraftwerk, das hierbei zur Nachfragedeckung zum Zuge kommt, ist für alle preissetzend, d.h. es bestimmt die Erlöse aller zur Lastdeckung eingesetzten Erzeugung (Markträumungspreis).

Eine solche Marktstruktur hat zur Folge, dass Erneuerbare Energien aufgrund ihrer Gebotsstruktur prioritär zur Nachfragedeckung herangezogen werden. Ob konventionelle Kraftwerke noch zur Deckung der Residuallast benötigt werden, hängt von der Gesamtnachfrage sowie der jeweiligen Erzeugung aus Erneuerbaren Energien ab.

9 Kurzfristige Grenzkosten beinhalten im Wesentlichen die Kosten für Brennstoffe, CO<sub>2</sub>-Zertifikate und variable Betriebskosten.

10 Bei der Betrachtung realisierter Gebotspreise sind neben den kurzfristigen Grenzkosten tatsächlich noch weitere Faktoren wie Festvergütung, direkte und indirekte Förderungen, An- und Abfahrkosten u.a. zu berücksichtigen, auf die hier jedoch nicht explizit eingegangen werden soll.

## 1.2 Europäische Strommarktintegration

Langfristiges Ziel der Integration der zuvor isolierten nationalen Strommärkte ist die Schaffung eines einheitlichen Strombinnenmarkts innerhalb der Europäischen Union. Die Marktkopplung stellt dabei einen Zwischenschritt dar, der durch eine engere Verknüpfung der nationalen Strommärkte zunächst auf eine steigende Preiskonvergenz zwischen den Märkten abzielt.

Im Zuge der weiteren Integration der europäischen Strommärkte wurde 2010 deshalb das so genannte CWE-market coupling (Central-Western Europe) eingeführt, das die nationalen Strommärkte von Deutschland/Österreich, Frankreich sowie der Benelux-Staaten stärker als bisher miteinander verknüpft.

Seit Anfang 2014 wurde die Integration des europäischen Strommarktes in einem weiteren Schritt um das so genannte NWE-market coupling (North-Western Europe) erweitert. Inzwischen umfasst das Gebiet der gekoppelten Strommärkte 19 Länder<sup>11</sup> und deckt rund 85 Prozent des europäischen Stromverbrauchs ab.

Der Prozess der Marktkopplung sieht dabei vor, dass die Erzeuger ihre Gebote weiterhin an den nationalen Strombörsen platzieren. Im Gegensatz zum bisherigen Verfahren wird aus allen Angeboten der gekoppelten Märkte jedoch nun eine gemeinsame Merit-Order-Kurve erstellt. Analog zu dieser Merit-Order-Kurve wird für die gekoppelten Märkte im Anschluss auch eine aggregierte Nachfragekurve generiert, die schließlich den Einsatz der Kraftwerke im gekoppelten Marktgebiet bestimmt (siehe Abbildung 2).

Damit unterscheiden sich gekoppelte Strommärkte in ihrem Aufbau und der Funktionsweise zunächst nicht von rein nationalen Strommärkten. Wesentliche Unterschiede ergeben sich dagegen hinsichtlich der nationalen Erzeugungs-

11 Belgien, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Großbritannien, Italien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Österreich, Portugal, Schweden, Schweiz, Slowenien, Spanien; vgl. EEX (2015): Market Coupling – A Major Step Towards Market Integration.

und Verbrauchsbilanzen: Während in einem nationalen Strommarkt die dort vorhandenen Erzeugungskapazitäten primär zur Deckung des inländischen Verbrauchs herangezogen werden und dem Stromaußenhandel eine eher untergeordnete Rolle zukommt, erfolgt die Merit-Order-Bildung in einem europäischen Strommarkt zunächst unabhängig vom Standort der Erzeugungsanlagen. Vielmehr stehen alle Erzeugungskapazitäten des europäischen Strommarktes miteinander im Wettbewerb um die Deckung der Gesamtnachfrage.

Die Stromerzeugung eines Landes wird somit vom inländischen Verbrauch strukturell entkoppelt und der Austausch von Strom über die Landesgrenzen hinweg elementarer Bestandteil des gemeinsamen Strommarktes. Dabei gilt: Je größer die Differenz zwischen inländischem Stromverbrauch und inländischer Erzeugung, desto größer ist auch der Stromaußenhandelsaldo eines Landes.

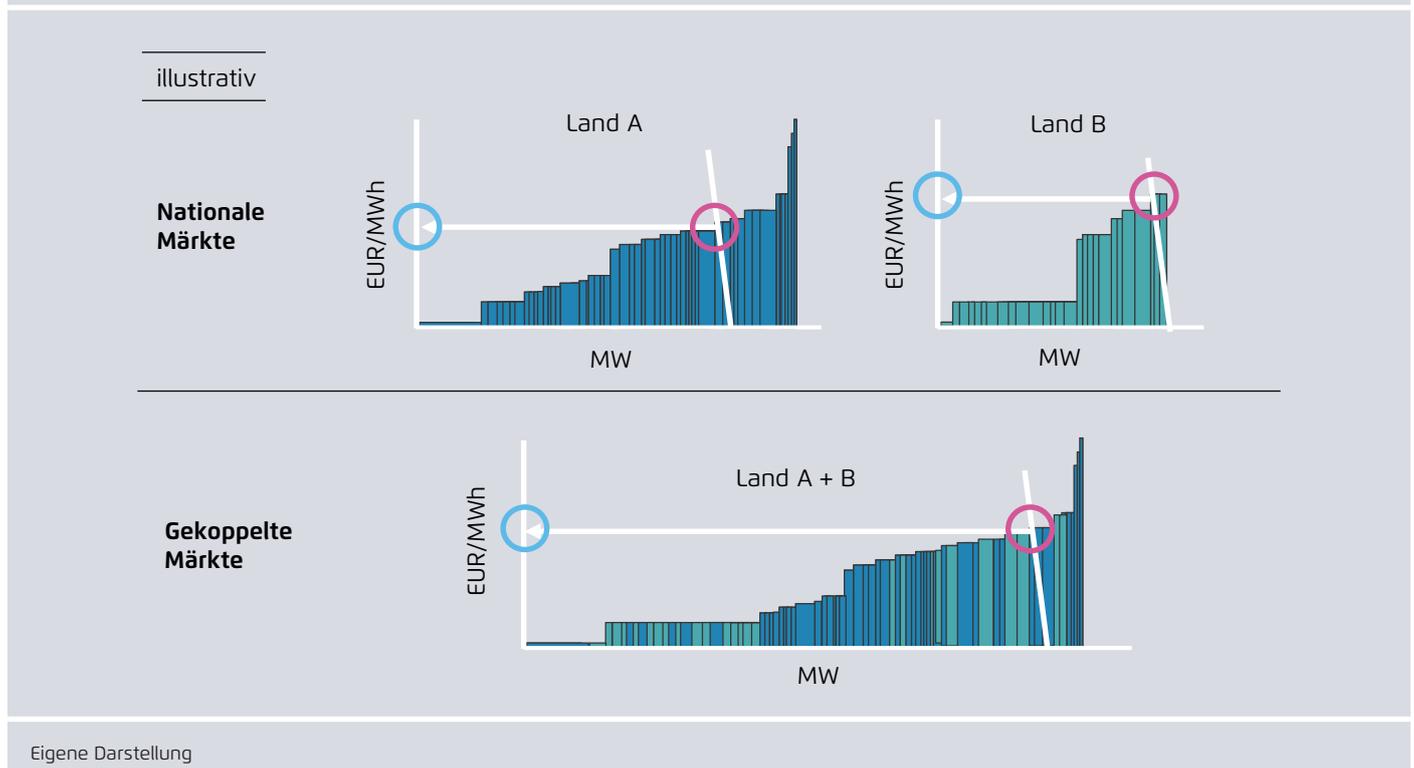
Innerhalb eines solchen Strommarktes kann die Frage, welche Erzeugungseinheit für den Inlandsbedarf und welche

für den Stromexport produziert, zunächst nicht mehr ohne weiteres beantwortet werden. Denn aufgrund der gemeinsamen Merit-Order innerhalb der gekoppelten Strommärkte findet eine solche Unterscheidung nicht mehr statt. In einem auf kurzfristigen Grenzkosten basierenden Strommarkt ist es jedoch plausibel, die Grenzkostenlogik auch auf die Deckung der Inlandsnachfrage anzuwenden. Somit würden insbesondere diejenigen inländischen Erzeugungseinheiten bilanziell zuerst zur inländischen Nachfragedeckung herangezogen, die am Anfang der Merit-Order stehen. Die erste Erzeugungseinheit, die bilanziell nicht mehr zur Deckung des Inlandsbedarfs benötigt wird und aufgrund des Marktergebnisses dennoch Strom im Inland erzeugt, ist dann in dieser Logik die erste Strom exportierende Erzeugungseinheit.

Für den europäischen Strommarkt kann diese Aussage auf Basis der bestehenden Erzeugungsstruktur sogar noch weiter konkretisiert werden: Da die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien die inländische Nachfrage in den meisten Mitgliedsländern bisher nur in seltenen Ausnahmesituati-

Illustrative Darstellung der Merit-Order in nationalen und gekoppelten Märkten im Vergleich

Abbildung 2



onen übertrifft,<sup>12</sup> sind aktuell in nahezu allen europäischen Ländern immer auch konventionelle Kraftwerke mit höheren Grenzkosten zur Deckung der Residuallast notwendig. In diesen Stunden sind die Erneuerbaren Energien somit bilanziell auch nicht in der Lage, Strom zu exportieren. Somit ist die Frage des Stromaußenhandels in den meisten Stunden des Jahres vom Verhältnis zweier Faktoren abhängig:

→ **Konventionelle Residualerzeugung**

Die Residualerzeugung eines Landes umfasst die inländische Stromerzeugung, die von konventionellen Kraftwerken nach Abzug der EE-Erzeugung zur Deckung der Nachfrage erbracht werden muss. Im europäischen Strommarkt erfolgt die Ermittlung der nationalen Residualerzeugung dagegen im gesamteuropäischen Wettbewerb. Die Residualerzeugung eines Landes ist dann umso höher, je größer und konkurrenzfähiger der konventionelle Kraftwerkspark im europäischen Vergleich ist.

12 Dies ist aktuell vor allem in Ländern mit hohen Erzeugungskapazitäten aus Wasserkraft, insbesondere zu Zeiten der Schneeschmelze der Fall.

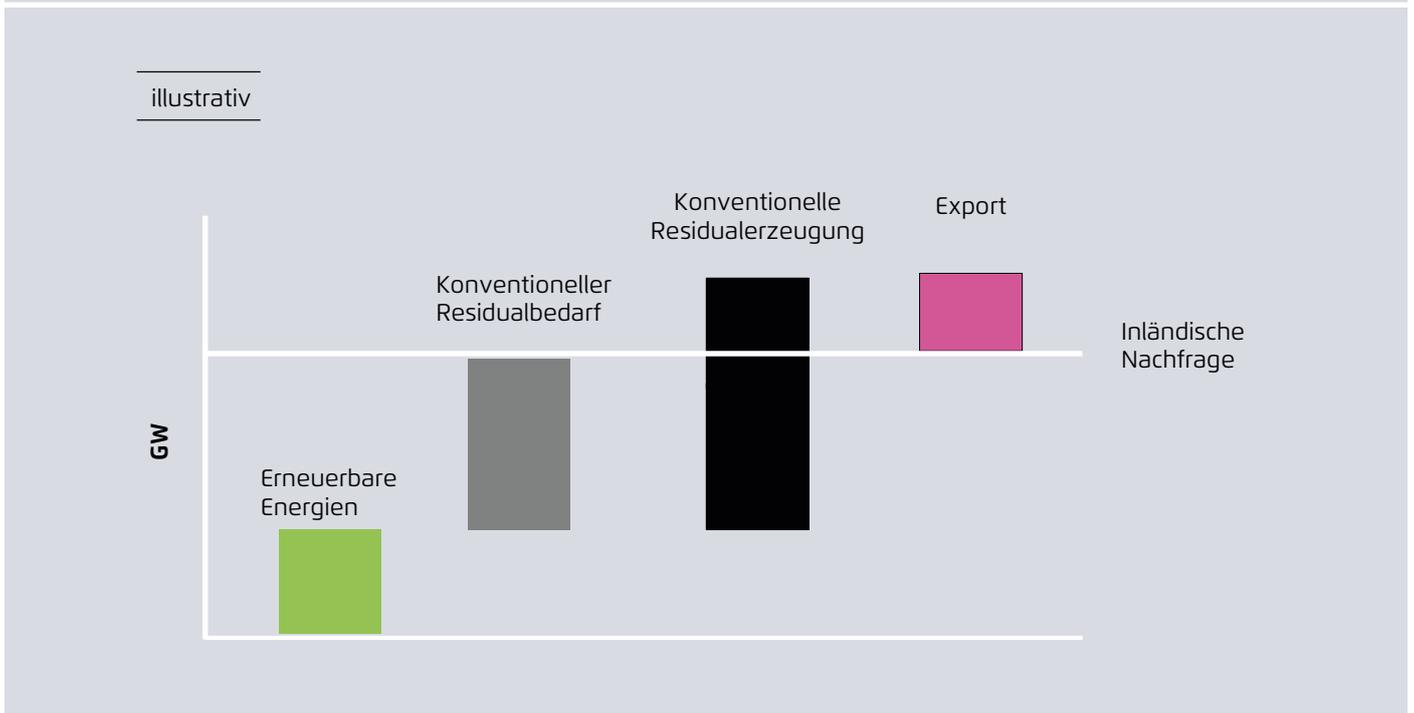
→ **Konventioneller Residualbedarf**

Der Residualbedarf eines Landes lässt sich definieren als die inländische Stromnachfrage, die nach Abzug der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien noch durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss. Dieser konventionelle Residualbedarf ist demnach umso höher, je größer der Stromverbrauch insgesamt und je geringer die Gesamterzeugung aus Erneuerbaren Energien ist. Das gilt analog für die europäische Perspektive.

Übersteigt die konventionelle Residualerzeugung eines Landes den inländischen Residualbedarf, so drängt die überschüssige Erzeugung ins Ausland. Das Land wird zum Nettoexporteur. Reicht die konventionelle Residualerzeugung der inländischen Kraftwerke hingegen bilanziell nicht aus, den konventionellen Residualbedarf zu decken, wird das Land zum Nettoimporteur (siehe Abbildung 3).

Entstehung von Stromexporten und -importen in gekoppelten Strommärkten

Abbildung 3



Eigene Darstellung

### 1.3 Kommerzielle und physikalische Lastflüsse

Das theoretische Ideal eines vollkommenen Strommarkts ist die sogenannte *Kupferplatte*: alle Stromerzeuger und -verbraucher sind physikalisch optimal vernetzt und der Strom kann jederzeit frei fließen. In diesem Fall wird die Einsatzreihenfolge der Erzeugungskapazitäten auf Basis ausschließlich ökonomischer Kriterien fixiert, wie dies im Rahmen einer Marktträumung an der Börse in der Regel der Fall ist. Dieses Idealmodell ist in Deutschland (und Europa) das energiepolitische Zielmodell.

In der Realität wird dies jedoch nur teilweise erfüllt. Vielmehr steht in den meisten Strommärkten ein Stromnetz zur Verfügung, dessen Struktur sich nicht primär nach dem kurzfristigen ökonomischen Bedarf richtet, sondern insbesondere auch durch geografische, historische oder langfristige ökonomische Rahmenbedingungen geprägt ist. Aufgrund der physikalischen Eigenschaften von Strom und der Abweichungen der realen Netzinfrastruktur vom Ideal der *Kupferplatte* kann es deshalb dazu kommen, dass die durch den Börsenhandel theoretisch definierten, kommerziellen Lastflüsse von den realen, physikalischen Lastflüssen abweichen.

Solche Abweichungen sind für die Funktion des Strommarktes nicht problematisch, solange der reguläre Betrieb der Erzeugungseinheiten bzw. der Stromverbrauch davon nicht beeinträchtigt werden, d.h. ausreichend Netzkapazitäten zur Verfügung stehen, um die nach ökonomischen Kriterien definierte Einsatzreihenfolge von Erzeugungseinheiten zu gewährleisten. Tatsächlich kommt es durch diese Abweichungen jedoch unter Umständen zu kritischen Belastungen einzelner Netzabschnitte infolge unzureichender Übertragungskapazitäten.

Treten solche Netzengpässe auf, greift in der Regel der Netzbetreiber durch so genannte *Redispatch*-Maßnahmen in den laufenden Kraftwerksbetrieb und die zuvor an der Börse ermittelte Einsatzreihenfolge der Kraftwerke ein. Dabei wird etwa ein Kraftwerksbetreiber vor einem Netzengpass dazu verpflichtet, seine Erzeugung zu drosseln während im Ge-

genzug ein Kraftwerksbetreiber hinter einem Netzengpass dazu verpflichtet wird, die Erzeugung in gleichem Maße zu erhöhen. Damit wird der entsprechende Netzabschnitt entlastet, während die erzeugte Strommenge in Summe gleich bleibt.<sup>13</sup>

Einen Sonderfall stellt der Umgang mit den Übertragungskapazitäten zwischen gekoppelten Strommärkten dar: Denn während innerhalb der Strommärkte weiterhin von einer optimalen Vernetzung ausgegangen wird, werden die begrenzt verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen den beteiligten Marktgebieten in der Auktion direkt mitberücksichtigt. Denn stellt sich nach Auktionsende heraus, dass die Übertragungskapazitäten für das entstandene Marktergebnis nicht ausreichen und es zu Engpässen kommen wird, wird die gemeinsame Merit-Order der gekoppelten Marktgebiete wieder gelöst und jeweils durch eine nationale Merit-Order ersetzt. Die bestehenden Übertragungskapazitäten werden in diesem Fall vollständig zum Transport aus dem günstigeren in das teurere Marktgebiet genutzt.<sup>14</sup> Die Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern werden somit bereits implizit in der regulären Stromauktion mitberücksichtigt (*implicit auction*).

Trotzdem kann es zwischen gekoppelten Strommärkten zu Abweichungen der kommerziellen und der physikalischen Lastflüsse kommen. Ein Grund ist etwa, dass die kommerziellen Lastflüsse nur die tatsächlich für den Handel freigegebenen Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern berücksichtigen. Tatsächlich wird jedoch nur ein Teil der physisch verfügbaren Kapazität in die Auktion miteinbezogen und ein anderer Teil weiterhin für Ausgleichsmaßnahmen vorgehalten. Ein zweiter Grund sind die bestehenden Netzrestriktionen innerhalb der nationalen Strommärkte. Denn diese führen, vereinfacht gesprochen, dazu, dass Strom aufgrund seiner physikalischen Eigenschaften auf

<sup>13</sup> Die durch Redispatch-Maßnahmen entstehenden Mehrkosten werden über die Netzentgelte auf die Stromverbraucher umgelegt.

<sup>14</sup> Innerhalb einer Auktion wird dieses Vorgehen allerdings durch ein logarithmisches Iterationsverfahren realisiert und nicht separat ausgewiesen, vgl. EEX (2015): Market Coupling – A Major Step Towards Market Integration.

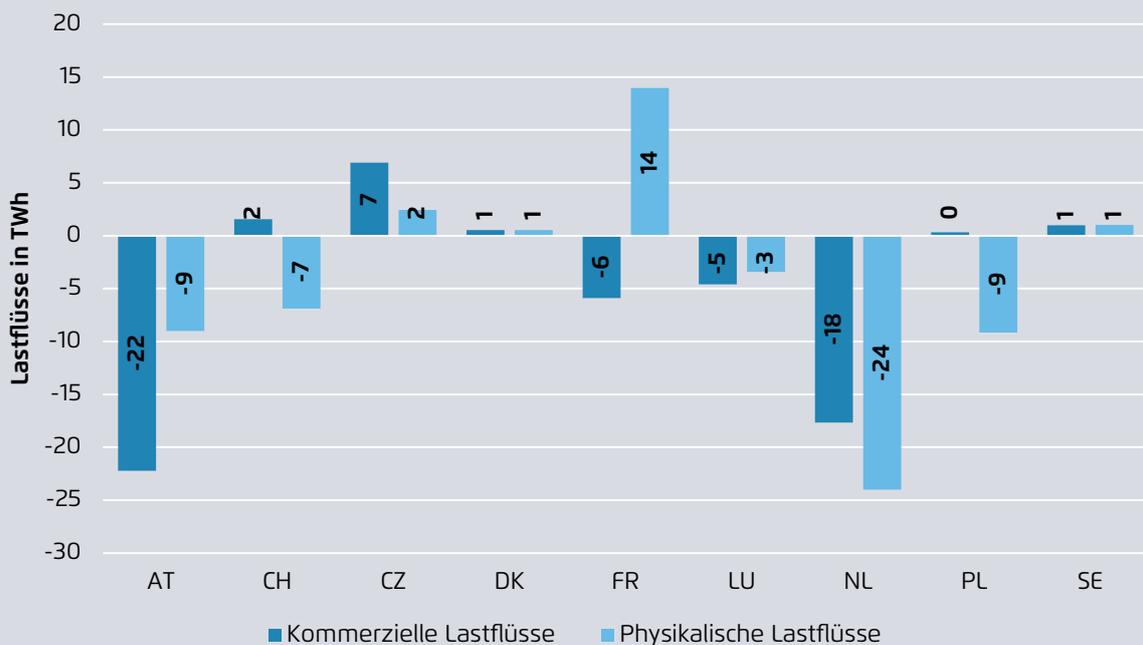
der Suche nach dem Weg des geringsten Widerstandes nicht in Richtung eines bereits bestehenden Engpasses fließt. Vielmehr fließt er stattdessen in eine Richtung mit geringerer Netzauslastung und damit auch verstärkt in Richtung von Übertragungskapazitäten in einem anderen Marktgebiet.

Solche so genannten *loop flows* treten in Deutschland aktuell etwa auf, wenn im Nordosten Deutschlands gleichzeitig sowohl die Wind- als auch die Braunkohlestromerzeugung hoch ist. Aufgrund von Netzengpässen innerhalb Deutschlands fließt der Strom dann verstärkt in Richtung Polen. In Summe lagen die physikalischen Flüsse 2014 von Deutschland in Richtung Polen deshalb deutlich höher als die kommerziell vorgesehenen Flüsse (siehe Abbildung 4). Das umgekehrte Phänomen zeigt sich mit Blick auf Frankreich: Obwohl Deutschland hier aufgrund der Handelsergebnisse eigentlich Nettoexporteur in Richtung Frankreich sein müsste, führen Netzrestriktion innerhalb der nationalen Marktgebiete zu einer Umkehrung der tatsächli-

chen, physikalischen Lastflüsse von Frankreich in Richtung Deutschland.

Es kann somit festgehalten werden, dass der Umfang der Übertragungskapazitäten, mit denen ein nationaler Strommarkt mit den übrigen Märkten verbunden ist, erheblichen Einfluss auf die Möglichkeiten und den Umfang des Stromaußenhandels hat. Nur wenn ausreichend Übertragungskapazitäten bereitstehen, kann ein Land auch physisch am Stromhandel teilnehmen. Je größer dabei die verfügbaren Übertragungskapazitäten, desto höher auch das Potential für Stromexporte bzw. Stromimporte.

Jährliche kommerzielle und physikalische Nettolastflüsse zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern 2014 (negative Werte stellen Exporte aus Deutschland in die Nachbarländer dar) Abbildung 4



ENTSO-E

## 2. Die Rolle Deutschlands im europäischen Strommarkt

Deutschlands Rolle im europäischen Strommarkt hat sich in den letzten Jahren aufgrund steigender Stromexporte deutlich verändert. Dass diese Überschüsse nicht die Folge singulärer Ereignisse, sondern struktureller Natur sind, ist auf zwei zentrale Faktoren zurückzuführen. Erstens reduziert sich der Bedarf nach konventioneller Stromerzeugung, insbesondere aufgrund des Ausbaus der Erneuerbaren Energien. Zweitens sinkt die tatsächliche Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken nicht im Gleichschritt mit dem Anstieg der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, sondern deutlich weniger schnell. Letzteres ist wiederum eine Folge des Umfangs sowie der derzeit hohen Wettbewerbsfähigkeit deutscher Kohlekraftwerke aufgrund niedriger CO<sub>2</sub>-Preise. Beide Faktoren sollen im Folgenden genauer betrachtet werden.

### 2.1 Konventioneller Residualbedarf

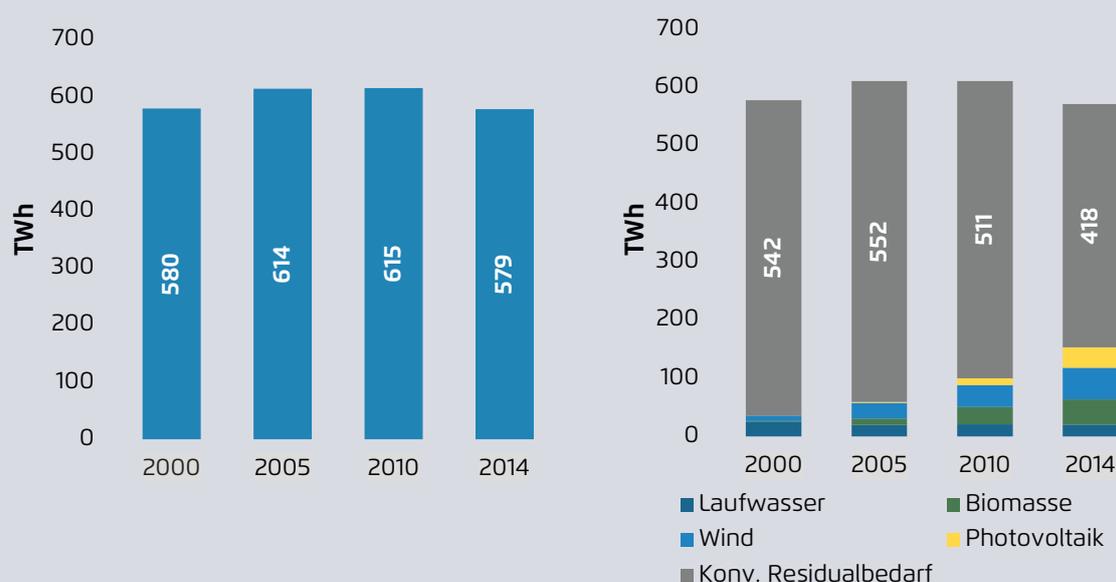
Der deutsche Stromverbrauch lag in den Jahren 2000 und 2014 mit etwa 580 TWh auf nahezu identischem Niveau und hat sich in diesem Zeitraum dennoch erheblich verändert. Denn zwischenzeitlich war er auf rund 615 TWh angestiegen – ein Plus von etwa 35 TWh gegenüber dem Anfang und dem Ende des Betrachtungszeitraums. Der etwa seit 2010 zu beobachtende Rückgang ist zum einen auf Temperatur- und Konjunkturreffekte, zum anderen jedoch auch auf allmählich greifende Effizienzbemühungen im Stromsektor zurückzuführen.<sup>15</sup>

Gleichzeitig hat die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien seit Inkrafttreten des EEG Jahr für Jahr zugenom-

<sup>15</sup> AG Energiebilanzen (2015): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2014.

Bruttostromverbrauch (links); Bruttostromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und konventioneller Residualbedarf (rechts), 2000-2014

Abbildung 5



men und steigerte sich von rund 38 TWh im Jahr 2000 auf etwa 161 TWh im Jahr 2014. Etwa 60 Prozent der EE-Erzeugung stammt dabei aus den fluktuierenden Energieträgern Wind und Photovoltaik.

Der konventionelle Residualbedarf hat sich demzufolge im selben Zeitraum von 542 TWh auf 418 TWh um rund ein Viertel reduziert.

## 2.2 Konventionelle Residualerzeugung

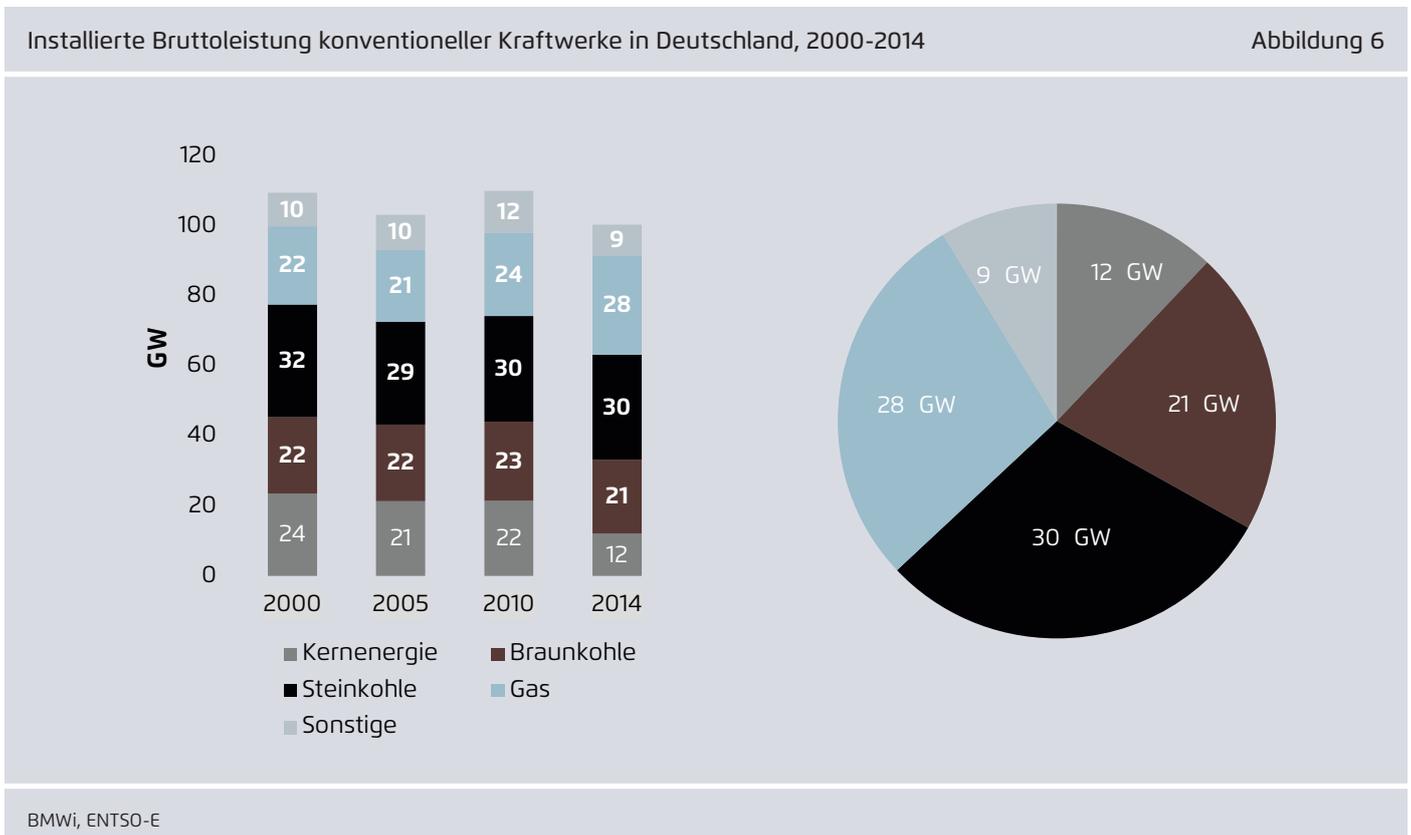
### 2.2.1 Größe und Wettbewerbsfähigkeit des konventionellen Kraftwerkparks

Die strukturelle Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerkparks hat sich in den letzten 15 Jahren nur partiell verändert. Zwar wurde im Rahmen des Kernenergieausstieges bisher etwa die Hälfte der Kernkraftwerke stillgelegt. Die installierte Gesamtleistung fossiler Kraftwerke blieb dagegen stabil, bei einer (leichten) Verschiebung von Kohle- zu Gaskraftwerken.

Insgesamt sind in Deutschland derzeit rund 100 GW (brutto) konventioneller Erzeugungsleistung am Netz. Kernkraftwerke stellen davon noch rund 12 GW, während Braun- und Steinkohlekraftwerke mit einer Gesamtleistung von 51 GW etwa die Hälfte der konventionellen Kapazität bereitstellen. Gasbefeuerte Kraftwerke sind mit einer installierten Gesamtleistung von 28 GW ebenfalls signifikant vertreten. Mineralölkraftwerke, Müllverbrennungsanlagen und andere konventionelle Stromerzeugungsanlagen spielen eine untergeordnete Rolle.

Die Wettbewerbsfähigkeit der konventionellen Kraftwerke untereinander ist von ihren kurzfristigen Grenzkosten, d.h. insbesondere den Brennstoff- und den CO<sub>2</sub>-Preisen sowie ihrer Effizienz abhängig.<sup>16</sup> Für den deutschen Kraftwerkspark stellt sich die Wettbewerbssituation der verschiedenen Erzeugungsanlagen folgendermaßen dar (siehe auch Abbildung 7).

<sup>16</sup> Variable Betriebskosten des Kraftwerkbetriebs werden im Folgenden vernachlässigt.



- **Kernkraftwerke** verfügen mit kurzfristigen Brennstoffkosten von rund 3 EUR/MWh<sub>th</sub> (Wirkungsgrad: 33 Prozent) in der Regel über die geringsten Grenzkosten thermischer Kraftwerke. Deutsche Kernkraftwerke müssen seit 2011 dagegen noch eine Kernbrennstoffsteuer von ca. 13 EUR/MWh<sub>el</sub> entrichten, wodurch sich ihre kurzfristige Grenzkosten auf etwa 21 – 24 EUR/MWh<sub>el</sub> erhöhen und diese damit derzeit über vergleichbare Grenzkosten wie Braunkohlekraftwerke verfügen.
- **Braunkohlekraftwerke** (Wirkungsgrad: 31 bis 43 Prozent) verfügen derzeit mit 18 bis 24 EUR/MWh<sub>el</sub> über die geringsten Grenzkosten der fossilen Kraftwerke. Grund hierfür ist zum einen, dass in einer Grenzkostenbetrachtung nicht die Vollkosten des Brennstoffes (ca. 6 EUR/MWh<sub>th</sub>), sondern lediglich die variablen Betriebskosten des Tagebaus (ca. 2 EUR/MWh<sub>th</sub>) anfallen.<sup>17</sup> Vor allem aber wirken sich die verhältnismäßig hohen spezifischen

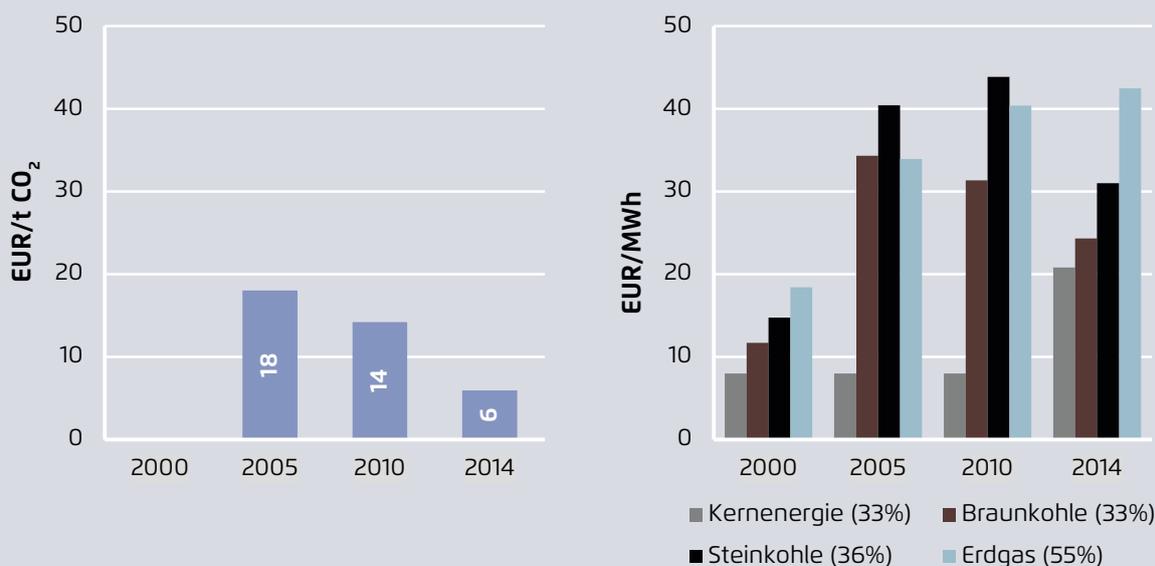
Emissionen der Braunkohle derzeit aufgrund des anhaltend niedrigen CO<sub>2</sub>-Preises kaum preissteigernd auf die Grenzkosten von Braunkohlekraftwerken aus.

- **Steinkohlekraftwerke** sind mit Grenzkosten zwischen 22 und 31 EUR/MWh<sub>el</sub> (Wirkungsgrad: 33 bis 45 Prozent) durch höhere Grenzkosten als Braunkohlekraftwerke gekennzeichnet, die auch aufgrund der aktuell niedrigen Weltmarktpreise für Kraftwerkskohle (2014: 9 EUR/MWh<sub>th</sub>) jedoch derzeit niedriger liegen als die von Gaskraftwerken. Ähnlich wie bei der Braunkohle wirken sich zudem die höheren CO<sub>2</sub>-Emissionen wegen des niedrigen CO<sub>2</sub>-Preisniveaus derzeit nur sehr begrenzt auf die Wettbewerbsfähigkeit der Steinkohlekraftwerke aus.
- **Erdgaskraftwerke (GuD)** verfügen mit Grenzkosten zwischen 43 und 53 EUR/MWh<sub>el</sub> (Wirkungsgrad: 45 bis 60 Prozent) in der Merit-Order derzeit über die höchsten Grenzkosten der fossilen Kraftwerke. Die Brennstoffpreise von Erdgas liegen mit 22 EUR/MWh<sub>th</sub> deutlich über den Brennstoffkosten von Braun- oder Steinkohle. Darüber hinaus profitieren Gaskraftwerke wegen des niedrigen CO<sub>2</sub>-Preises derzeit nicht von ihren verhältnismä-

17 Lazard (2015): Potentielle Auswirkungen des nationalen Klimaschutzbeitrags auf die Braunkohlewirtschaft; BMUB (2015): Projektionsbericht 2015 gemäß Verordnung 525/2013/EU.

Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Preise (links) und kurzfristigen Grenzkosten exemplarischer Kraftwerke (rechts; in Klammern: Wirkungsgrad), 2000-2014

Abbildung 7



BAFA, AG Energiebilanzen, Bundesfinanzministerium, Bundesregierung, EEX, EWI, Prognos, UBA, eigene Berechnungen

ßig geringen CO<sub>2</sub>-Emissionen und ihren im Durchschnitt deutlich höheren Wirkungsgraden.

Die Einsatzreihenfolge hat sich in der jüngeren Vergangenheit insbesondere zwischen Steinkohle und Erdgas verändert. Grund sind einerseits die gesunkenen Steinkohlpreise auf dem Weltmarkt in Folge eines ebenfalls zurückgehenden Bedarfs sowie gleichzeitig anhaltend niedrige CO<sub>2</sub>-Preise, die sich vorteilhaft auf die Wettbewerbsfähigkeit CO<sub>2</sub>-intensiver Kraftwerke auswirken (siehe Abbildung 7). Noch zwischen 2005 und 2010 wiesen neue Gaskraftwerke gegenüber alten Steinkohlekraftwerken deutlich geringere Grenzkosten aus und kamen deshalb häufiger als aktuell zum Zug. Diese Situation kehrte sich dann bis 2014 um. Gleichzeitig nahm die Wettbewerbsfähigkeit der Braunkohlekraftwerke seit 2005 aufgrund des niedrigen CO<sub>2</sub>-Preises wieder massiv zu.

Insgesamt verfügt Deutschland so über einen konventionellen Kraftwerkspark, der geprägt ist von Kraftwerken mit verhältnismäßig niedrigen bis mittleren Grenzkosten.

63 GW Leistung aus Kernenergie, Braun- und Steinkohlekraftwerken fallen derzeit in diese Kategorie.

Was das für die Rolle des deutschen Kraftwerksparks innerhalb des europäischen Strommarkts bedeutet, soll im Folgenden untersucht werden.

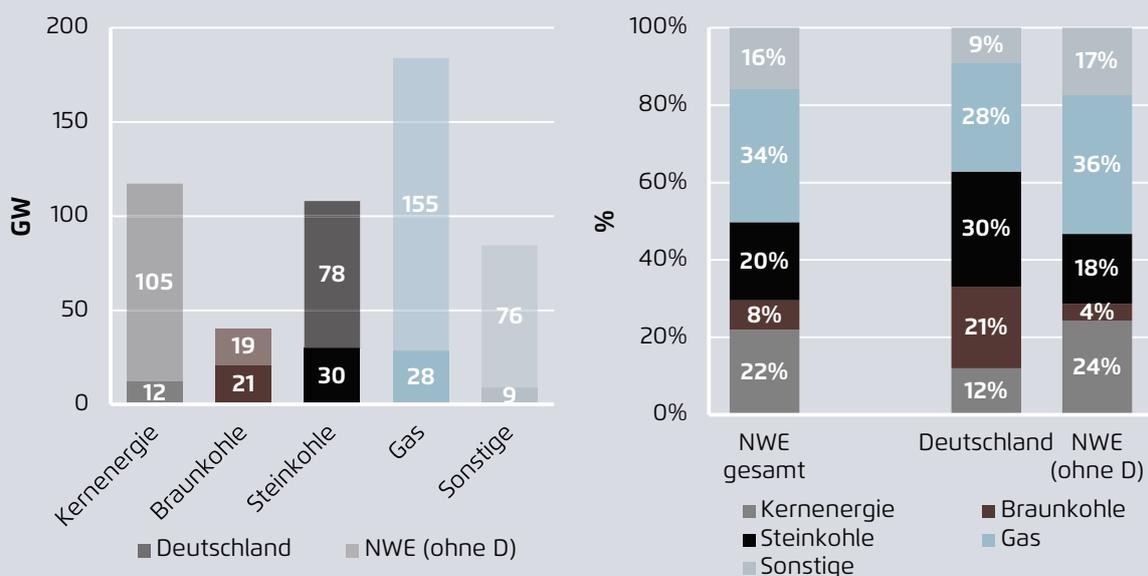
Im erweiterten *North-Western-Europe*-Marktgebiet<sup>18</sup> (NWE-Region) waren 2014 etwa 545 GW (brutto) an konventioneller Kraftwerksleistung installiert.<sup>19</sup> Davon entfallen rund 128 GW auf Kernkraftwerke. Kohlekraftwerke tragen 148 GW bei, wobei Steinkohle (107 GW) den deutlich größeren Anteil aufweist als Braunkohle (41 GW). Den größten Anteil mit rund einem Drittel der installierten Gesamtkapazität stellen jedoch Gaskraftwerke (181 GW).

<sup>18</sup> Polen und Tschechien sind aktuell noch nicht Teil der NWE-Marktregion. Da es sich bei den beiden Ländern jedoch um Nachbarländer Deutschlands handelt, werden diese in der weiteren Analyse in der Betrachtung mitbetrachtet.

<sup>19</sup> ENTSO-E (2014): Scenario Outlook & Adequacy Forecasts 2014-2030, Scenario A.

Konventionelle Kraftwerkskapazitäten (brutto) nach Energieträgern und prozentuale Verteilung in Deutschland und im restlichen NWE-Marktgebiet, 2014

Abbildung 8



ENTSO-E

Mit einer Gesamtleistung von rund 100 GW (brutto) stellt Deutschland etwas weniger als 20 Prozent des gesamten konventionellen Kraftwerksparks der NWE-Region zur Residuallastdeckung bereit. Die Zusammensetzung des Kraftwerksparks unterscheidet sich dabei signifikant von dem der Nachbarländer. Denn während der deutsche Kraftwerkspark bei den Kernkraftwerken mit etwa 12 Prozent in- zwischen unter dem Durchschnitt liegt, spielen Braun- (21 Prozent) und Steinkohlekraftwerke (30 Prozent) eine deutlich gewichtigere Rolle als in den übrigen Ländern. Gaskraftwerke stellen in Deutschland lediglich 28 Prozent der installierten Kapazität, in den Nachbarmärkten sind es rund 39 Prozent.

Damit verfügt der deutsche Kraftwerkspark im Vergleich zu den anderen NWE-Mitgliedsländern aktuell über einen überproportional großen Anteil an Technologien mit niedrigen Grenzkosten, insbesondere auf Basis von Braun- und Steinkohle (siehe Abbildung 8).

### 2.2.2 Übertragungskapazitäten

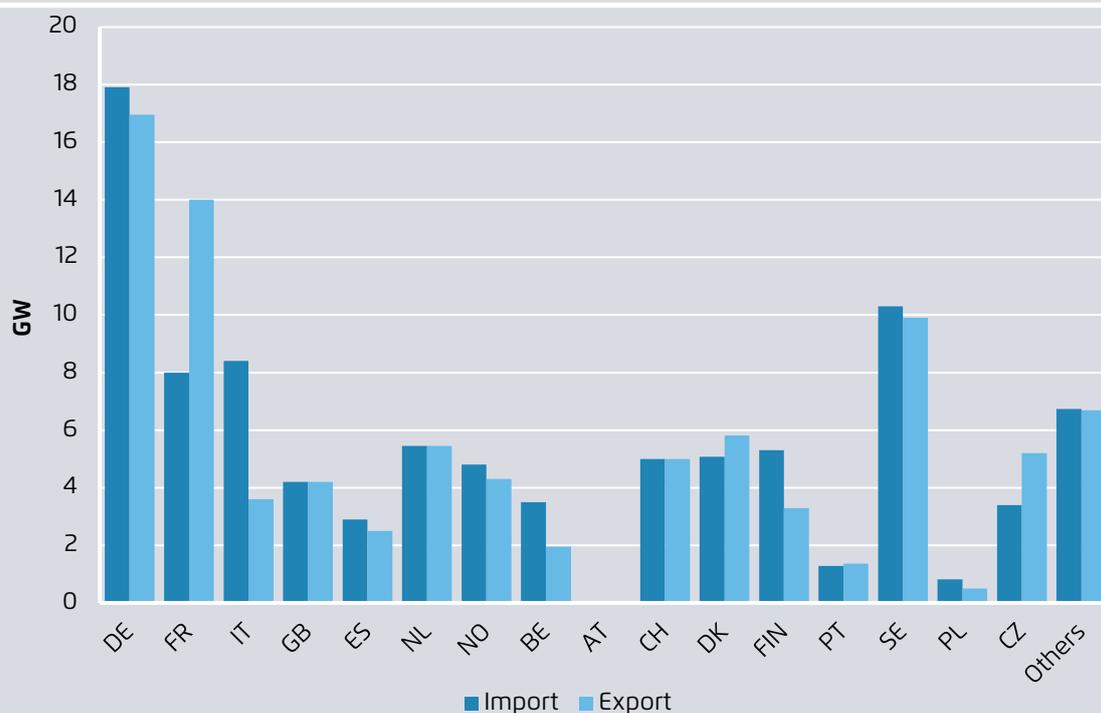
Für die Frage, ob ein Land eine wichtige Rolle bei der europäischen Residuallastdeckung einnehmen kann, ist jedoch nicht nur die Kostenstruktur konventioneller Kraftwerkskapazitäten von Relevanz, sondern auch der Gesamtumfang der verfügbaren Übertragungskapazitäten ins Ausland.

Wie stark ein Land in den europäischen Strommarkt in Form von Übertragungskapazitäten eingebunden ist, ist derzeit nicht einheitlich geregelt. Es zeigt sich, dass der Umfang der Übertragungskapazitäten tendenziell mit der installierten Gesamterzeugungsleistung steigt. Außerdem ist die Übertragungskapazität umso größer je geographisch zentraler ein Land innerhalb des Marktgebietes positioniert ist.

So verfügen vor allem die großen, zentral gelegenen Länder Deutschland und Frankreich über hohe Übertragungs-

Mittlere, kommerzielle Übertragungskapazitäten ins Ausland, 2014

Abbildung 9



ENTSO-E

kapazitäten in die Nachbarländer.<sup>20</sup> Italien, Großbritannien und Spanien weisen ebenfalls relativ hohe Anteile an der installierten Gesamterzeugungsleistung auf. Aufgrund ihrer peripheren Lage ist die Anbindung an die Nachbarländer jedoch aktuell vergleichsweise gering. Einen Sonderfall stellt Schweden dar, das trotz seiner geographischen Lage im Norden des Marktgebiets vergleichsweise gut an seine Nachbarländer angebunden ist.

### 2.2.3 Resultierende konventionelle Erzeugung in Deutschland

Deutschland verfügt über einen verhältnismäßig großen und wegen der niedrigen CO<sub>2</sub>-Preise größtenteils sehr wettbewerbsfähigen Kraftwerkspark. In der Mitte des Marktgebiets ist es außerdem vergleichsweise gut angebunden an seine Nachbarländer. Die deutschen Kraftwerksbetreiber können deshalb innerhalb des europäischen Strommarktes einen signifikanten Beitrag zur Deckung der gemeinsamen

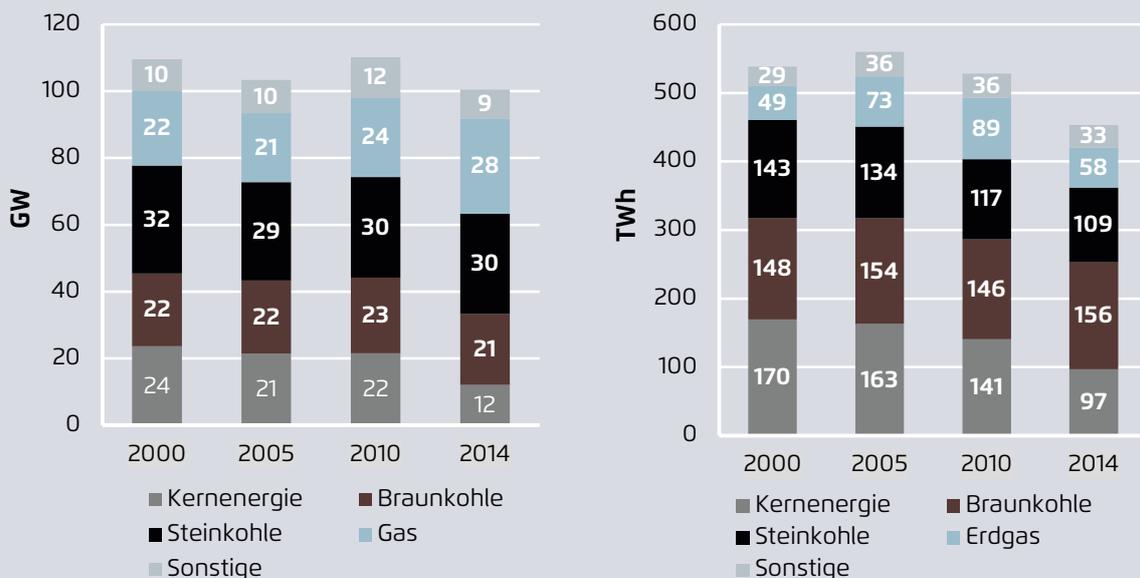
Residuallast leisten. Entsprechend der beschriebenen Kapazitätsentwicklung und Grenzkostenstruktur der verschiedenen Technologien ist die realisierte Stromerzeugung der konventionellen Kraftwerke in Deutschland deshalb nicht überraschend: Insgesamt ging die konventionelle Stromerzeugung zwischen 2000 und 2014 um 85 TWh zurück. Der Großteil des Rückgangs (73 TWh) entfiel auf die Kernenergie im Zuge des eingeleiteten Atomausstiegs. Die fossile Erzeugung insgesamt sank dagegen im selben Zeitraum nur geringfügig, wobei es allerdings zwischen den fossilen Energieträgern zu erheblichen Verschiebungen kam:

→ Die Erzeugung aus **Braunkohlekraftwerken** stieg zwischen 2000 und 2014 trotz des erheblichen Rückgangs der konventionellen Stromproduktion und einer stabilen Gesamtkapazität sogar um 8 TWh. Hintergrund ist insbesondere der Ersatz verhältnismäßig alter, weniger stark ausgelasteter Anlagen durch die Inbetriebnahme neuer Anlagen, die mit einer höheren Auslastung der Neuanlagen einhergeht. Dass Braunkohlekraftwerke zur euro-

20 ENTSO-E (2014): Scenario Outlook & Adequacy Forecasts 2014-2030, Scenario A

Installierte Bruttoleistung konventioneller Kraftwerke in Deutschland (links), Bruttostromerzeugung konventioneller Kraftwerke (rechts), 2000-2014

Abbildung 10



AG Energiebilanzen, BMWi, ENTSO-E

päischen Residualerzeugung insgesamt hoch ausgelastet werden, entspricht ihrer Stellung in der Merit-Order.

→ Die Entwicklung der Erzeugung aus **Steinkohle- und Gaskraftwerken** ist von Wechselwirkungen geprägt: Steinkohlekraftwerke haben im Zeitraum bis 2010 deutlich Marktanteile verloren (-26 TWh). Grund dafür war, dass alte Steinkohlekraftwerke vor 2010 aufgrund höherer Grenzkosten (siehe Abbildung 7) von Gaskraftwerken verdrängt wurden. Diese legten deshalb zwischen 2000 und 2010 bei der Gesamterzeugung erheblich zu (+50 TWh). In den Folgejahren bis 2014 kehrte sich das Wettbewerbsverhältnis zwischen Steinkohle- und Gaskraftwerken aufgrund sinkender CO<sub>2</sub>-Preise jedoch wieder um. Die Gaskraftwerke verloren ihre vorher gewonnenen Anteile wieder nahezu vollständig (-41 TWh). Die verbliebenen Gasmengen werden heute vornehmlich in KWK-Kraftwerken eingesetzt und können wegen der Verträge zur Wärmelieferung in der Regel nicht weiter verdrängt werden. Gleichzeitig sinkt die gesamteuropäische Residualnachfrage. In der Folge wurden zwi-

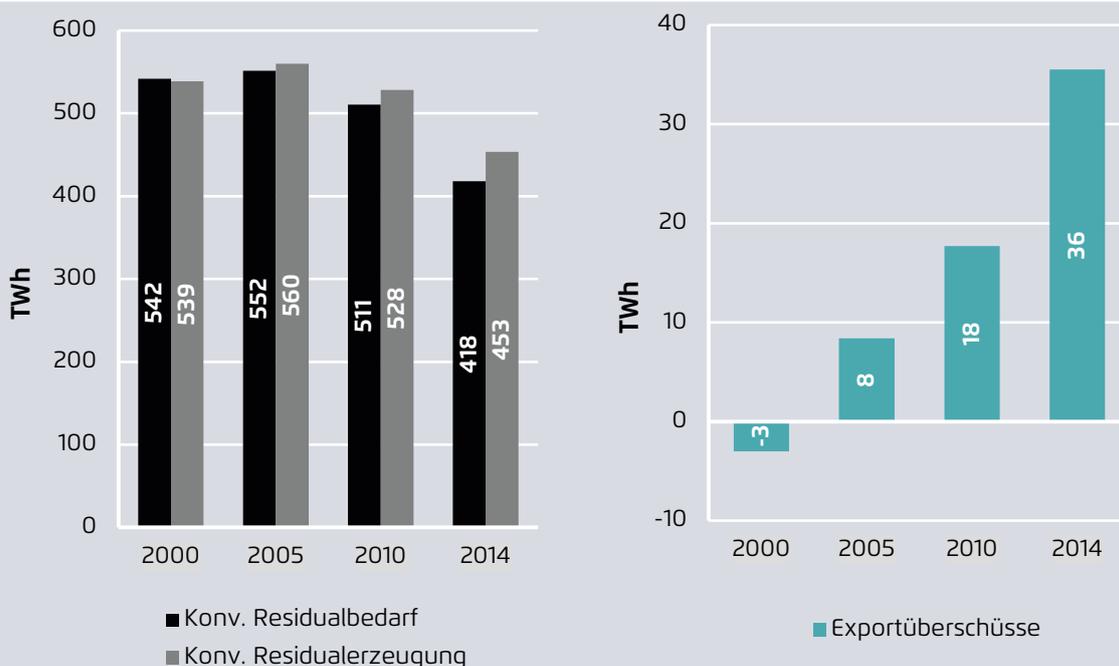
schen 2010 und 2014 auch erste Steinkohlekraftwerke in Deutschland aus dem Markt gedrängt (-8 TWh).

### 2.3 Fazit: Zunehmende Bedeutung des Stromexports

Entscheidend für die Entwicklung des Stromexportes aus Deutschland ist einerseits die Differenz der Erzeugungskosten des deutschen Kraftwerksparks im Vergleich zu den Nachbarländern, und andererseits das Delta von inländischem Residualbedarf und tatsächlicher inländischer Residualerzeugung durch konventionelle Kraftwerke. Betrachtet man die Entwicklung beider Kriterien in den letzten Jahren, wird deutlich, dass auf nationaler Ebene zwar sowohl der konventionelle Residualbedarf als auch die konventionelle Erzeugung schrumpfen, was auf den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland zurückzuführen ist. Grundsätzlich gilt das auch für die europäische Perspektive, da auch hier der Ausbau der Erneuerbaren Energien

Konventioneller Residualbedarf und konventionelle Residualerzeugung, Stromexportüberschüsse, 2000-2014

Abbildung 11



voranschreitet, wenn auch nicht im gleichen Tempo wie in Deutschland.

In der Summe führt das Zusammenwirken der zunehmenden europäischen Strommarktintegration, der niedrigen CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise und der Kostenstrukturen der nationalen Stromerzeugungsparks jedoch zu einem kontinuierlich wachsenden deutschen Exportüberschuss.

Zusammengefasst lassen sich für die steigenden Exportüberschüsse Deutschlands folgende Treiber identifizieren:

- Der inländische Bedarf an konventioneller Residualerzeugung sinkt wegen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien.
- Deutschland verfügt über einen großen konventionellen Kraftwerkspark mit hohem Anteil an Braun- und Steinkohlekraftwerken, die aufgrund der anhaltend niedrigen CO<sub>2</sub>-Preise im europäischen Vergleich besonders wettbewerbsfähig sind.
- Deutschland ist wegen der Größe des Marktgebietes, seiner zentralen geografischen Lage sowie umfangreicher und weiter wachsender Übertragungskapazitäten in den europäischen Strommarkt ökonomisch und technisch in der Lage, substantiell zur Deckung der europäischen Residuallast beizutragen.

## 2.4 Beispiel: Deutschland – Niederlande

Die oben beschriebenen Wirkmechanismen auf die Stromaußenhandelsbilanz der Mitgliedsländer lassen sich besonders an der Entwicklung in Deutschland und den Niederlanden zwischen den Jahren 2010 und 2014 nachvollziehen. Insbesondere aus zwei Gründen sind die beiden Länder sowie der Betrachtungszeitraum für eine exemplarische Gegenüberstellung besonders geeignet:

### → Unterschiedliche Struktur des konventionellen Kraftwerksparks

Die konventionellen Kraftwerksparks der beiden Länder unterscheiden sich fundamental: Während Deutschland über 60 Prozent seiner Kraftwerkskapazitäten auf Kern-

energie und Kohlekraftwerke gründet, dominieren in den Niederlanden Gaskraftwerke (72 Prozent).

### → Stark sinkende CO<sub>2</sub>-Preise

Aufgrund der steigenden Überschüsse im europäischen Emissionshandel haben sich die CO<sub>2</sub>-Preise im Betrachtungszeitraum von durchschnittlich 14 auf 7 EUR/t CO<sub>2</sub> halbiert. Dies hat zur Folge, dass etwa neue Gaskraftwerke, die 2010/2011 noch konkurrenzfähig zu alten Steinkohlekraftwerken waren, seitdem meist hinter diesen in der Merit-Order stehen.

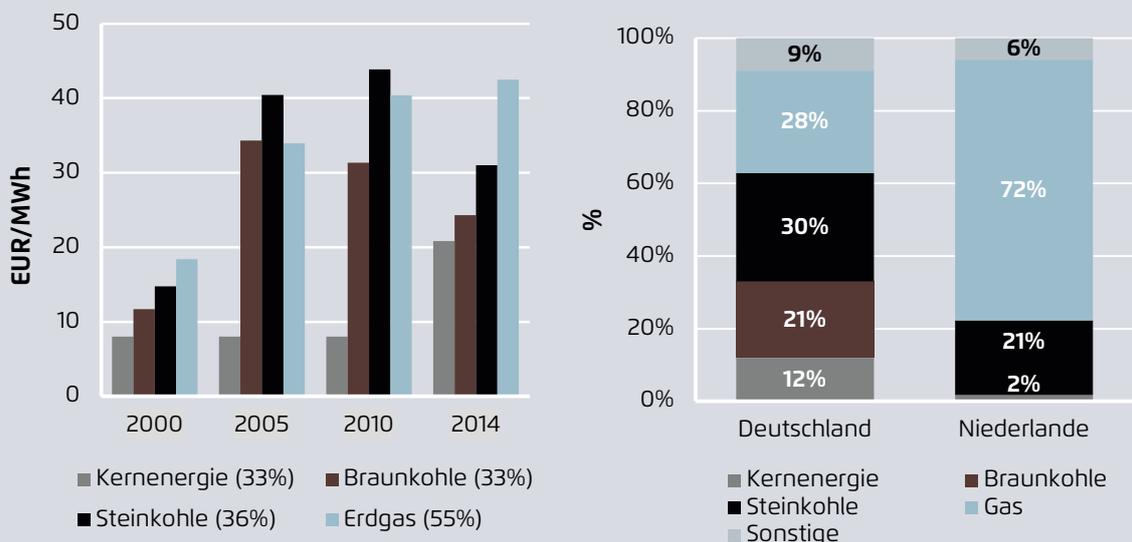
Wegen der unterschiedlichen Struktur des Kraftwerksparks, haben die sinkenden CO<sub>2</sub>-Preise signifikante Auswirkungen auf die Wettbewerbssituation der Kraftwerke beider Länder: Während die Wettbewerbsfähigkeit des deutschen Kraftwerksparks aufgrund der hohen Kohlekapazitäten un-  
aufhörlich zunahm, verschlechterte sie sich für die weitgehend gasbasierte niederländischen Kraftwerksflotte in gleichem Maß.

Aufgrund der direkten Wettbewerbssituation der konventionellen Kraftwerke im europäischen Strommarkt kamen Gaskraftwerke in der Folge deutlich seltener zur gesamt-europäischen Residuallastdeckung zum Zug als Kohlekraftwerke. Während Deutschland seine Stromexportüberschüsse damit auf Basis hoher Kohleverstromung deutlich ausgebaut hat,<sup>21</sup> wurde der niederländische Strombedarf im gleichen Zeitraum aufgrund der Verdrängung der inländischen Gaskraftwerke zunehmend auf Basis von Stromimporten gedeckt.

<sup>21</sup> Zusätzlich verschärft wurde die Exportentwicklung Deutschlands durch den insgesamt sinkenden Residualbedarf, s. Kapitel 2.1.

Kurzfristige Grenzkosten exemplarischer Steinkohle- und Erdgaskraftwerke, 2010-2014 (links),  
 Installierte Kraftwerkskapazitäten in Prozent, 2014 (rechts)

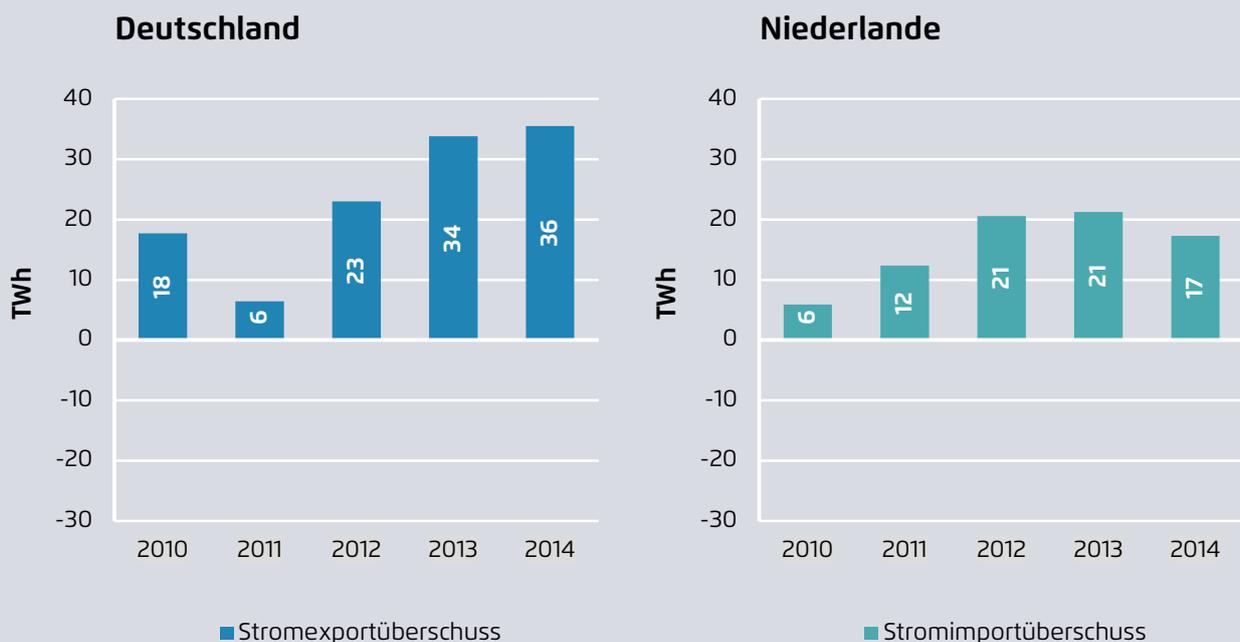
Abbildung 12



Bafa, EEX, ENTSO-E, EWI, Prognos, UBA, eigene Berechnungen

Stromexport- und Stromimportüberschüsse in Deutschland und den Niederlanden, 2010-2014

Abbildung 13



AG Energiebilanzen, Statistics Netherlands



### 3. Entwicklungstrends des deutschen Stromsektors

Die deutschen Stromexportüberschüsse haben wie beschrieben strukturelle Ursachen. Wie sich der Stromtausch mit den elektrischen Nachbarn in den kommenden Jahren weiterentwickelt, hängt von einer ganzen Reihe von Faktoren und ihrem Zusammenspiel ab. Alle Prognosen sind deshalb mit erheblichen Unsicherheiten behaftet, weshalb zumeist Szenarien der wahrscheinlichen Entwicklung entworfen werden. Im Folgenden werden dazu drei aktuelle Studien, die eine wahrscheinliche, mittelfristige Referenzentwicklung des deutschen Stromsektors auf Basis von Modellrechnungen abbilden, vertieft unter dem Blickwinkel des Stromtauschs und seiner Treiber, insbesondere im deutschen Stromsektor<sup>22</sup> analysiert.

Referenzszenarien sind per definitionem als „business-as-usual“ Szenarien angelegt. In ihnen wird unterstellt, dass über bereits beschlossene politische Maßnahmen hinaus keine weiteren Eingriffe in den Markt erfolgen. Ziel dieser Gegenüberstellung ist es also, die künftige Entwicklung des deutschen Stromexportsaldos robust für den Fall abzuschätzen, dass keine zusätzlichen politischen Maßnahmen<sup>23</sup> ergriffen werden.

Folgende Szenarien wurden ausgewertet:

→ Das Referenzszenario (Szenario B) des aktuellen Netzentwicklungsplans Strom (2014, zweiter Entwurf) der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB 2014)<sup>24</sup>

→ Das Referenzszenario der aktuellen Energiereferenzprognose (2014) erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (EWI/Prognos 2014)<sup>25</sup>

→ Das „Mit-Maßnahmen-Szenario“ des aktuellen Projektionsberichts (2015) erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Reaktorsicherheit und Bau (BMUB 2015)<sup>26</sup>

#### 3.1 Konventioneller Residualbedarf

Die analysierten Referenzszenarien gehen davon aus, dass sich der konventionelle Residualbedarf bis 2035 gegenüber dem heutigen Niveau in etwa halbieren wird (siehe Abbildung 14). Die Erwartungswerte sind dabei in den drei untersuchten Studien weitgehend identisch.

Dies ist zum einen eine Folge der klaren Zielformulierung der Bundesregierung hinsichtlich des **Ausbaus der Erneuerbaren Energien**. Dieser wurde zuletzt im Jahr 2014 im Rahmen der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) fixiert und wird von den Gutachtern als realistisch angenommen. Laut EEG soll der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2025 zwischen 40 und 45 Prozent und bis 2035 zwischen 55 bis 60 Prozent betragen. Das Langfristziel liegt weiter bei mindestens 80 Prozent bis 2050. Die Fokussierung erfolgt im Wesentlichen auf die derzeit günstigsten erneuerbaren Technologien Windenergie und Photovoltaik.

Zum anderen erklärt sich die hohe Kohärenz hinsichtlich der angenommenen Residualbedarfsentwicklung in den Referenzszenarien durch die Annahme, dass der **Strombedarf** mit ca. 550 bis 570 TWh in etwa auf heutigem Niveau verharrt bzw. leicht sinkt. Die Gutachter gehen insofern da-

22 Nur begrenzt eingegangen werden kann auf die Entwicklung in den europäischen Nachbarländern, da diese in allen drei Studien nicht in ausreichendem Detaillierungsgrad dargestellt werden.

23 Unter zusätzlichen, politischen Maßnahmen werden hier politische Entscheidungen definiert, die sich signifikant auf die weiter oben definierten wichtigsten Treiber des Stromexportüberschusses auswirken.

24 ÜNB (2014): Netzentwicklungsplan 2014, 2. Entwurf.

25 EWI/Prognos (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose (im Auftrag des BMWi).

26 BMUB (2015): Projektionsbericht 2015 gemäß Verordnung 525/2013/EU.

von aus, dass die von der Bundesregierung im Rahmen des Energiekonzepts von 2010 formulierten Effizienzziele (Senkung des Stromverbrauchs um 10 Prozent bis 2020 gegenüber 2008, d.h. 556 TWh im Jahr 2020) in etwa eingehalten werden. Einig sind sich die Gutachter jedoch auch, dass das Langfristziel einer Minderung um 25 Prozent bis 2050 ohne weitere Maßnahmen verfehlt wird.

### 3.2 Konventionelle Residualerzeugung

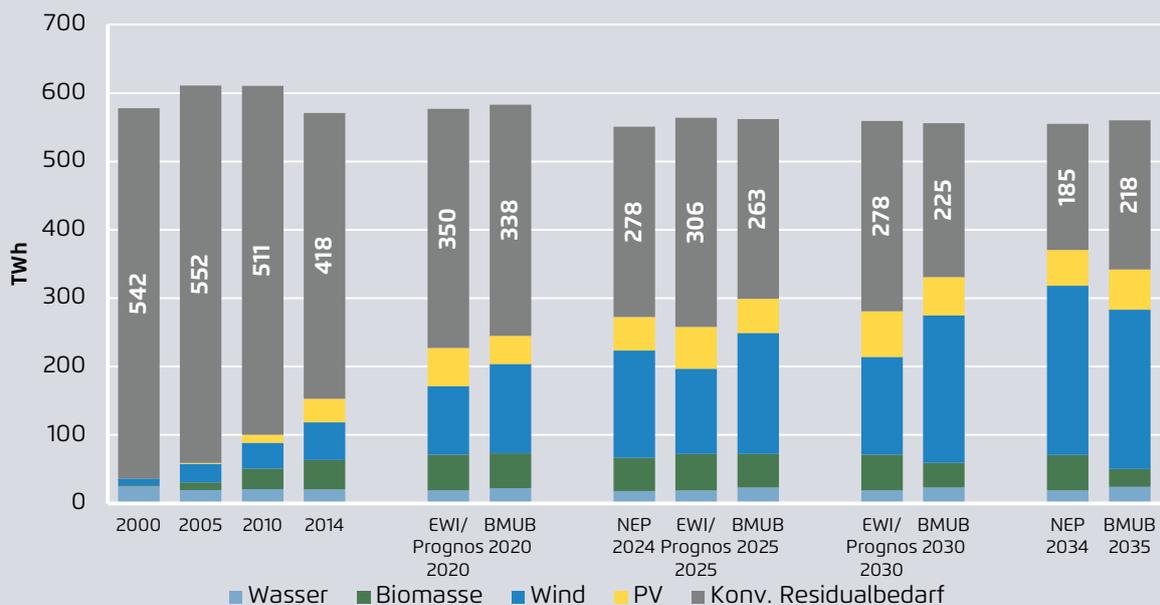
Alle drei Gutachter gehen davon aus, dass die **installierte Leistung des deutschen konventionellen Kraftwerkparks** über die Zeit abnimmt (siehe Abbildung 15). Bis 2035 ergeben sich dennoch signifikante Unterschiede zwischen den Erwartungen der einzelnen Szenarien: So geht das BMUB etwa von einer verbleibenden Gesamtkapazität von rund 70 GW aus, wohingegen die ÜNB mit einer installierten Bruttoleistung von 88 GW rechnen.

Die Erwartungsunterschiede betreffen v.a. Gaskraftwerke. Bezüglich der Entwicklung der anderen Kraftwerkstechnologien sind sich die Gutachter weitgehend einig. Der seit 2011 gesetzlich fixierte Kernenergieausstieg erfolgt bis Anfang 2023. Bezüglich der Braunkohlekraftwerke wird in allen Szenarien angenommen, dass die Kapazität von derzeit 21 GW mindestens bis 2020, eventuell sogar bis 2030 erhalten bleibt. Erst danach gehen die Gutachter von einem signifikanten (altersbedingten) Kapazitätsrückgang aus. Die installierte Kapazität von Steinkohlekraftwerken ist laut der Gutachter insgesamt leicht rückläufig, so dass bis 2035 ein Rückbau auf etwa 20 – 22 GW zu erwarten ist. Hinsichtlich der Gaskraftwerke bestehen die größten Differenzen. Zwar sind sich die Gutachter einig, dass die Kapazitäten bis 2020, wohl wegen ihrer aktuell schwierigen wirtschaftlichen Lage, um etwa die Hälfte zurückgehen. Ob es mittelfristig jedoch zu einem erneuten Zubau von Gaskapazitäten kommt, schätzen die Gutachter unterschiedlich ein. Das BMU rechnet für 2035 nur noch mit einer installierten Gaskapazität von etwa 16 GW, während die Übertragungsnetzbetreiber von 39 GW ausgehen.

nologien sind sich die Gutachter weitgehend einig. Der seit 2011 gesetzlich fixierte Kernenergieausstieg erfolgt bis Anfang 2023. Bezüglich der Braunkohlekraftwerke wird in allen Szenarien angenommen, dass die Kapazität von derzeit 21 GW mindestens bis 2020, eventuell sogar bis 2030 erhalten bleibt. Erst danach gehen die Gutachter von einem signifikanten (altersbedingten) Kapazitätsrückgang aus. Die installierte Kapazität von Steinkohlekraftwerken ist laut der Gutachter insgesamt leicht rückläufig, so dass bis 2035 ein Rückbau auf etwa 20 – 22 GW zu erwarten ist. Hinsichtlich der Gaskraftwerke bestehen die größten Differenzen. Zwar sind sich die Gutachter einig, dass die Kapazitäten bis 2020, wohl wegen ihrer aktuell schwierigen wirtschaftlichen Lage, um etwa die Hälfte zurückgehen. Ob es mittelfristig jedoch zu einem erneuten Zubau von Gaskapazitäten kommt, schätzen die Gutachter unterschiedlich ein. Das BMU rechnet für 2035 nur noch mit einer installierten Gaskapazität von etwa 16 GW, während die Übertragungsnetzbetreiber von 39 GW ausgehen.

Bruttostromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und konventioneller Residualbedarf, 2000-2035

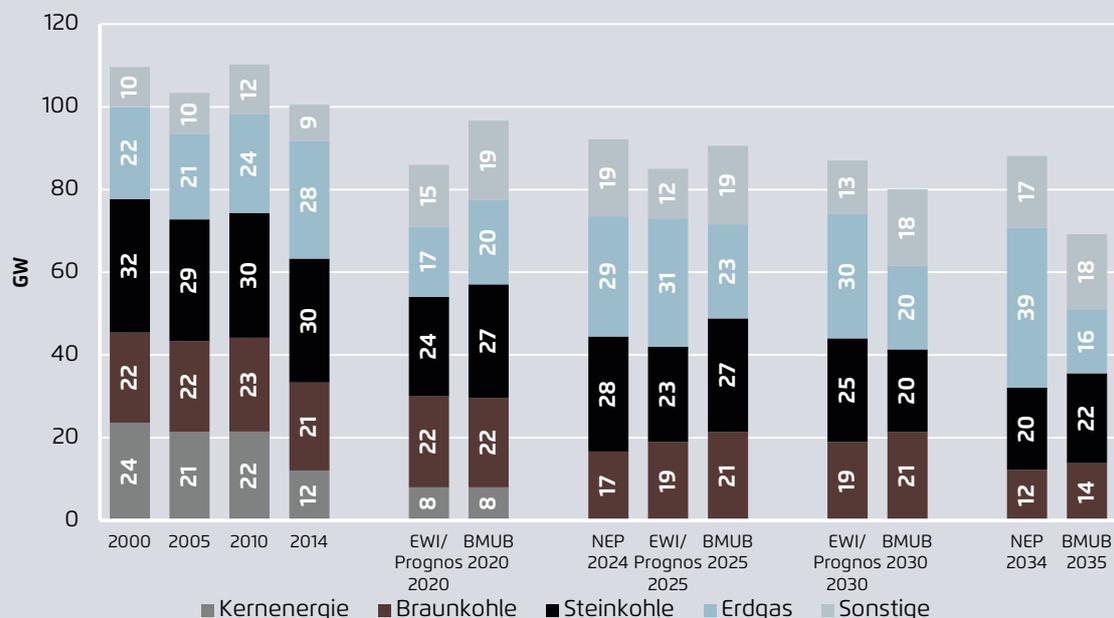
Abbildung 14



BMUB, EWI/Prognos, ÜNB

Installierte Bruttoleistung konventioneller Kraftwerke in Deutschland, 2000-2035

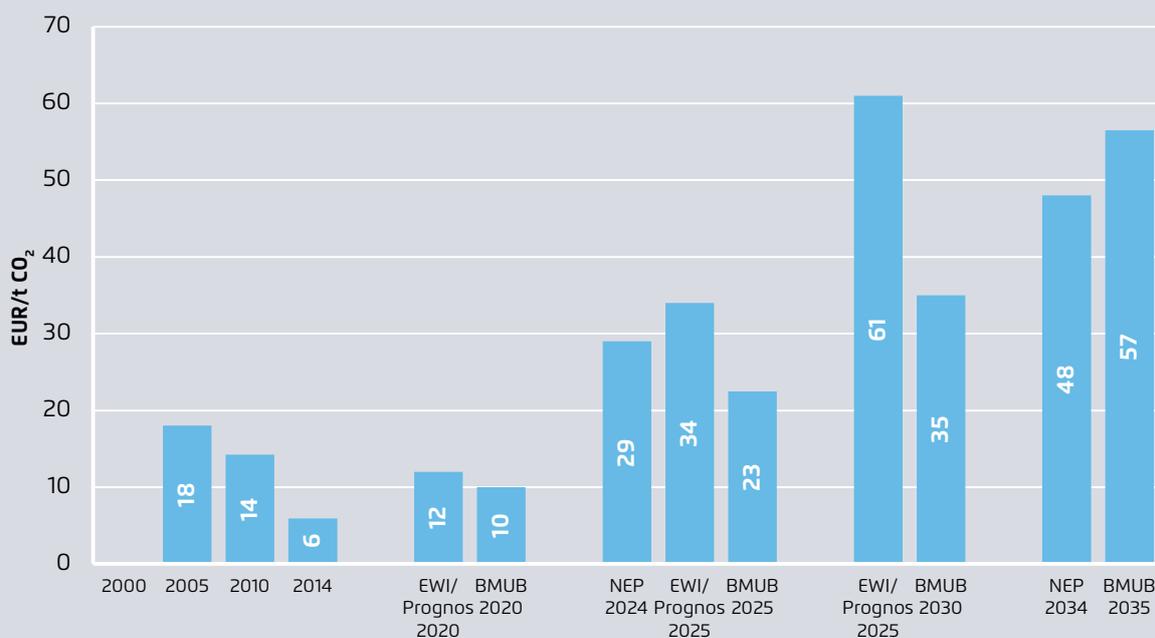
Abbildung 15



BMUB, EWI/Prognos, ÜNB

Erwartete CO<sub>2</sub>-Preisentwicklung, 2000-2035

Abbildung 16



BMUB, EWI/Prognos, ÜNB

Alle Gutachter rechnen mit deutlich steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen. Unterschiede gibt es bezüglich des Ausmaßes des Preisanstiegs. Insbesondere die Referenzprognose von EWI/Prognos liegt mit 61 EUR/t CO<sub>2</sub> bis 2030 deutlich über dem Niveau der übrigen Gutachter im selben Zeitraum. Vergleichbare, aber immer noch niedrigere Werte werden von diesen erst später erwartet. Einigkeit besteht wiederum in der Einschätzung, dass bis 2020 keine relevanten CO<sub>2</sub>-Preisveränderungen und somit keine relevanten Auswirkungen auf die Konkurrenzsituation zwischen den Kraftwerken zu erwarten sind.<sup>27</sup>

Eine weitere wichtige Einflussgröße ist, wie beschrieben, der **weitere Ausbau der Übertragungskapazitäten** zwischen den Ländern. Sowohl die Energiereferenzprognose für das BMWi als auch der Projektionsbericht des BMUB orientieren sich dabei an den jährlich erstellten Netzentwicklungsplänen der Übertragungsnetzbetreiber, eine explizite Ausweisung der getroffenen Annahmen erfolgt jedoch nicht.

<sup>27</sup> Siehe hierzu auch Kapitel 4.

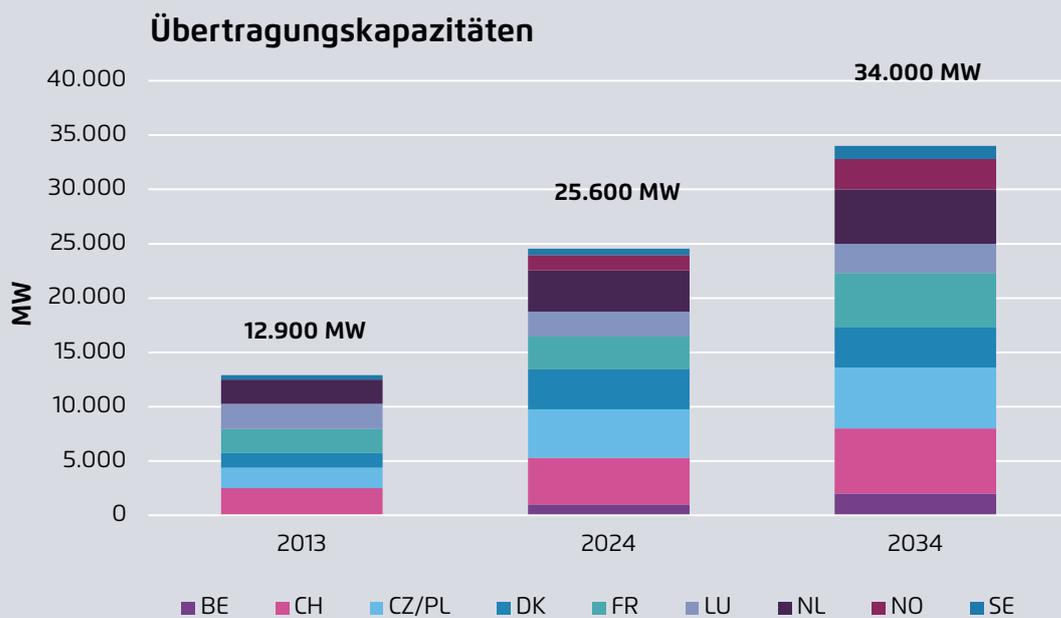
Aus diesem Grund können hier lediglich die im NEP 2014 getroffenen Annahmen dargestellt werden.

Der NEP 2014 geht davon aus, dass die Übertragungskapazitäten mit den Nachbarländern in den kommenden Jahren deutlich ausgebaut werden. Bis 2024 soll es nahezu eine Verdopplung (2024: 25,6 GW) der Übertragungskapazitäten geben. Bis 2034 sollen weitere 8,4 GW zugebaut werden. Demnach ist in Zukunft von einer massiv verstärkten Anbindung des deutschen Stromsektors an seine Nachbarländer und entsprechend erhöhten Export- bzw. Importkapazitäten auszugehen.

Die **Residualerzeugung der konventionellen Kraftwerke** geht in allen Szenarien etwa entsprechend ihrer sinkenden installierten Leistung sowohl kurzfristig bis 2020 als auch mittelfristig bis 2035 zurück. Bzgl. der Kernkraftwerke gehen alle Gutachter davon aus, dass diese aufgrund ihrer niedrigen Grenzkosten bis zu ihrer Stilllegung maximal ausgelastet bleiben. Auch bei der Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken erwarten die Gutachter bis 2020 keine rele-

Geplanter Ausbau der Übertragungskapazitäten, 2013-2034

Abbildung 17



BNetzA, ÜNB

vante Veränderung. Dies erscheint aufgrund der erwarteten konstant hohen installierten Kapazität sowie der anhaltend niedrigen CO<sub>2</sub>-Preise plausibel. Gleiches gilt für die Erzeugung aus Gaskraftwerken, die nur noch leicht abnimmt: Da bereits jetzt der Großteil der erdgasbasierten Stromerzeugung in KWK erfolgt und die Kraftwerke ihre Wärmelieferverträge erfüllen müssen, ist das Potenzial zur weiteren Verdrängung von Gaskraftwerken im Inland begrenzt.

In Summe erwarten die Gutachter, dass sich die fossile Erzeugung aus Braunkohle, Steinkohle und Erdgas deshalb bis etwa 2030 nur wenig ändert. Erst später kommt es zu einem signifikanten Rückgang auch der Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle.

### 3.3 Fazit: Weiter steigende Stromexportüberschüsse und dauerhafte Verfehlung eines sektoralen Klimaschutzziels

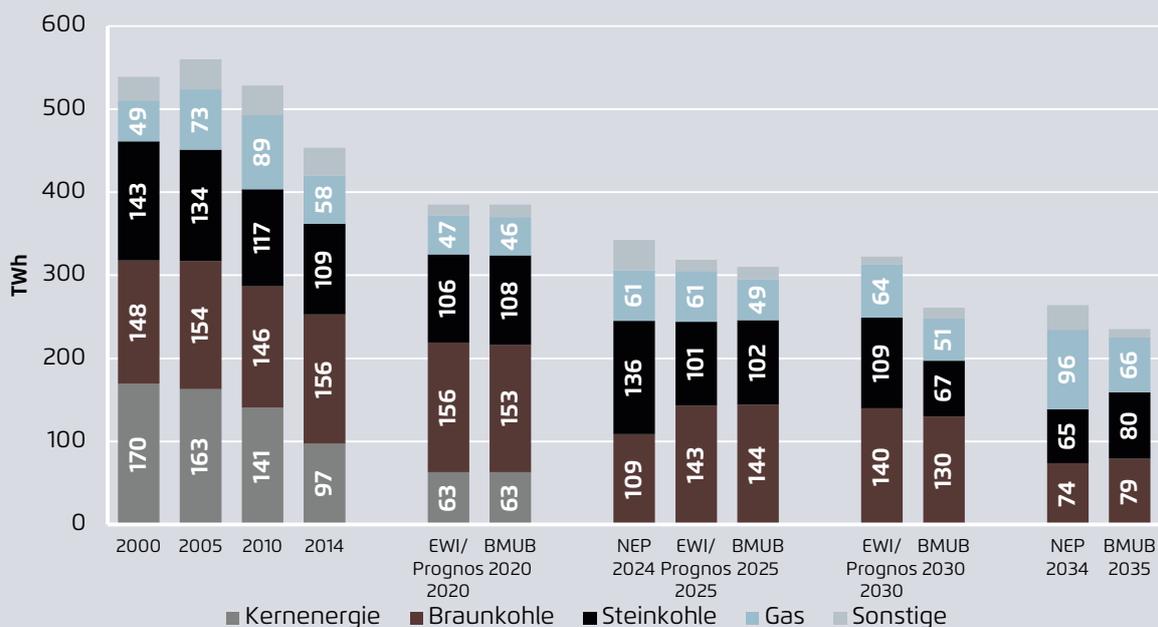
Entsprechend der oben beschriebenen Entwicklungen bleibt in allen modellierten Referenzszenarien eine deutliche Dis-

krepanz zwischen dem inländischen Residualbedarf sowie der tatsächlichen Residualerzeugung für den europäischen Strommarkt bestehen. Fast alle betrachteten Referenzszenarien gehen davon aus, dass sich die Stromexportüberschüsse mindestens auf dem aktuellen Niveau stabilisieren, tendenziell jedoch weiter erhöhen (siehe Abbildung 19).

Zwar reduziert sich der Inlandsbedarf nach konventioneller Residualerzeugung bis 2035 voraussichtlich um etwa die Hälfte. Gleichzeitig bleibt der deutsche Kraftwerkspark mit einem hohen Anteil klimaintensiver Erzeugung gegenüber den Nachbarmärkten konkurrenzfähig. Die perspektivisch weiter steigenden Stromexportüberschüsse gehen somit auf eine weiterhin hohe Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle zurück, die sich bis 2030 nicht signifikant reduziert. Ermöglicht wird ein verstärkter Stromexport jedoch auch durch Fortschritte bei der europäischen Strommarktintegration, die insbesondere Deutschland immer enger mit den umgebenden Märkten verkoppelt. Der bis Anfang 2023 vollzogene Kernenergieausstieg mit einer Stilllegung von 12 GW Kraftwerksleistung führt nur zu einer vergleichsweise

Konventionelle Residualerzeugung, 2000-2035

Abbildung 18



BMUB, EWI/Prognos, ÜNB

kurzen Unterbrechung bzw. Delle in der beschriebenen Entwicklung. Lediglich ein Szenario (BMWi 2025) prognostiziert einen spürbaren Effekt, wobei auch hier für das Jahr 2025 weiterhin von einem, wenn auch deutlich geringeren, Stromexportüberschuss (18 TWh) ausgegangen wird.

Zu beachten ist dabei, dass alle betrachteten Szenarien in der mittleren und langen Frist von starken CO<sub>2</sub>-Preiserhöhungen ausgehen, die trotz der aktuellen Reformbemühungen um den Europäischen Emissionshandel mindestens als optimistisch bezeichnet werden müssen. Würde die tatsächliche Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Preise flacher verlaufen als in den Gutachten angenommen, würde dies die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Kohlekraftwerke tendenziell weiter erhöhen (s. Kapitel 5). Die Stromexporte aus Deutschland werden in den Szenarien also tendenziell eher unterschätzt.

In der Folge wären die CO<sub>2</sub>-Emissionen des deutschen Stromsektors<sup>28</sup> zwar entsprechend der Kapazitätsentwick-

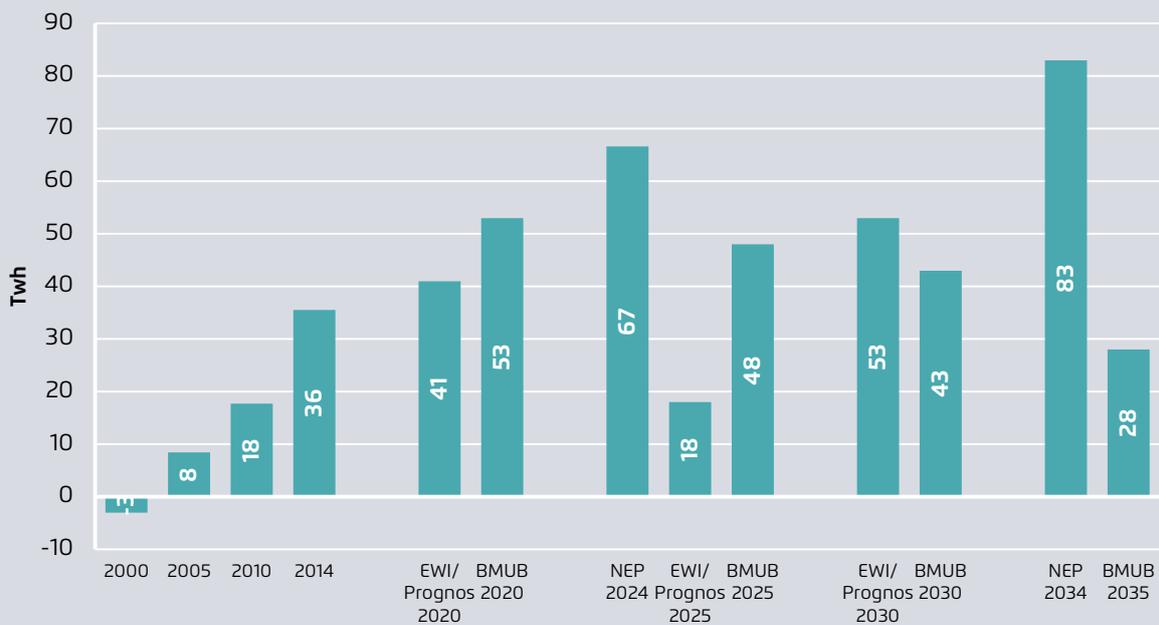
lung insgesamt rückläufig. Der Beitrag des Stromsektors zu den sektorenübergreifenden Klimazielen des Energiekonzeptes von -40 Prozent bis 2020, -55 Prozent bis 2030 und -70 Prozent bis 2040 würde jedoch dauerhaft unterdurchschnittlich ausfallen (siehe Abbildung 20). Stabile bzw. steigende Stromexportüberschüsse tragen dabei nicht nur kurzfristig, sondern auch mittel- und langfristig dazu bei, dass der deutsche Stromsektor vergleichsweise niedrige Emissionsreduktionen erreicht.

28 In der Energierferenzprognose von EWI/Prognos werden anstatt der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Stromsektors nur die CO<sub>2</sub>-

Emissionen der Energiewirtschaft ausgewiesen, die defini- torisch zwar aus geringfügig anderen Untersektoren als der Stromsektor besteht, in ihrer Entwicklung jedoch eine hohe Konvergenz zur Entwicklung des Stromsektors aufweist.

Stromexportüberschüsse, 2000-2035

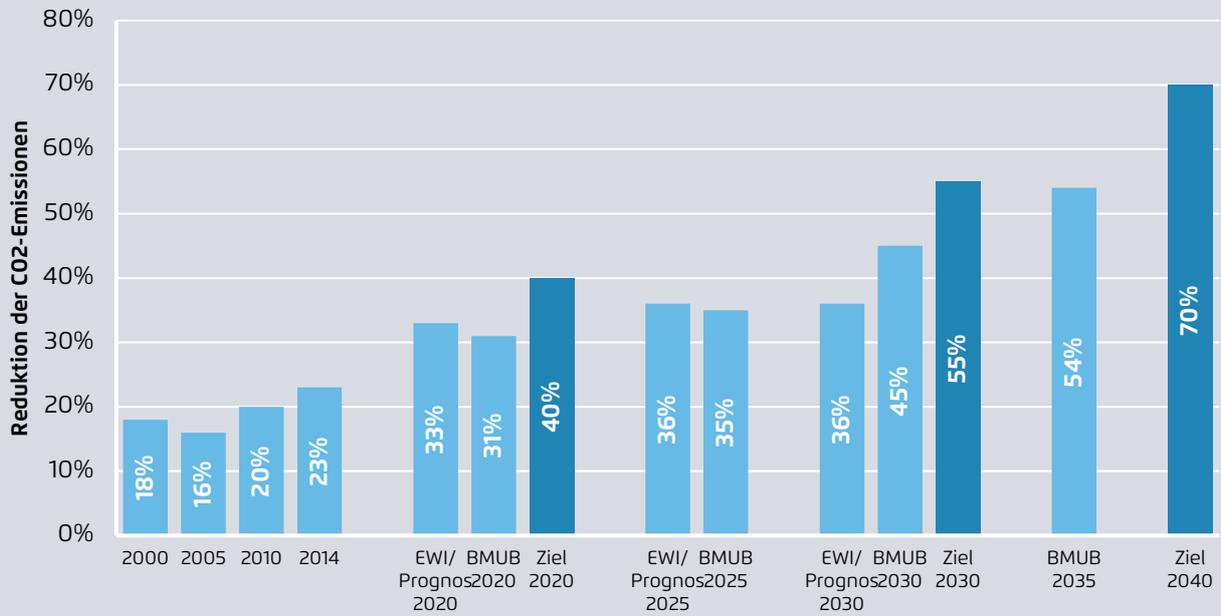
Abbildung 19



BMUB, EWI/Prognos, ÜNB

Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Stromsektors (BMUB) bzw. der Energiewirtschaft (EWi) gegenüber 1990 sowie die deutschen Klimaschutzziele in Prozent, 2000-2040

Abbildung 20



BMUB, EWI/Prognos, Bundesregierung



## 4. Wechselwirkungen mit dem europäischen Emissionshandel

Um die im Rahmen der europäischen Klimaschutzanstrengungen angestrebte Dekarbonisierung des Stromsystems bis 2050 in einem gemeinsamen Markt möglichst kostengünstig zu erreichen, haben die EU-Mitgliedstaaten im Jahr 2005 das europäische Emissionshandelssystem (*cap & trade*) eingeführt:

- Durch eine feste und jährlich sinkende Höchstausgabemenge an CO<sub>2</sub>-Zertifikaten (*cap*) sollen die absoluten Emissionen in den am Handelssystem beteiligten Sektoren begrenzt werden, um die europäischen Klimaschutzziele zu erreichen
- Die CO<sub>2</sub>-Zertifikate zwischen den Marktteilnehmern sind handelbar (*trade*), damit die Reduktion der Emissionen so kostengünstig wie möglich erfolgt. Denn, so die Erwartung, Investitionen in klimafreundlichere Technologien

erfolgen im Emissionshandel immer dort, wo die Zertifikate am kostengünstigsten sind.

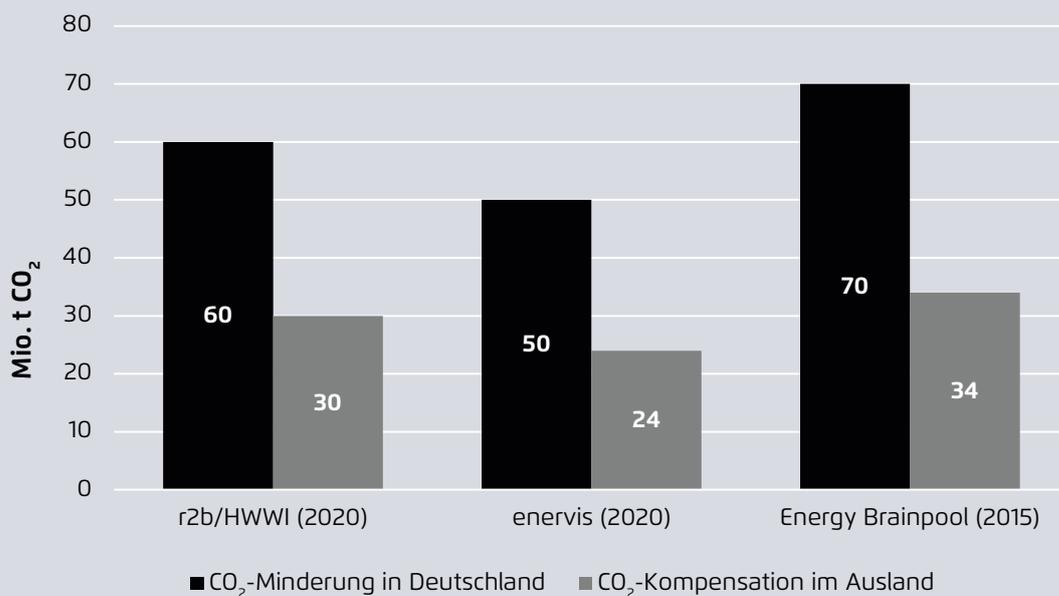
Derzeit ist der EU-ETS jedoch durch einen Gesamtüberschuss im Umfang von rund 2,1 Mrd. CO<sub>2</sub>-Zertifikaten gekennzeichnet, der auf eine signifikante Überausstattung an ausgegebenen Zertifikaten sowie hohe, zusätzliche Emissionsgutschriften im Rahmen der flexiblen Mechanismen (JI/CDM) zurückgeht.<sup>29</sup> Die Folge ist ein CO<sub>2</sub>-Preis von derzeit rund 7 EUR/t CO<sub>2</sub>. Damit verfehlt der EU-ETS im Stromsektor<sup>30</sup> derzeit das intendierte Ziel:

<sup>29</sup> Agora Energiewende (2015): Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende.

<sup>30</sup> Im Bereich der Industrieemissionen sind aufgrund einer anderen Kostenstruktur industrieller Produktionsprozesse bereits bei geringeren CO<sub>2</sub>-Preisen entsprechende Minderungseffekte zu verzeichnen.

CO<sub>2</sub>-Kompensation im Ausland aufgrund nationaler CO<sub>2</sub>-Einsparung durch reduzierte Kohleverstromung in Deutschland

Abbildung 21



Energy Brainpool, enervis, r2b/HWWI (in Klammern: Betrachtungsjahr der CO<sub>2</sub>-Reduktion)

→ Aufgrund der Überschüsse entfaltet der Emissionshandel hinsichtlich der Einhaltung der Klimaschutzziele kaum Anreizwirkung; der aktuelle CO<sub>2</sub>-Preis liegt mit derzeit 7 EUR/t CO<sub>2</sub> entsprechend niedrig und hat nur unwesentlichen Einfluss auf die Wettbewerbssituation der fossilen Kraftwerke (s. Kapitel 2.2.1). Ein Anreiz zu Investitionsverlagerungen in klimafreundliche Stromerzeugungstechnologien findet nicht statt.

Eine Folge der niedrigen CO<sub>2</sub>-Preise sind die oben dargestellten Verlagerungen der Stromerzeugung sowie der dabei ausgestoßenen CO<sub>2</sub>-Emissionen zwischen den Ländern, zu denen der Anstieg der deutschen Stromexporte maßgeblich beiträgt.

Eine solche Entwicklung hat allerdings nicht nur negative Auswirkungen auf die deutsche CO<sub>2</sub>-Bilanz, sondern auch auf die der Europäischen Union insgesamt: Da die niedrigen CO<sub>2</sub>-Preise dazu führen, dass deutsche Kohlekraftwerke anstelle von emissionsärmeren Gaskraftwerken den benötig-

ten Strom erzeugen, liegen die Emissionen der Stromerzeugung in der EU auch insgesamt höher als dies bei höheren CO<sub>2</sub>-Preisen der Fall wäre.

Mehrere aktuelle Studien zeigen übereinstimmend, dass eine Reduktion deutscher Braun- und Steinkohleverstromung sowohl aktuell (2015, Energy Brainpool) als auch mittelfristig (2020, r2b/HWWi, enervis) zu einer europaweiten Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen führen würde, da diese wegfallende Stromerzeugung durch halb so CO<sub>2</sub>-intensive ausländische Kraftwerke kompensiert würde (siehe Abbildung 21).<sup>31 32</sup>

31 Brainpool (2015): Auswirkungen eines partiellen Kohleausstiegs; enervis (2015): Ein Kraftwerkspark im Einklang mit den Klimazielen (im Erscheinen); r2b/HWWI (2014): Aktionsprogramm Klimaschutz 2020: Konsequenzen potentieller Kraftwerksstilllegungen.

32 Häufig wird innerhalb der Debatte um eine Verschiebung von CO<sub>2</sub>-Emissionen angeführt, dass eine solche Verlagerung aufgrund der gemeinsamen CO<sub>2</sub>-Obergrenze innerhalb des europäischen Emissionshandelssystems notwendigerweise im Verhältnis 1:1 erfolgt. Diese Argumentation geht jedoch auf eine theoretische

Überschussentwicklung gemäß dem aktuellen Kommissionsvorschlag (Mai 2015)

Abbildung 22



EEA, EEX, Europäische Kommission, eigene Berechnungen (bei Annahme eines EU-weiten Absenkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von 1% p.a.)

Die EU-Kommission und die Mehrzahl der EU-Mitgliedstaaten haben die Problematik anhaltend niedriger CO<sub>2</sub>-Preise erkannt. Sie bereiten deshalb die Reform des Emissionshandelssystems mit Hilfe der so genannten Marktstabilitätsreserve (MSR) vor: Der geplante Mechanismus soll die Überschüsse regelmäßig abschöpfen und dem Markt erst wieder bei auftretender Knappheit zur Verfügung stellen. Ziel ist es, auf diese Weise die Überschüsse insgesamt zu reduzieren und so einen CO<sub>2</sub>-Preis zu generieren, der die ursprünglich intendierte Lenkungswirkung des Emissionshandels hin zu emissionsarmer Stromerzeugung wieder herstellt. Hierzu haben zahlreiche Akteure, u.a. auch die Bundesregierung, konkrete Ausgestaltungsvorschläge vorgelegt, die auf der EU-Ebene verhandelt wurden.

Im Mai 2015 haben sich der Europäische Rat und das Europäische Parlament auf ein Inkrafttreten der Marktstabilitätsreserve ab 2019 verständigt.<sup>33</sup> Darüber hinaus sollen alle im Rahmen des *backloadings* zurückgestellten Zertifikate (900 Mio. Zertifikate) sowie alle bis 2020 noch nicht zugeordneten Zertifikate (900 Mio. Zertifikate) direkt in die MSR überführt werden.

Abbildung 22 stellt die zu erwartende Entwicklung der Überschussmenge gemäß dieses Kompromissvorschlags dar. Es zeigt sich, dass sich die Überschüsse bis zur geplanten Einführung der MSR stabilisieren und anschließend schrittweise abgebaut werden. Ab Mitte der 2020er Jahre ist demnach mit dem Erreichen des Zielkorridors zu rechnen.

Betrachtung idealtypischer Emissionshandelssysteme zurück, in der in vollkommener Märkte vorhandene CO<sub>2</sub>-Budgets von den Akteuren immer vollumfänglich genutzt werden. Der EU-ETS ist aufgrund des bestehenden Überschusses jedoch derzeit nicht durch eine solche Knappheit gekennzeichnet, wodurch eine Verlagerung der Emissionen auch nicht im Verhältnis 1:1 erfolgt.

33 European Commission (2015): Decision of the European Parliament and of the Council concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and amending Directive 2003/87/EC.

Historische und prognostizierte CO<sub>2</sub>-Preisentwicklung (Spotmarkt) gemäß dem aktuellen Kommissionsvorschlag (Stand: Mai 2015)

Abbildung 23



EEX, Point Carbon (bei Annahme eines EU-weiten Wirtschaftswachstums von 1% p.a.)

Anhand der Berechnungen wird deutlich, dass aufgrund der weiterhin stabilen Überschüsse bis 2020 vorerst nicht mit einem relevanten Anstieg der CO<sub>2</sub>-Preise zu rechnen ist. Vielmehr wird erwartet, dass sich die CO<sub>2</sub>-Preise bis 2030 nur langsam erholen (siehe Abbildung 23).

Hinsichtlich der Entwicklung der deutschen Stromexporte sowie der CO<sub>2</sub>-Emissionen lassen sich demnach drei Schlüsse ziehen:

- Für die Frage, ob Deutschland sein Klimaschutzziel für 2020 erreicht oder nicht, sind die Reformbemühungen zum EU-ETS praktisch ohne Belang. Da bis 2020 keine signifikanten Preisänderungen zu erwarten sind, verändert dies auch nicht die Wettbewerbsfähigkeit der konventionellen Kraftwerke.<sup>34</sup>
- Die in den betrachteten Referenzszenarien unterstellten CO<sub>2</sub>-Preise von 35 bis 60 Euro/t für den Zeitraum 2030/35 müssen aus heutiger Sicht mindestens als optimistisch bewertet werden. Basierend auf aktuellen Preisprognosen, die dem inzwischen vorgelegten Reformvorschlag zugrunde liegen, gehen Experten bis 2030 von deutlich niedrigeren Preissteigerungen aus, was sich wiederum auch auf die deutschen Stromexporte auswirken würde.
- Nationale Maßnahmen zur Reduzierung der Stromerzeugung aus deutschen Braun- und Steinkohlekraftwerken würden aus europäischer Perspektive zu einer Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen führen, da diese durch CO<sub>2</sub>-ärmere Erzeugung im In- und Ausland ersetzt würde.

---

<sup>34</sup> Eine hierzu korrespondierende Entwicklung wird im aktuellen Projektionsbericht der Bundesregierung bereits abgebildet, da für das Jahr 2020 CO<sub>2</sub>-Preise von 10 Euro pro Tonne angenommen werden; vgl. BMUB (2015): Projektionsbericht 2015 gemäß Verordnung 525/2013/EU.

## 5. Schlussfolgerungen

Die in der EU politisch forcierte Strommarktintegration verspricht erhebliche wohlfahrtsökonomische Vorteile gegenüber isolierten Märkten, die sich an Ländergrenzen orientieren. Offene Grenzen für Strom sind grundsätzlich geeignet, Elektrizität EU-weit (grenz-)kostenoptimiert bereitzustellen, die Versorgungssicherheit im gemeinsamen Marktgebiet kostengünstig zu verbessern und den Lastausgleich in einem Stromsystem zu erleichtern, das zunehmend von fluktuierenden Erneuerbaren Energien geprägt sein wird.

Allerdings gilt es, dabei die Wechselwirkungen mit anderen nationalen und EU-weit vereinbarten Zielen der Energie- und Klimaschutzpolitik im Auge zu behalten. So soll Strom in der EU auch künftig zu im Weltmaßstab konkurrenzfähigen Preisen zur Verfügung stehen und aber gleichzeitig mit den Klimaschutzzielen und der umfassenden Dekarbonisierungsstrategie der EU in Einklang stehen. Letzteres sollen auf EU-Ebene insbesondere die vereinbarten Ziele zur CO<sub>2</sub>-Reduzierung, zum Ausbau der Erneuerbaren Energien, zur Verbesserung der Energieeffizienz sowie der EU-Emissionshandel sicherstellen.<sup>35</sup>

Der EU-Emissionshandel verfehlt seit Jahren aufgrund massiver Überschüsse an CO<sub>2</sub>-Zertifikaten seine Lenkungswirkung in Richtung einer CO<sub>2</sub>-armen Stromerzeugung. Aktuell kommt es innerhalb des europäischen Strommarktes deshalb zu einer deutlichen Verschiebung hin zu emissionsintensiver Stromerzeugung.

Die hier vorgelegte Analyse zeigt, dass

- Deutschland im eigenen Land immer weniger Strom aus konventionellen Kraftwerken benötigt und im Gegenzug immer mehr Strom ins Ausland exportiert.
- sich der wachsende Stromexportüberschuss insbesondere darauf zurückführen lässt, dass deutsche Braun- und Steinkohlekraftwerke wegen der niedrigen CO<sub>2</sub>-Preise derzeit besonders konkurrenzfähig sind und deshalb nicht nur in Deutschland, sondern europaweit klimaschonende Gaskraftwerke aus dem Markt drängen.
- der steigende Stromexportüberschuss mitverantwortlich dafür ist, dass Deutschland seine nationalen Klimaschutzziele für 2020 und darüber hinaus deutlich zu verfehlen droht.
- ein Ende der Exportüberschüsse ohne zusätzliche politische Maßnahmen auf nationaler Ebene auch mittelfristig nicht zu erwarten ist, selbst wenn es durch eine ambitionierte Reform des Emissionshandels mittelfristig wieder zu steigenden CO<sub>2</sub>-Preis kommen sollte.

Damit droht eine Situation, in der Deutschland seine nationalen Klimaschutzziele nicht nur kurzfristig bis 2020, sondern auch in der mittleren Perspektive verfehlt und der Stromsektor keinen ausreichenden Beitrag zur Erfüllung der nationalen Klimaschutzziele leistet. Die Einführung eines zusätzlichen, nationalen Klimaschutzinstruments zur flankierung der bisher und bis auf weiteres unzureichenden Lenkungswirkung des europäischen Emissionshandels hin zu klimafreundlicher Stromerzeugung ist deshalb notwendig, um die nationalen Klimaschutzziele für 2020 und darüber hinaus zu erreichen.

<sup>35</sup> European Commission (2014): Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030.

## AUF DEUTSCH

### 12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt (Lang- und Kurzfassung)

### Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign: Kann der Energy-only-Markt 2.0 auf Kapazitätsmechanismen verzichten?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 17. September 2014

### Ausschreibungen für Erneuerbare Energien

Welche Fragen sind zu prüfen?

### Das deutsche Energiewende-Paradox. Ursachen und Herausforderungen

Eine Analyse des Stromsystems von 2010 bis 2030 in Bezug auf Erneuerbare Energien, Kohle, Gas, Kernkraft und CO<sub>2</sub>-Emissionen

### Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage

Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage

### Effekte regional verteilter sowie Ost-/West-ausgerichteter Solarstromanlagen

Eine Abschätzung systemischer und ökonomischer Effekte verschiedener Zubauszenarien der Photovoltaik

### Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess

Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014-2017

### Ein robustes Stromnetz für die Zukunft

Methodenvorschlag zur Planung – Kurzfassung einer Studie von BET Aachen

### Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0

Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign

### Energieeffizienz als Geschäftsmodell

Ein marktorientiertes Integrationsmodell für Artikel 7 der europäischen Energieeffizienzrichtlinie

### Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?

Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland

### Klimafreundliche Stromerzeugung: Welche Option ist am günstigsten?

Stromerzeugungskosten neuer Wind- und Solaranlagen sowie neuer CCS- und Kernkraftwerke auf Basis der Förderkonditionen in Großbritannien und Deutschland

### Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland

Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033

### Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland

Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

### Negative Strompreise: Ursache und Wirkungen

Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz

---

# Publikationen von Agora Energiewende

---

## Netzentgelte in Deutschland

Herausforderungen und Handlungsoptionen

## Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor

Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)

## Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien

Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten

## Reform des Konzessionsabgabenrechts

Gutachten vorgelegt von Raue LLP

## Stromspeicher für die Energiewende

Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz

## Stromverteilnetze für die Energiewende

Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs Verteilnetze für die Bundesrepublik – Schlussbericht

## Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell

Vorschlag für eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells und eine Anpassung der Vergütungshöhe

## AUF ENGLISCH

## 12 Insights on Germany's Energiewende

An Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

## A radically simplified EEG 2.0 in 2014

Concept for a two-step process 2014-2017

## Benefits of Energy Efficiency on the German Power Sector

Final report of a study conducted by Prognos AG and IAEW

## Comparing Electricity Prices for Industry

An elusive task – illustrated by the German case

## Comparing the Cost of Low-Carbon Technologies: What is the Cheapest Option?

An analysis of new wind, solar, nuclear and CCS based on current support schemes in the UK and Germany

## Cost Optimal Expansion of Renewables in Germany

A comparison of strategies for expanding wind and solar power in Germany

## Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany

Final report on a study conducted by Fraunhofer ISI and Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

## Power Market Operations and System Reliability

A contribution to the market design debate in the Pentilateral Energy Forum

## Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will helfen, den Boden zu bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.

---



### **Agora Energiewende**

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 284 49 01-00

F +49 (0)30 284 49 01-29

[www.agora-energiewende.org](http://www.agora-energiewende.org)

[info@agora-energiewende.de](mailto:info@agora-energiewende.de)

