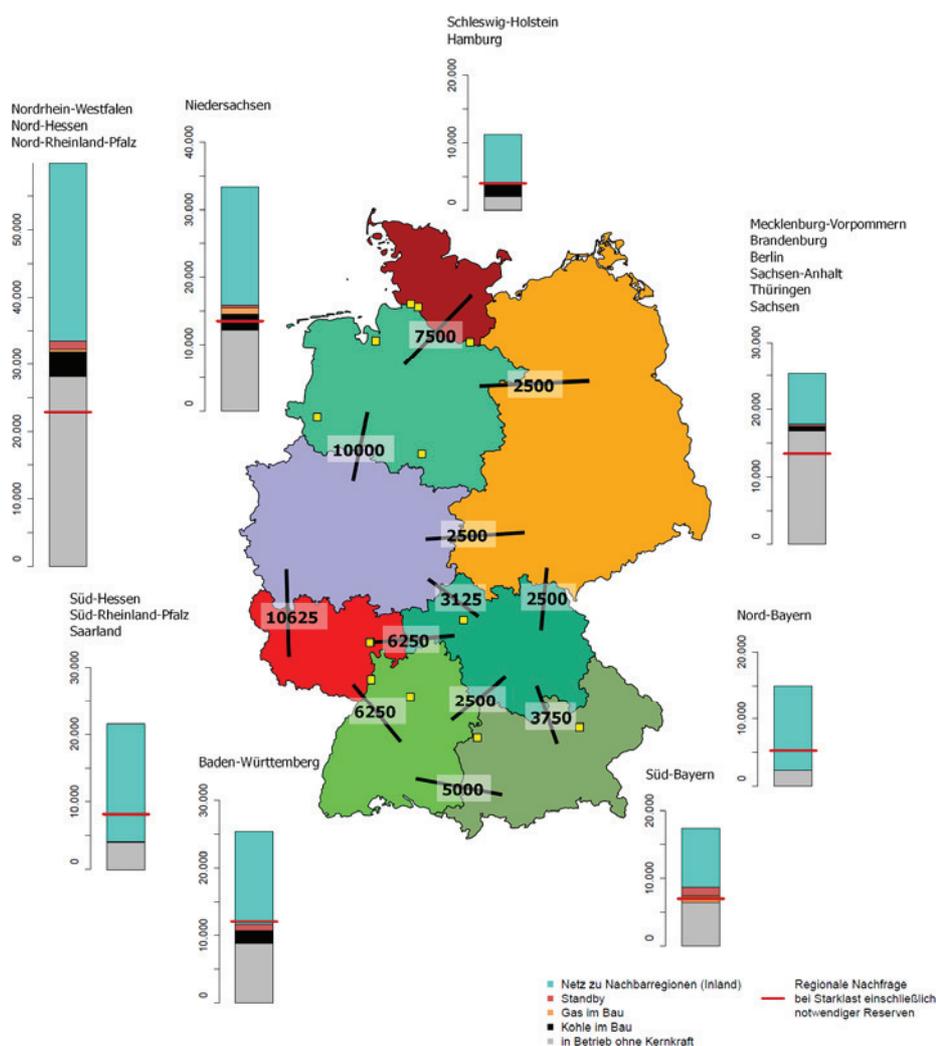


Atomausstieg 2015 und regionale Versorgungssicherheit Kurzgutachten



April 2011

0 Inhalt

0	INHALT	3
1	FRAGESTELLUNG UND ERGEBNISSE.....	5
1.1	FRAGESTELLUNG	5
1.2	ERGEBNISSE DER UNTERSUCHUNG	5
2	ATOMAUSSTIEG BIS 2015	7
2.1	DAS GUTACHTEN DES SACHVERSTÄNDIGENRATS FÜR UMWELTFRAGEN	7
2.2	ATOMAUSSTIEG BIS 2015	9
2.3	ZUSÄTZLICHE CO ₂ -EMISSIONEN DURCH EINEN ATOMAUSSTIEG BIS 2015 UND IHRE KOMPENSATION	9
3	REGIONALE ELEKTRIZITÄTSVERSORGUNG.....	12
3.1	REGIONEN DES DEUTSCHEN ELEKTRIZITÄTSNETZES.....	12
3.2	REGIONALE KRAFTWERKSKAPAZITÄTEN UND REGIONALE NETZLAST	13
3.2.1	ÜBERTRAGUNGSKAPAZITÄTEN ZWISCHEN DEN REGIONEN.....	13
3.2.2	DEFINITION DER REGIONALEN NETZLAST	15
3.2.3	REGIONALE KRAFTWERKSKAPAZITÄTEN IN 2011 MIT KERNKRAFTWERKEN.....	16
3.2.4	KRAFTWERKSKAPAZITÄTEN 2014 OHNE KERNKRAFTWERKE.....	18
3.2.5	AUSGLEICHSMÖGLICHKEITEN ZWISCHEN DEN REGIONEN.....	20
3.3	VERSORGUNGSSITUATION DER SÜDDEUTSCHEN NETZREGIONEN 2015	22
3.3.1	<i>Kraftwerkskapazitäten und innerdeutscher Ausgleich</i>	22
3.3.2	<i>Netzkapazitäten in das benachbarte Ausland</i>	23
4	EINFLUSS DER BISHERIGEN KERNKRAFTWERKSABSCHALTUNGEN AUF DIE STROMPREISE UND DEN STROMIMPORT	25
4.1	ENTWICKLUNG DER STROMPREISE AN DER STROMBÖRSE EPEX	25
4.2	ENTWICKLUNG DES STROMAUSTAUSCHS MIT TSschechien.....	27
5	SCHLUSSFOLGERUNGEN	29
6	QUELLEN.....	30
7	ANHANG 1: BIS 2014 IN BETRIEB GEHENDE KRAFTWERKE.....	32

1 Fragestellung und Ergebnisse

1.1 Fragestellung

Das vorliegende Kurzgutachten befasst sich vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussion um die Zukunft der Kernenergie und einen möglichst raschen Umstieg auf eine 100% regenerative Stromversorgung für Deutschland mit den folgenden Fragen:

- Wie schnell ist ein Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland ohne technische und volkswirtschaftliche Schwierigkeiten erreichbar?
- Wie wirkt sich ein bis 2015 möglicher Kernenergieausstieg auf die Versorgungssicherheit in den verschiedenen Regionen Deutschlands aus?
- Wie können trotz eines Kernenergieausstiegs bis 2015 die CO₂-Emissionen der deutschen Stromerzeugung möglichst schnell ganz auf Null reduziert werden?
- Welche Auswirkungen hat die Abschaltung von sechs deutschen Kernkraftwerken im März 2011 auf den Börsenpreis für Strom und den Import von Strom aus Tschechien gehabt?

1.2 Ergebnisse der Untersuchung

Ein Ausstieg aus der Kernenergie bis Ende 2014 muss von einem entschiedenen weiteren Ausbau der Nutzung regenerativer Energiequellen begleitet werden, um auch das Klimaproblem zu lösen. Die Möglichkeiten für einen entsprechenden Ausbau der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland ist zum Beispiel vom Sachverständigenrat für Umweltfragen in seinem Gutachten vom Januar 2011 für eine 100% regenerative Stromversorgung bis 2050 sehr detailliert untersucht worden (vgl. SRU 2011).

Eine 100% regenerative Stromversorgung ist in Deutschland bei forciertem Netzausbau und entsprechendem Ausbau von Speicherkapazitäten oder der Anbindung der bereits bestehenden sehr großen Speichermöglichkeiten in Norwegen bereits bis zum Jahr 2030 möglich.

Die in Deutschland installierte und im Bau befindliche Kapazität der konventionellen Kraftwerke reicht aus, um die Stromversorgung bereits ab 2015 auch ohne Kernkraftwerke zu jedem Zeitpunkt sicherzustellen.

Dies gilt auch bei regionaler Betrachtung: Selbst zur Zeit der absoluten Jahreshöchstlast sind bereits im Jahr 2015 ohne Kernkraftwerke in allen Regionen Deutschlands ausreichende Erzeugungs- und Netzkapazitäten vorhanden, um die Versorgung jedes Verbrauchers in jeder Stunde des Jahres sicherzustellen.

Auch in der Stunde der höchsten Last stehen zusätzlich mindestens 15.000 MW Kraftwerksleistung für Systemdienstleistungen, ungeplante Kraftwerksausfälle und Kraftwerksrevisionen (Wartungsarbeiten) zur Verfügung.

Deutschlands Stromnetz ist nicht abgeschottet, sondern Drehscheibe des europäischen Strommarktes. Bisher war Deutschland Netto-Exporteur. Aufgrund der Preisverhältnisse an den europäischen Strommärkten wird in Zeiten hoher Nachfrage und geringer Solar- und Windstromerzeugung Strom nach Deutschland importiert. In Zeiten hoher Wind- und Solarstromerzeugung wird Deutschland auch zukünftig trotz der Abschaltung aller Kernkraftwerke als Exporteur am europäischen Strommarkt auftreten.

Die Einbindung in den europäischen Strommarkt bedeutet zusätzliche Sicherheit für die Stromversorgung Deutschlands.

Die Strompreisentwicklung im ersten Quartal 2011 zeigt, entgegen dem in der Öffentlichkeit vermittelten Eindruck, keinen gravierenden Preiseinfluss der Abschaltung von 6 deutschen Atomkraftwerken nach dem 15. März, sondern eine gleichbleibende Tendenz.

Die Importe von Strom aus Tschechien haben sich in der gleichen Zeit nicht signifikant durch die Abschaltung der deutschen Kernkraftwerke erhöht. Sie folgen vielmehr anderen Einflussfaktoren.

Einem frühzeitigen Ende der Kernenergienutzung in Deutschland bereits zum Ende des Jahres 2014 stehen keine gravierenden technischen oder volkswirtschaftlichen Gründe entgegen.

2 Atomausstieg bis 2015

Aufgrund der bis zum Herbst 2010 gegebenen Gesetzeslage waren seit fast zehn Jahren alle Kraftwerksplanungen auf einen Ausstieg aus der Atomenergie bis etwa zum Jahr 2020 ausgerichtet. Eine Vielzahl von Kraftwerksneubauten ist im Vertrauen auf diese gesetzliche Grundlage in den letzten Jahren errichtet und begonnen worden.

2.1 Das Gutachten des Sachverständigenrats für Umweltfragen

Das im Mai 2010 erstmals veröffentlichte Szenario des Sachverständigenrates für Umweltfragen (SRU im Folgenden) (SRU 2010 und 2011) zeigt auf der Basis dieser Gesetzeslage und einer angenommenen Laufzeit von lediglich 35 Betriebsjahren für konventionelle Wärmekraftwerke, dass ein Übergang zu einer 100% auf erneuerbaren Energieträgern beruhenden Elektrizitätsversorgung ohne den Zubau weiterer konventioneller Kraftwerke bis zum Jahr 2050 möglich ist, wenn lediglich die Anfang 2010 im Bau befindlichen Kohlekraftwerke und die zu diesem Zeitpunkt im Bau oder der konkreten Planung befindlichen Gaskraftwerke noch gebaut und für 35 Jahre betrieben würden. Nicht berücksichtigt sind hierbei gerichtlich gestoppte Bauvorhaben wie z. B. das Kohlekraftwerk Datteln.

Die Kosten für einen Übergang von der derzeitigen Stromversorgung auf eine 100% regenerative Stromversorgung beziffert der SRU im teuersten Jahr auf Zusatzkosten von 3,7 c/kWh oder ca. 150 €/a für einen Durchschnittshaushalt mit ca. 4.000 kWh Jahresverbrauch. In der langen Frist verursacht eine 100% regenerative Stromversorgung ohnehin die niedrigsten Stromerzeugungskosten (vgl. SRU 2010, S. 82). Hierbei ist noch nicht berücksichtigt, dass eine entsprechende Umstellung gleichzeitig auch ca. 40% des in Deutschland verursachten Beitrags zum vom Menschen verursachten Klimawandel eliminiert und einen baldigen Abschied von der Kernenergienutzung in Deutschland ermöglicht.

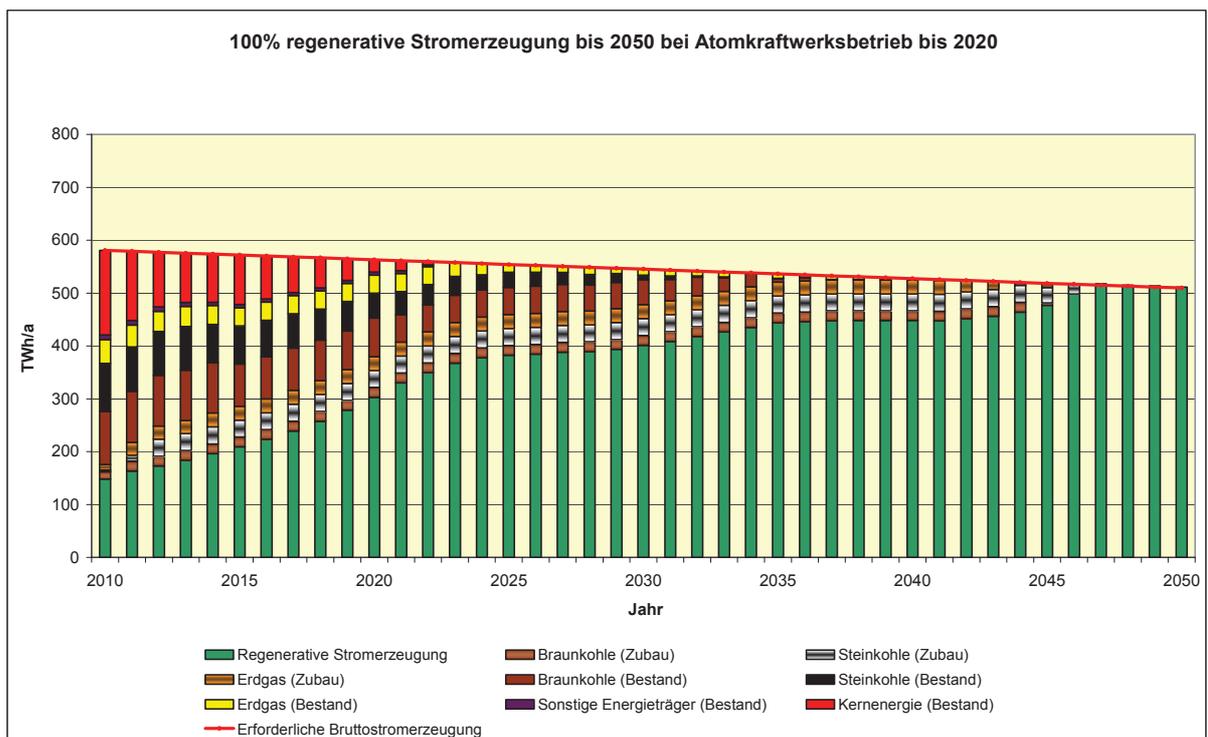
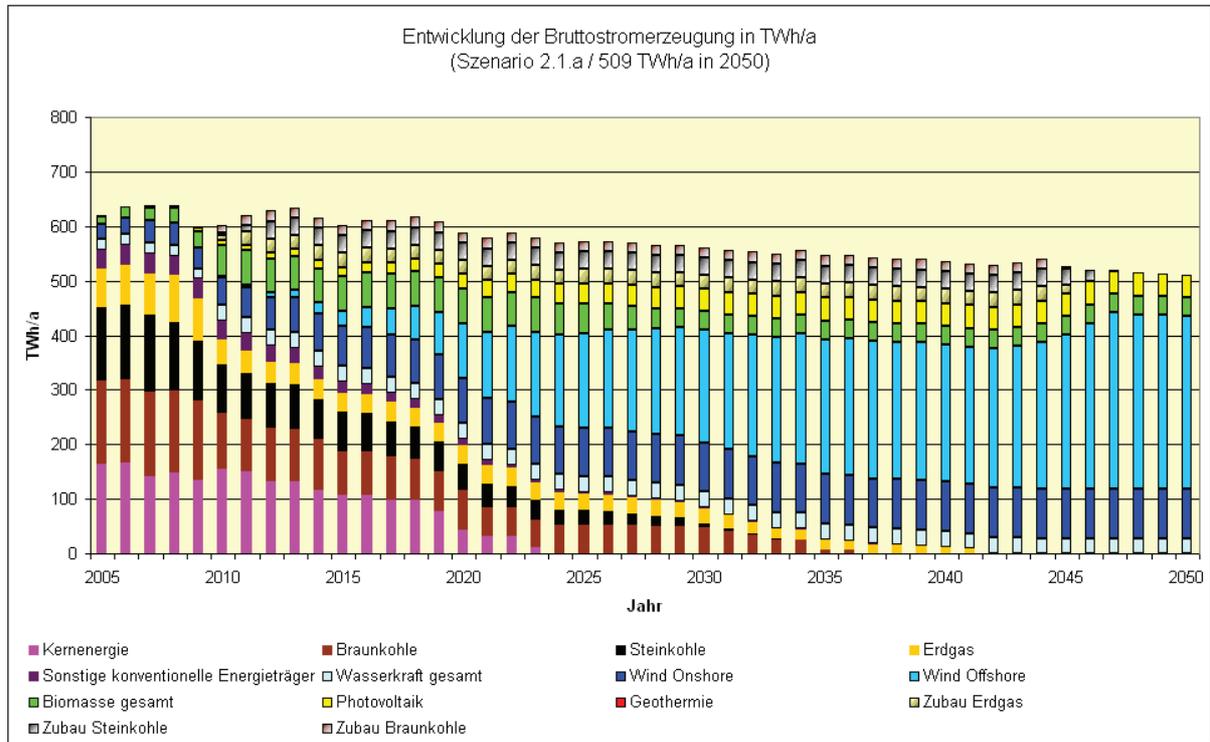
Abbildung 1.a zeigt das vom Sachverständigenrat vorgeschlagene Übergangsszenario in der Originalabbildung. In Abbildung 1.b ist der Ausbau der verschiedenen regenerativen Energiequellen zur besseren Übersichtlichkeit zu einer Kategorie zusammengefasst und an die Nachfrageentwicklung durch geringe Abschläge angepasst worden. Auch sind die konventionellen Kraftwerkskapazitäten im oberen Bereich der Graphik angeordnet worden. Die Kernenergie wird in Abbildung 1.b nur noch mit dem Anteil erfasst, der zur Deckung der inländischen Nachfrage erforderlich ist. So zeigt Abbildung 1.b deutlich in rot, welche Produktion aus Kernkraftwerken in diesem Szenario noch erforderlich ist.

Abbildung 1.a und 1.b:

Szenario des Sachverständigenrates für Umweltfragen für einen Übergang zu einer 100% regenerativen Stromerzeugung in Deutschland.

1.a: Originaldarstellung des SRU (SRU 2010, S. 56)

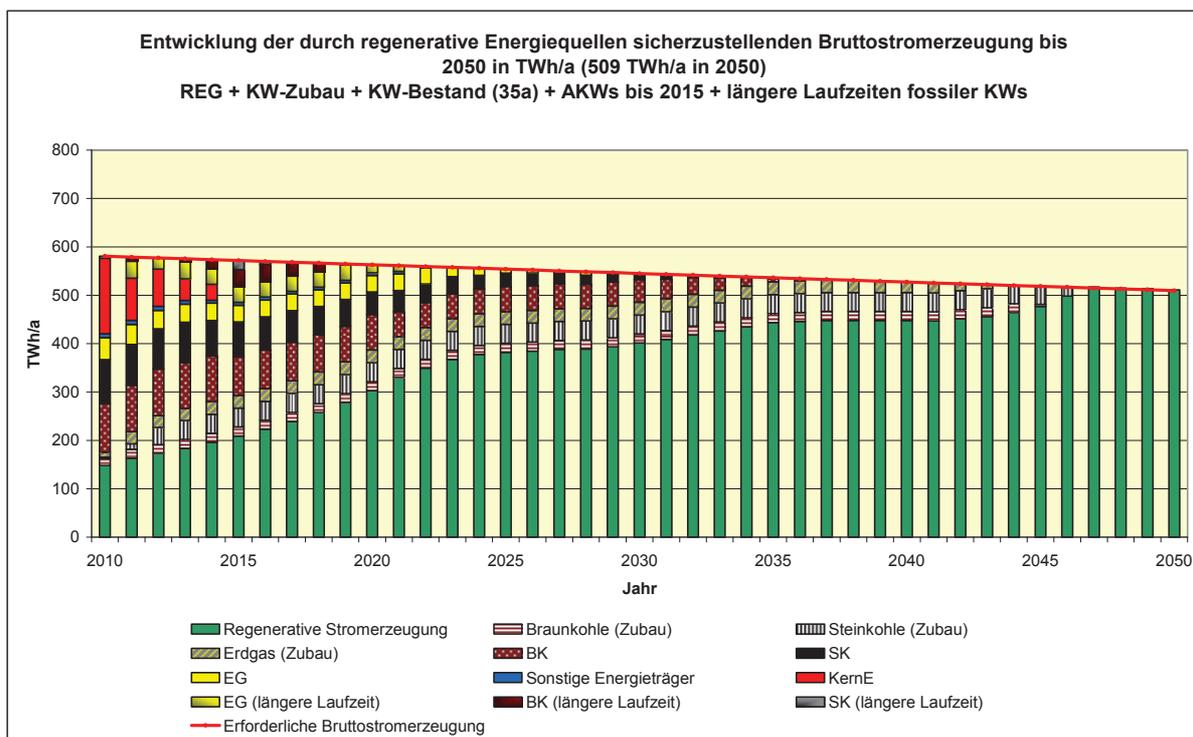
1.b: Neu geordnete und leicht abgewandelte Darstellung



2.2 Atomausstieg bis 2015

Vor dem Hintergrund der Ereignisse von Fukushima stellt sich in Deutschland heute die Frage, ob ein früherer Ausstieg aus der Kernenergie möglich ist, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden? Zur Beantwortung dieser Frage haben die Autoren untersucht, in wie weit sich durch eine Verlängerung der Laufzeiten konventioneller Kraftwerke über die unterstellte Laufzeit von 35 Jahren hinaus der Einsatz der deutschen Kernkraftwerke kompensieren lässt. Es zeigt sich, dass das letzte deutsche Kernkraftwerk bis zum Ende des Jahres 2014 außer Betrieb genommen werden kann. Eine vorübergehend entstehende Lücke kann, wie Abbildung 2 zeigt, durch den etwas verlängerten Betrieb vorhandener älterer Kohle- und Gaskraftwerke geschlossen werden. Bereits im Jahr 2022 ist keines dieser älteren Kraftwerke mehr erforderlich. Eine Verlängerung des Betriebs um maximal 11 von 35 auf 46 Jahre ist aber durchaus im Bereich der normalen technischen Lebensdauern dieser Kraftwerke.

Abbildung 2: Ersatz der deutschen Kernkraftwerke bis zum Ende 2014



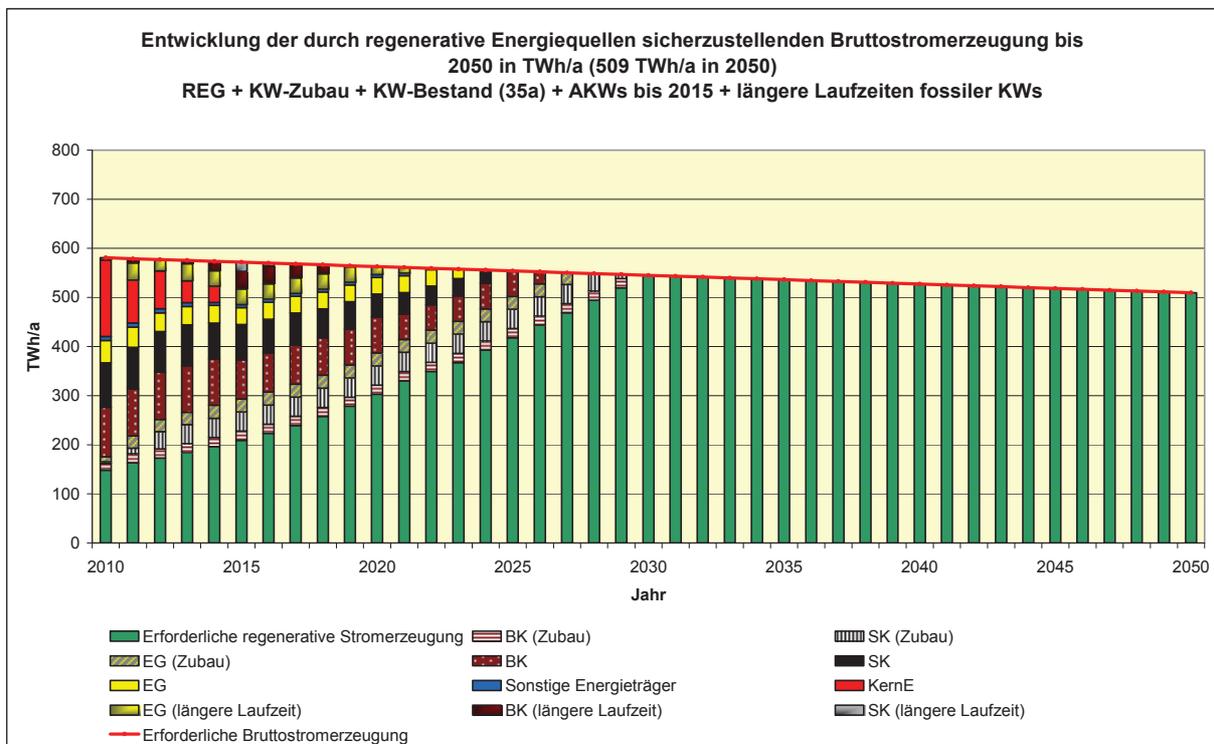
2.3 Zusätzliche CO₂-Emissionen durch einen Atomausstieg bis 2015 und ihre Kompensation

Kritiker dieser Vorgehensweise werden nun argumentieren, dass durch den Ersatz der Restlaufzeiten der deutschen Kernkraftwerke durch alte Kohle- und Gaskraftwerke zusätzliche klimaschädliche CO₂-Emissionen verursacht werden. Dies ist ein durchaus ernst zu nehmender Einwand.

Bei näherem Hinsehen kann man allerdings feststellen, dass sich im Szenario des

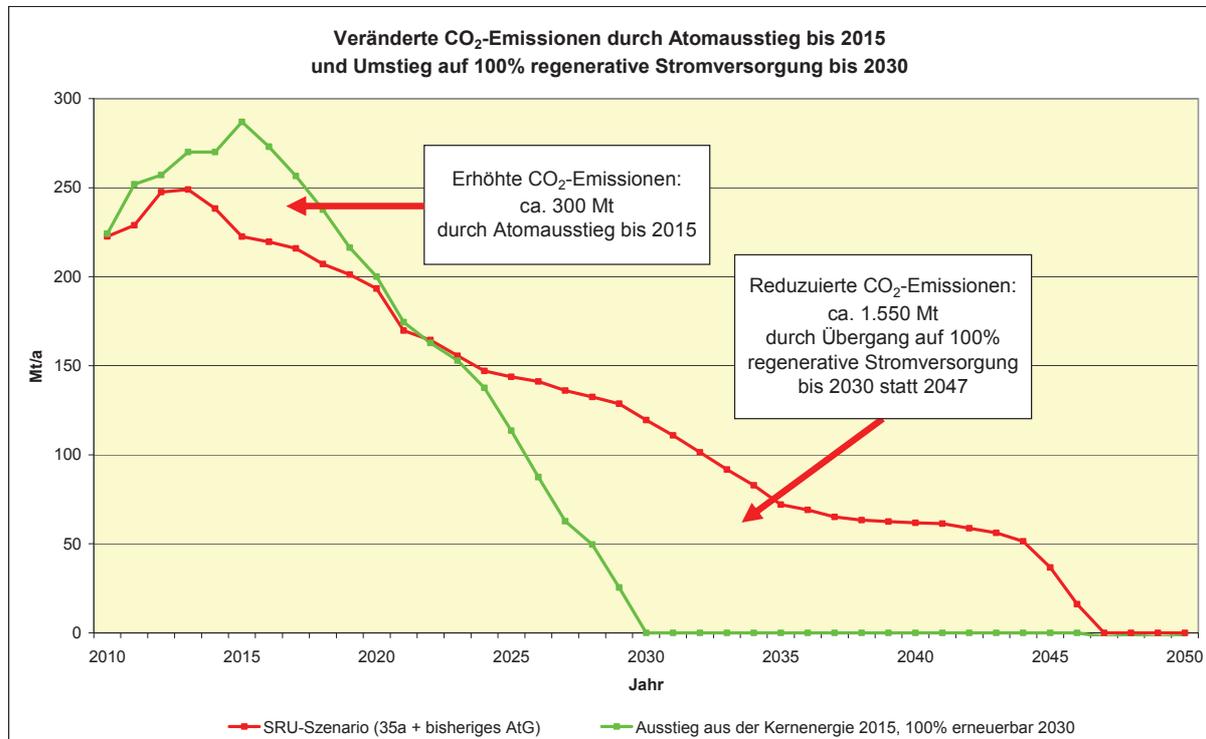
Sachverständigenrates der Ausbau der regenerativen Energiequellen ab dem Jahr 2023 deutlich verlangsamt (vgl. Abb. 1.b und 2). Nur aufgrund dieser Tatsache wird erst kurz vor dem Jahr 2050 eine 100% regenerative Stromversorgung erreicht. Dieser verlangsamte Ausbau der regenerativen Stromerzeugung wird durch die Annahme verursacht, dass auch den heute noch im Bau befindlichen konventionellen Kraftwerken eine Betriebsdauer von 35 Jahren zugestanden wird. Lässt man diese eher klimaschädliche Annahme fallen, so ist es möglich, bei einem auch im Vergleich zu den Jahren 2016 bis 2022 nach 2023 gleichbleibendem Ausbautempo der regenerativen Energiequellen, bereits im Jahr 2030 eine 100% regenerative Stromversorgung in Deutschland sicher zu stellen, wie Abbildung 3 zeigt.

Abbildung 3: Atomausstieg bis Ende 2014 und 100% regenerative Energieversorgung bis 2030



Beschleunigt man den Ausbau der regenerativen Stromerzeugung entsprechend den gegebenen Möglichkeiten, so können die durch den beschleunigten Ausstieg aus der Atomenergie verursachten zusätzlichen CO₂-Emissionen von ca. 300 Mt durch eine Senkung der CO₂-Emissionen zwischen 2023 und 2050 um ca. 1.500 Mt um ca. das Fünffache überkompensiert werden, wie Abbildung 4 deutlich zeigt.

Abbildung 4: Entwicklung der jährlichen CO₂-Emissionen bei einem Atomausstieg bis Ende 2014 und einem Übergang zu 100% regenerativer Stromversorgung bis 2030



Die in Abbildung 4 dargestellten jährlichen CO₂-Emissionen weichen im Jahr 2010 von den historischen Emissionen ab, da alle Emissionen auf der Basis angenommener durchschnittlicher Betriebsstunden für jeden Kraftwerkstyp berechnet wurden. Im Jahr 2010 wurden die vorhandenen fossilen Kraftwerke besonders im Bereich der Braunkohle mit mehr Betriebsstunden gefahren, als für die Modellrechnungen angenommen, was zu höheren historischen Emissionen geführt hat. Allerdings zeigt sich hier eine zusätzliche Erzeugungsreserve für den Ersatz von Kernkraftwerken, die in den weiteren Berechnungen nicht berücksichtigt wird.

3 Regionale Elektrizitätsversorgung

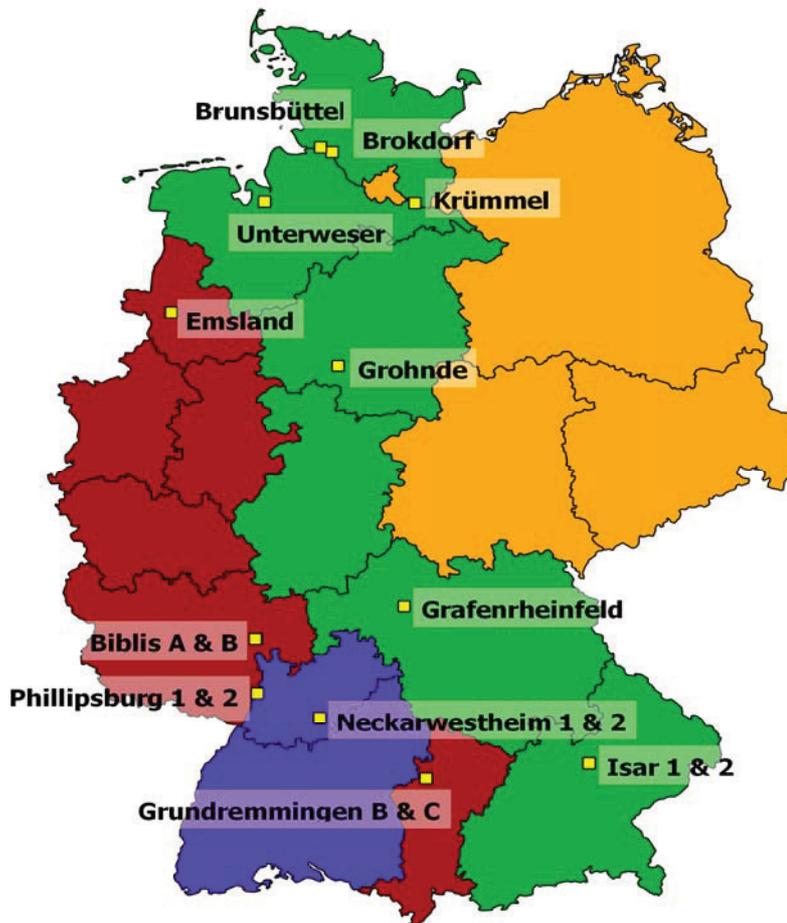
3.1 Regionen des deutschen Elektrizitätsnetzes

Wie Kapitel 2 dieses Gutachtens und verschiedene, in den letzten Wochen vorgestellte, Untersuchungen zeigen, ist bei einem Atomausstieg bis 2015 oder 2017 auf der nationalen Ebene kein Versorgungsengpass zu erwarten (vgl. z. B. Greenpeace 2011 oder WWF/Öko-Institut 2011). Da die deutschen Atomkraftwerke aber überwiegend im Süden und im Nordwesten des Landes konzentriert sind (vgl. Abbildung 5) stellt sich die Frage, ob auch in den Regionen der abzuschaltenden Kraftwerke ausreichend Erzeugungskapazitäten und Netzverbindungen zu benachbarten Regionen zur Verfügung stehen, um die Elektrizitätsnachfrage zu jedem Zeitpunkt des Jahres decken zu können, also auch hier keinerlei Einschränkungen der Versorgungssicherheit befürchtet werden müssen.

Um diese Frage zu beantworten, werden im Folgenden die Netzlasten, die Kraftwerkskapazitäten und die Netzverbindungen regional aufgeteilt betrachtet. Die Farben in Abbildung 5 stellen die vier Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber dar. Die vorhandenen deutschen Kernkraftwerke haben eine Gesamtkapazität von 21.497 MW. Vor der Reaktorkatastrophe von Fukushima waren bereits die Kernkraftwerke Brunsbüttel (806 MW) und Krümmel (1.402 MW) aufgrund schwerwiegender Betriebsmängel seit mehreren Jahren außer Betrieb. Insgesamt waren am 11. März 2011 damit 19.289 MW Kernkraftwerkskapazität für den Betrieb verfügbar. Der auf Süddeutschland entfallende Anteil an der deutschen Kernkraftwerkskapazität beträgt 13.569 MW und stellt damit ca. 70% der betriebsbereiten Kernkraftwerkskapazitäten in Deutschland. Bereits am 26.2.2011 wurde das Kernkraftwerk Biblis B (1.300 MW) für eine planmäßige Revision abgefahren.

Im März 2011 wurden nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima die Kernkraftwerke Biblis A (1.225 MW), Isar 1 (912 MW), Neckarwestheim 1 (840 MW) und Unterweser (1.410 MW) aufgrund des Kernenergiemoratoriums der Bundesregierung vom Netz genommen. Am 26. März 2011 wurde darüber hinaus das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld (1.345 MW) für eine siebenwöchige Revisionspause abgeschaltet (Süddeutsche Zeitung vom 21.3.2011).

Abbildung 5: Die Regelzonen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber und die geographische Lage der deutschen Kernkraftwerke



3.2 Regionale Kraftwerkskapazitäten und regionale Netzlast

3.2.1 Übertragungskapazitäten zwischen den Regionen

Eine Aufteilung in zu betrachtende Netz-Regionen soll die eventuell erforderlichen Übertragungsaufgaben des Netzes und mögliche Engpässe zwischen Regionen sichtbar machen. Eine Einteilung in Netzregionen wurde von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) in einem sogenannten Regionenmodell (Amprion et al. 2009a und 2009b) veröffentlicht. Diese Aufteilung der vier Regelzonen in Teilbereiche wurde auch bei der Berechnung für die Dena-Netzstudie II (Dena 2010) verwendet, um Netzengpässe auch innerhalb der Regelzonen zu identifizieren. Abbildung 5 zeigt die Einteilung der 18 Regionen. Sie entsprechen Netzgebieten und ihre Grenzen verlaufen nicht zwangsläufig zwischen den Bundesländern. Für die vorliegende Untersuchung werden die ÜNB-Regionen zu acht Netzgebieten zusammengefasst und der Übersichtlichkeit halber mit den Namen der Bundesländer bezeichnet, in denen sie hauptsächlich liegen (vgl. Abb. 6 unten).

Für die Abschätzung der Übertragungskapazitäten zwischen den Regionen wird die Berechnungsweise aus der Dena-Netzstudie II (Dena 2010) verwendet. Die übertragbare

Wirkleistung je Stromkreis wird aus dem Produkt maximaler Stromtragfähigkeit, Spannung, Kosinus Phi und Wurzel drei errechnet. Laut der Dena-Netzstudie II sind die bestehenden Freileitungen in der Regel für thermisch zulässige Ströme bis zu 2.720 A/Stromkreis ausgelegt (Dena 2010, S. 291). Zur Berücksichtigung und Abschätzung der (n-1)-Sicherheit werden hiervon pauschal nur 70% als gesicherte Leistung angenommen.

$$P_g = 0.7 \cdot k \cdot \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_d$$

$$P_g = \text{Übertragungs Kapazität [MW]}$$

$$k = \text{Anzahl der Stromkreise []}$$

$$U_n = \text{Spannung [V]}$$

$$I_d = \text{Strom [A]}$$

$$I_d(\text{Bestand} - \text{Stromkreis}) = 2720 \text{ A}$$

$$P_g(\text{Bestand} - \text{Stromkreis}) = 1250 \text{ MW}$$

(Quelle: Dena 2010, S.271)

Diese Art der Berechnung wird ebenfalls aus Dena (2010) übernommen. Es ergibt sich eine übertragbare Wirkleistung von 1.250 MW pro Stromkreis bei 380 kV-Höchstspannungsleitungen. Die Anzahl der Stromkreise wurde aus der Netzkarte des VDE (2010), dem Jahrbuch der europäischen Energie- und Rohstoffwirtschaft (VGE 2010), sowie der auf vom ENTSO-E im Internet veröffentlichten Netzkarte Europas entnommen (ENTSO-E 2011a). Abbildung 6 zeigt als Ergebnis die (n-1) sicher übertragbare Leistung zwischen je zwei benachbarten Netzregionen.

Abbildung 6: Karte der Netzregionen mit den (n-1) sicheren Übertragungskapazitäten zwischen den benachbarten Regionen



3.2.2 Definition der regionalen Netzlast

Die Deckung der Nachfrage muss zu jedem Zeitpunkt im Jahr sichergestellt sein. Deshalb wird die Worst-Case-Situation betrachtet: Reichen die Kapazitäten bei Starklast aus, um die Nachfrage zu decken, so ist die Versorgung auch zu jedem anderen Zeitpunkt gesichert. Werte für Starklast, d.h. hohe Nachfrage, wurden dem Regionenmodell der Netzbetreiber entnommen (Amprion et al. 2009b). Die angegebene Nachfrage entspricht dem maximalen Strombedarf der allgemeinen Versorgung: Industriekraftwerke sind dabei ausgenommen. Der Zusatzbedarf zum Ausgleich von Netzverlusten ist in der Nachfrage berücksichtigt.

3.2.3 Regionale Kraftwerkskapazitäten in 2011 mit Kernkraftwerken

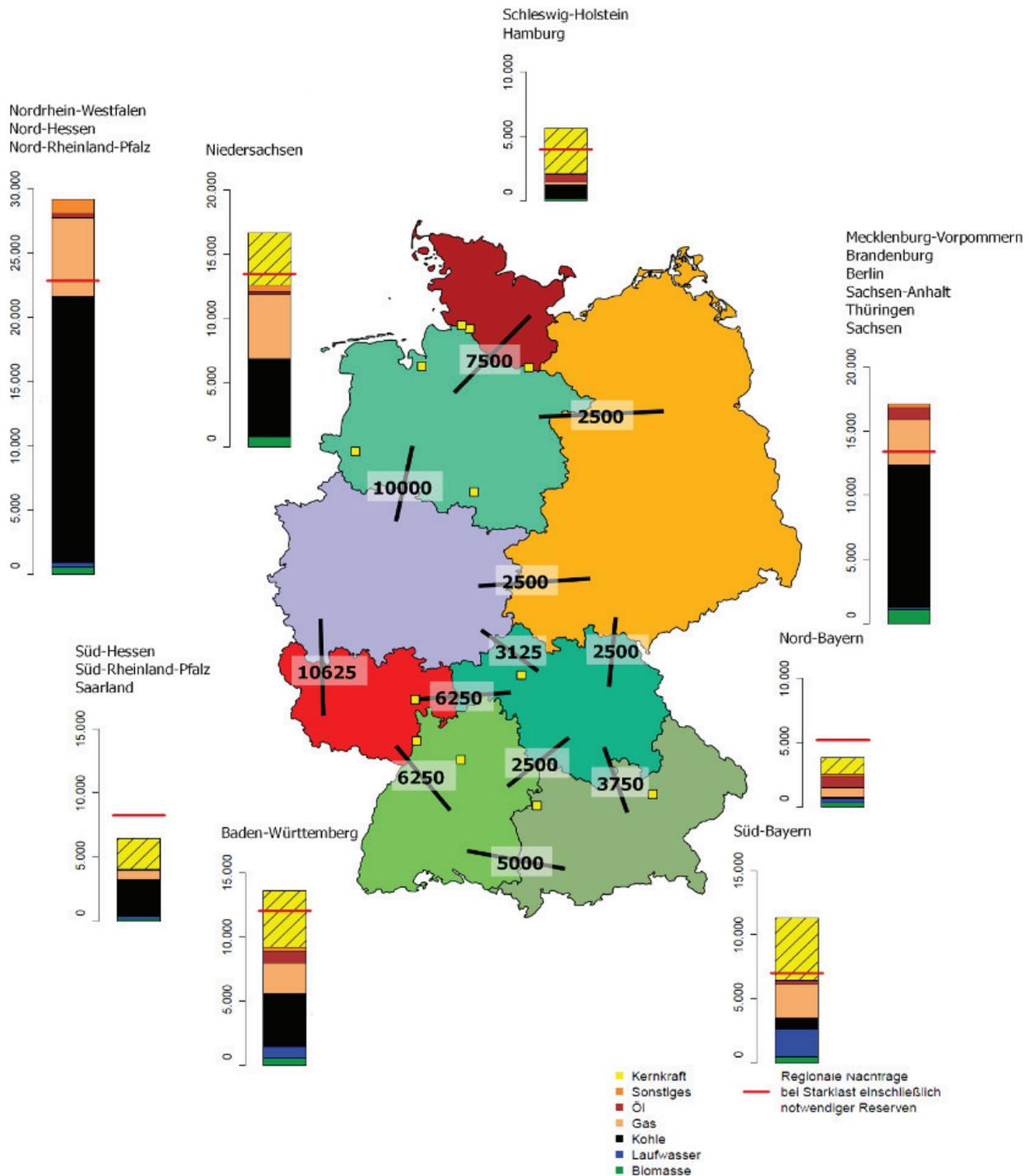
Alle Kraftwerke, die unabhängig vom Wetter betrieben werden können und für eine zentrale Steuerung zur Verfügung stehen, tragen zur Sicherung der Leistung bei. Abbildung 7 zeigt regional aufgelöst die installierte Leistung folgender Kraftwerkstypen:

- Kernkraftwerke
- Sonstige Kraftwerke
- Ölkraftwerke
- Gaskraftwerke
- Kohlekraftwerke
- Laufwasserkraftwerke und
- Biomassekraftwerke.

In die Kategorie „Sonstige“ fallen beispielsweise Müllkraftwerke. An der Spitze jedes Balkens wird die installierte Kernkraftwerkskapazität in gelb-schwarz dargestellt. Im Fall der Kernenergie ist dabei die installierte Kapazität von 21.497 MW und nicht die in den letzten Jahren zuverlässig liefernde Kapazität von lediglich 19.289 MW abgebildet. Im Balken für die Region Schleswig-Holstein / Hamburg ist auch die installierte Leistung der Kernkraftwerke Brunsbüttel und Krümmel dargestellt, obwohl diese Kernkraftwerke in den letzten Jahren aufgrund von Betriebs- und Sicherheitsproblemen praktisch keinen Strom geliefert haben. Damit wird die zu ersetzende Kernkraftwerkskapazität tendenziell zu hoch angegeben. Alle Angaben zeigen die Netto-Kapazität, also diejenige Leistung, die tatsächlich in das Netz eingespeist wird. Der Eigenverbrauch der Kraftwerke ist in der Darstellung in Rechnung gestellt.

Pumpspeicherkraftwerke werden in dieser Darstellung nicht als Kraftwerkskapazitäten berücksichtigt, da ihre Leistung in der Regel nur für den kurzfristigen Ausgleich zwischen Nachfrage und Erzeugung und für Netzdienstleistungen eingesetzt wird. Die vorhandene Pumpspeicherkapazität von knapp 6.700 MW wird mit der notwendigen Reservehaltung von insgesamt 15.000 MW verrechnet. Sie verringert in den folgenden Berechnungen und Darstellungen die regionale Netzlast, die einschließlich der anteiligen Reserve angegeben ist. Zur Zusammensetzung der erforderlichen Reserve von 15.000 MW können die Leistungsbilanzen der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland des Verbandes der Netzbetreiber (z. B. VDN 2003, S. 17) herangezogen werden.

Abbildung 7: Betriebsbereite installierte Leistung gut regelbarer Kraftwerke in Deutschland im Jahr 2010 (ohne Pumpspeicherkraftwerke)



Die in grün dargestellten Biomasse-Anlagen sind EEG-Anlagen. Die Daten hierfür stammen von www.energymap.info (Stand Februar 2011). Es kann davon ausgegangen werden, dass diese Anlagen zum weit überwiegenden Teil dauerhaft zur Bereitstellung der Grundlast

beitragen, auch wenn sie nicht vom Netzbetreiber kontrolliert werden. Im dunkelblauen Balken (Laufwasser) sind sowohl nach dem EEG vergütete als auch größere Wasserkraftanlagen zusammengefasst. Laufwasserkraftwerke zählen zu den Grundlastkraftwerken und können ihre installierte Leistung mit hoher Verfügbarkeit bereitstellen, da sie in der Regel auf einen niedrigen Durchfluss des jeweiligen Gewässers ausgelegt sind. Abbildung 7 umfasst die fossilen Kraftwerke der allgemeinen Versorgung mit einer elektrischen Bruttoleistung von 100 MW und mehr (vgl. UBA 2011) sowie den dokumentierten Anlagenbestand kleinerer Erzeugungseinheiten der allgemeinen Versorgung, soweit Angaben zu diesen kleineren Erzeugungseinheiten öffentlich dokumentiert sind. Angaben zu dem deutschen Anlagenbestand und seinen wesentlichen Eigenschaften wurden für Arbeiten zur Modellierung der deutschen Stromerzeugung an der Universität Flensburg zusammengetragen. Fossile Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung werden mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit zum Zeitpunkt der maximalen Netzlast, die in Deutschland immer in den Wintermonaten liegt, in Betrieb sein und können deshalb in die zur Deckung der Nachfrage verfügbare Kraftwerkskapazität mit eingerechnet werden. Industriekraftwerke, die nur für den eigenen Standort Strom produzieren und nicht in das öffentliche Netz einspeisen, sind bei dieser Bilanzierung nicht berücksichtigt worden.

In der Darstellung der aktuellen Lage in Abbildung 7 wird deutlich, dass die Stromversorgung bisher nicht darauf ausgelegt ist, dass jede Netz-Region sich in der Maximallast-Situation selbst versorgen kann, sondern ein Austausch zwischen den Regionen stattfindet. Der Einsatz der Kraftwerke richtet sich in der Regel nach den Grenzkosten der Erzeugung und wird nur im Falle von Netzengpässen vom Standort bestimmt.

3.2.4 Kraftwerkskapazitäten 2014 ohne Kernkraftwerke

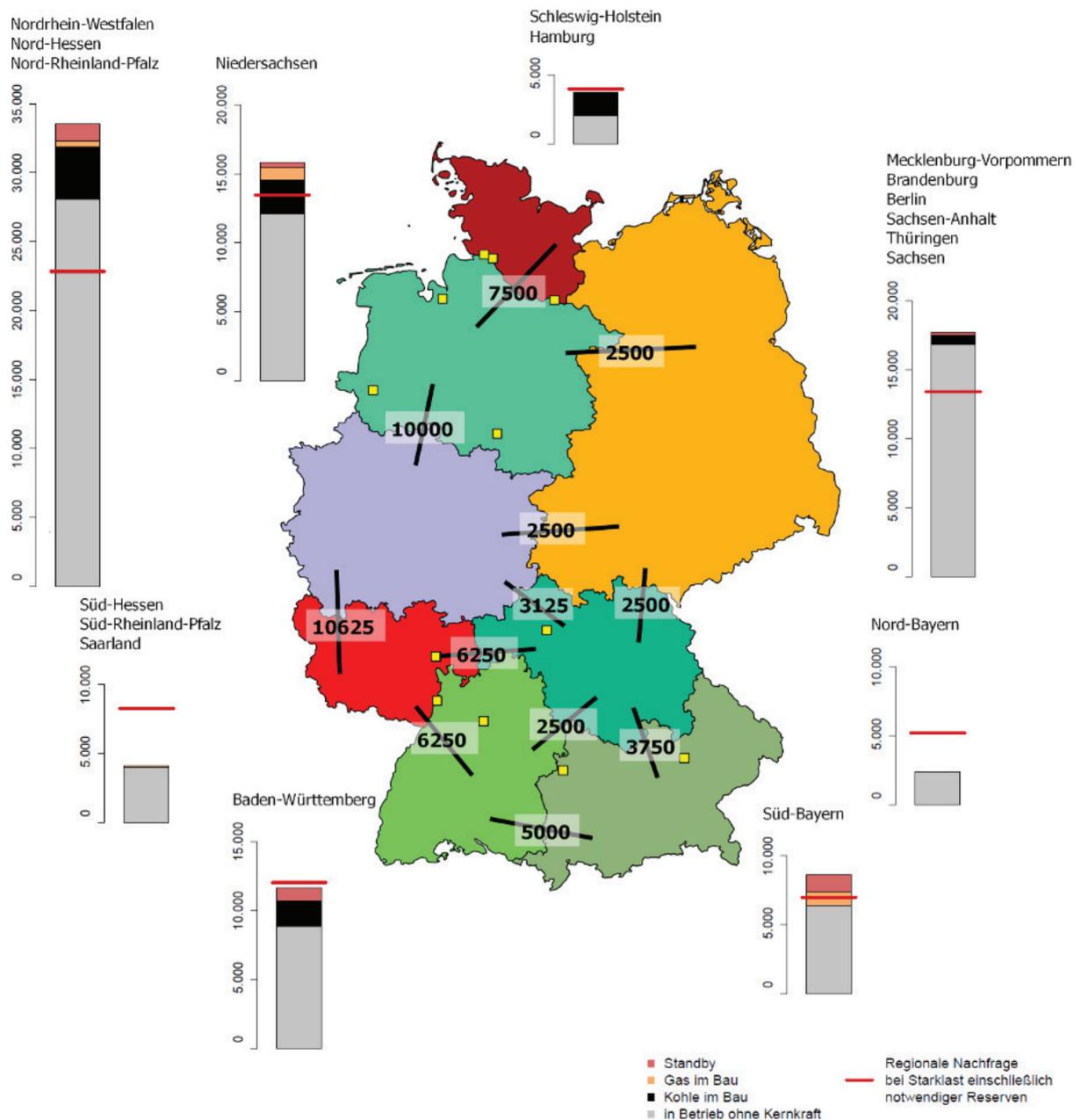
In Abbildung 8 werden neben den zuvor gezeigten Kraftwerken (nun in grau zusammengefasst) die bis 2015 zusätzlich verfügbaren Kapazitäten ausgewiesen. Die Kernkraftwerke sind in dieser Darstellung nicht mehr enthalten, da es Gegenstand der Untersuchung ist, ob die Nachfrage bereits 2015 ohne Kernenergie gedeckt werden kann. Eine Aufstellung der neuen Kraftwerke, deren Inbetriebnahme nach öffentlich verfügbaren Informationen für die Jahre bis 2015 geplant ist und die für diese Abbildung berücksichtigt wurden, findet sich im Anhang 1.

Die in Bau befindlichen Kraftwerke sind in schwarz (Kohle) und sandfarben (Gas) dargestellt. Es wurden für diese Betrachtung keine in Planung befindlichen Kraftwerke berücksichtigt, bei denen noch nicht mit dem Bau begonnen wurde oder welche unmittelbar vor einem konkreten Baubeginn stehen und deren Fertigstellung vor 2015 vorgesehen ist. Gerichtlich gestoppte Bauvorhaben wie das Kohlekraftwerk Datteln wurden nicht berücksichtigt. Ein über die bereits im Bau befindlichen Kohlekraftwerke hinausgehender Zubau ist vor dem Hintergrund der Klimaproblematik aufgrund der hohen spezifischen CO₂-Emissionen nicht vertretbar.

Im Fall von Gaskraftwerken, die aufgrund ihrer günstigen Regelcharakteristika sehr gut zur kurz- bis mittelfristigen Ergänzung des Ausbaus von Wind- und Sonnenenergie passen und deutlich niedrigere CO₂-Emissionen verursachen als Kohlekraftwerke, werden im

Übergangsszenario des Sachverständigenrates (vgl. Abbildung 1.a und 1.b) auch derzeit lediglich in der konkreten Planung befindliche Kraftwerksneubauten einbezogen (SRU 2010, S. 45). Für den Zeitpunkt 2015 kann aber nicht erwartet werden, dass diese Kraftwerke bereits fertig gestellt sein werden und schon in 2015 Kernkraftwerke ersetzen können. Die in Abbildung 8 angegebenen Gaskraftwerkskapazitäten enthalten daher, von zwei Ausnahmen abgesehen, nur bereits 2011 im Bau befindliche Kraftwerke. Das Übergangsszenario geht nicht davon aus, dass weitere Gaskraftwerke gebaut werden, die nicht bereits im Szenario des SRU (vgl. SRU 2010, S. 52) enthalten sind.

Abbildung 8: Voraussichtlich betriebsfähige installierte Leistung gut regelbarer Kraftwerke in Deutschland im Jahr 2015 (ohne Kernkraftwerke und ohne Pumpspeicherkraftwerke)



Zusätzlich zu den einbezogenen Kraftwerksneubauten sind in Abbildung 8 ältere betriebsfähige fossile Kraftwerke dargestellt, die momentan nicht auf dem Markt angeboten werden, aber von ihren Betreibern im Standby-Modus vorgehalten werden, um bei Bedarf aktiviert werden zu können. Es handelt sich um die gleichen Kraftwerkskapazitäten, die als Grundlage für das Szenario in Kapitel 2.2 (Abbildung 2) berücksichtigt wurden.

Die Balken in Abbildung 8 stellen die im Jahre 2012 zur Deckung der Nachfrage ohne Kernkraftwerke zur Verfügung stehende Leistung dar. Für jede Region zeigt zudem eine rote Quermarke die zu erwartende maximale Last der Region zuzüglich der notwendigen Reserven entsprechend der Überlegungen des VDN (VDN 2003, S. 17). Von den entsprechenden jeweils regional notwendigen Reservekapazitäten werden die in den einzelnen Regionen verfügbaren Pumpspeicherkraftwerkskapazitäten abgezogen. Kann die regionale Nachfrage einschließlich der notwendigen Reserven und der entstehenden Netzverluste gedeckt werden, so ist eine Versorgung der Region mit den Kraftwerkskapazitäten der Region selbst zu jedem Zeitpunkt gesichert.

In Abbildung 8 wird deutlich, dass es in den meisten Regionen eine Überdeckung der maximalen Nachfrage gibt. Ausnahmen bilden die Regionen Saarland/Südhessen/Süd-Rheinland-Pfalz sowie Nordbayern mit jeweils deutlicher Unterdeckung. In den Regionen Schleswig-Holstein/Hamburg und Baden-Württemberg kommt es zu geringfügigen Unterdeckungen. Nur in diesen vier Regionen ist die Erzeugungskapazität kleiner als die maximale Netzlast. Hierbei ist zu beachten, dass in dieser Betrachtung weder Wind- noch Solarstrom berücksichtigt sind, obwohl es sehr wahrscheinlich ist, dass zum Zeitpunkt maximaler Nachfrage zumindest in nicht unerheblichem Umfang Windstrom eingespeist wird.

Da 2015 insgesamt erhebliche Überkapazitäten in Deutschland bestehen werden und eine autarke Versorgung jeder Region oder auch jedes einzelnen Bundeslandes kein Wert an sich ist, wird im Folgenden untersucht, ob die Netzverbindungen zwischen den Regionen ausreichen, um die Nachfragen in allen Regionen in Deutschland gemeinsam decken zu können.

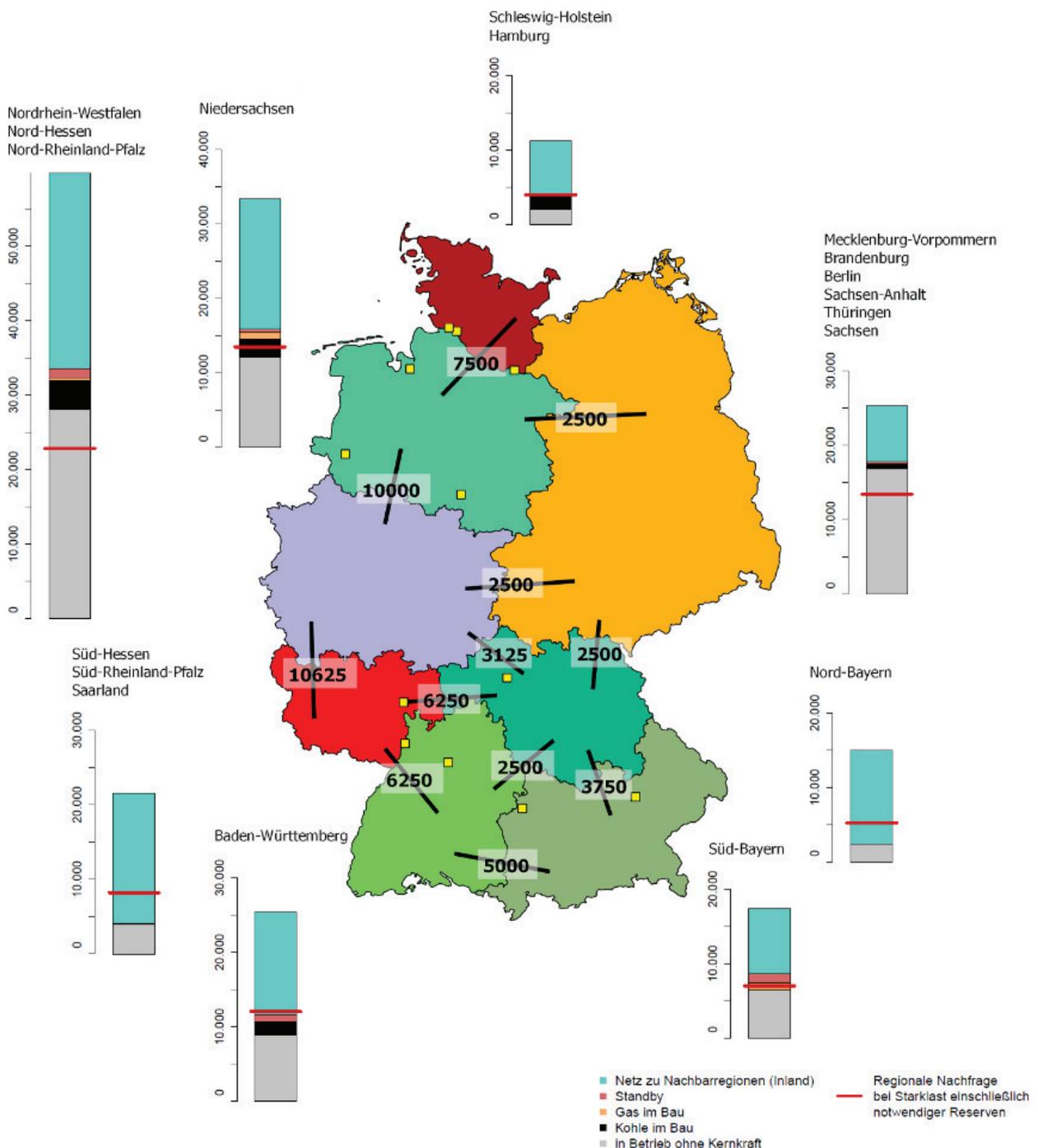
3.2.5 Ausgleichsmöglichkeiten zwischen den Regionen

Das Stromnetz sorgt für den überregionalen Ausgleich. Es ist weder erforderlich noch effizient, dass jede Region sich zu jedem Zeitpunkt zu 100% selbst versorgt. Je besser die Netzverbindungen zwischen den einzelnen Regionen sind, desto besser können unerwartete Ereignisse wie plötzliche Kraftwerksausfälle oder regionale Unterdeckungen ausgeglichen werden. Ob ein Austausch geschieht, ist unabhängig von der Frage, ob die Netzregionen ihre verbrauchte Jahresenergiemenge selbst erzeugen. Stromaustausch erfolgt sowohl im Fall regionaler Unterdeckung des Verbrauchs als auch bei regionalen Unterschieden in den Erzeugungskosten.

Um von benachbarten Regionen im erforderlichen Umfang Strom beziehen zu können, müssen die Netzkapazitäten zwischen den Regionen ausreichen. Die Netzkapazitäten zu den benachbarten Netzregionen werden in Abbildung 9 zusätzlich in den Balkendiagrammen

dargestellt. Der türkise Block an der Spitze der Balken zeigt den möglichen Import in die jeweilige Region aus den angrenzenden Nachbarregionen. Importe aus dem Ausland werden hierbei nicht abgebildet, sie ermöglichen einen zusätzlichen Ausgleich. Die zum Teil sehr großen Netzkapazitäten zwischen den Regionen erfordern eine Darstellung mit einer deutlich veränderten Skalierung als in den Abbildungen 7 und 8. Zum Teil muss das Maximum der Skalen in den Balkendiagrammen verdoppelt werden, um die Erzeugungskapazitäten und die Netzkapazitäten zwischen den Regionen darstellen zu können.

Abbildung 9: In den Netzregionen installierte und im Bau befindliche Leistung gut regelbarer Kraftwerke (ohne Kernenergie) und Netzkapazitäten zwischen den Regionen



Die Darstellung zeigt, dass jede Netzregion über ausreichend eigene Kraftwerks- und Netzkapazität zu den Nachbarregionen verfügt, um die Maximallast der Region einschließlich der notwendigen Reserven zu decken.

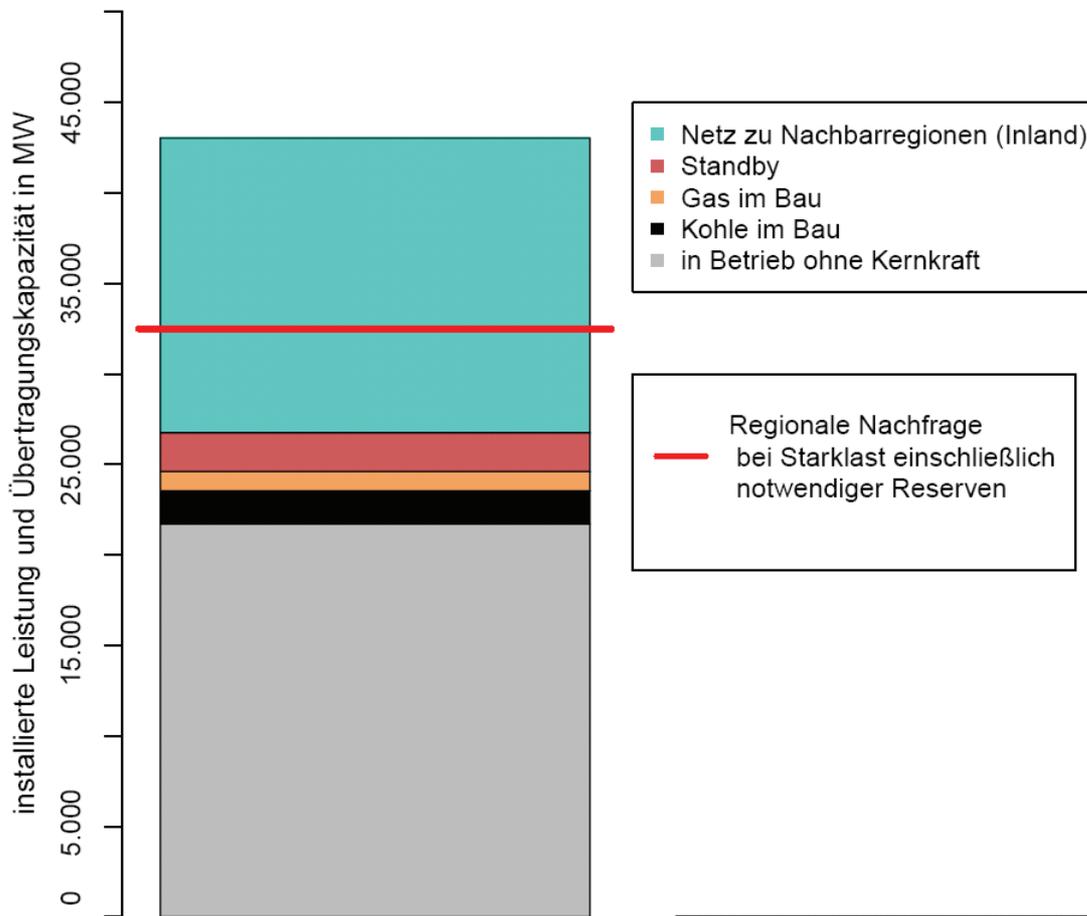
3.3 Versorgungssituation der süddeutschen Netzregionen 2015

3.3.1 Kraftwerkskapazitäten und innerdeutscher Ausgleich

Abbildung 9 zeigt eindeutig, dass zwischen den Regionen für den Leistungsaustausch zur Deckung der regionalen Nachfrage keine Netzengpässe bestehen. Die Struktur der vorhandenen Überkapazitäten und Defizite deutet darauf hin, dass die Defizitregionen in Süddeutschland den fehlenden Strom vor allem aus Nord-Rhein-Westfalen und den neuen Bundesländern importieren können.

Im Folgenden soll genauer betrachtet werden, ob die Versorgung der Kernkraftregionen Süddeutschlands in der Summe gesichert ist, wenn man die Netzkapazitäten zu den nördlichen Nachbarregionen mit in die Betrachtung einbezieht. Abbildung 10 vergleicht die Nachfrage einschließlich der notwendigen Reserveleistungen mit der installierten Kraftwerkskapazität für Bayern, Baden-Württemberg und Saarland/Süd-Rheinland-Pfalz/Südhessen. Zusätzlich sind die Übertragungskapazitäten zu den inländischen Nachbarregionen dargestellt (türkis).

Abbildung 10: Nachfrage in den süddeutschen Kernenergieregionen einschließlich der notwendigen Reserveleistungen im Vergleich zu den installierten gut regelfähigen Kraftwerkskapazitäten (ohne Kernenergie) und den Kapazitäten der Netzverbindungen zu inländischen Nachbarregionen



Netzregionen Bayern, Baden-Württemberg, Saarland / Süd-RLP / Süd-Hessen

Man sieht, dass die rote Nachfrage-Linie, welche die maximale Nachfrage einschließlich der notwendigen Reservekapazitäten abbildet, die installierte und im Bau befindliche regelbare Kraftwerkskapazität um ca. 5.000 MW überschreitet. Im Moment der Jahreshöchstlast wird es notwendig sein, in diesem Umfang Strom in die Region zu importieren. Die Kapazität der Netzverbindungen zu den möglichen Lieferregionen mit erheblichen Überkapazitäten von ca. 15.000 MW liegt aber mit ca. 16.000 MW bei gut dem Dreifachen dieses maximalen physischen Importbedarfs.

3.3.2 Netzkapazitäten in das benachbarte Ausland

National abgeschottete Strommärkte gehören in Europa der Vergangenheit an. Die Stromversorgung Deutschlands ist europäisch vernetzt und Teil des von der EU

angestrebten europäischen Binnenmarktes. Neben den innerdeutschen regionalen Importmöglichkeiten von ca. 15.000 MW bestehen laut ENTSO-E mindestens 8.750 MW zusätzliche internationale Netzverbindungen (Net Transfer Capacities) der süddeutschen Netzregionen zu den folgenden Nachbarländern zur Verfügung:

Frankreich	2.600 MW
Schweiz	3.500 MW
Österreich	1.600 MW
Tschechien	1.050 MW

(ENTSO-E 2011b)

Diese internationalen Netzverbindungen werden seit vielen Jahren für einen intensiven Stromaustausch mit diesen Nachbarländern genutzt. Insgesamt verfügt die betrachtete Region, die bisher über eine Kernkraftwerkskapazität von 13.569 MW verfügte, über Netzverbindungen zu den angrenzenden nationalen und internationalen Netzregionen von knapp 25.000 MW.

Engpässe in der Versorgung sind daher auch bei einem vollständigen Verzicht auf deutsche Kernkraftwerke ab dem Jahr 2015 mit Sicherheit auszuschließen. In keinem Fall muss aufgrund eines Atomausstiegs mit Einschränkungen im Strombezug gerechnet werden.

4 Einfluss der bisherigen Kernkraftwerksabschaltungen auf die Strompreise und den Stromimport

4.1 Entwicklung der Strompreise an der Strombörse EPEX

Nach Abschaltung der Kernkraftwerke in Deutschland in der zweiten Märzhälfte 2011 war zu beobachten, dass Deutschland in der Tendenz zum Nettoimporteureur geworden ist. Dies ist allerdings kein Anzeichen dafür, dass im Inland keine ausreichenden Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stünden. Es zeigt nur, dass in den Stunden des Stromimports der Strompreis in den Nachbarländern niedriger war als in Deutschland.

Eine Analyse der Entwicklung der durchschnittlichen Tagesstrompreise an der europäischen Strombörse EPEX zeigt, dass ein deutlicher Einfluss der Abschaltung der Kernkraftwerke bisher nicht festzustellen ist. In Abbildung 11 ist der durchschnittliche tägliche Strompreis (volume weighted average) in Deutschland seit Anfang des Jahres 2011 abgebildet. (EPEX Spot, 2011) Die Abschaltung der fünf alten Kernkraftwerke aufgrund des Moratoriums der Bundesregierung, sowie die Abschaltung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld zur Revision sind durch Pfeile und senkrechte Linien markiert. Die Kernkraftwerke Krümmel und Brunsbüttel waren zu diesem Zeitpunkt aufgrund vielfältiger Betriebsstörungen schon seit mehreren Jahren abgeschaltet. Ein eindeutig steigender Trend des Strompreises, wie er von interessierter Seite behauptet worden ist (vgl. z. B. BdEW 2011), ist nicht erkennbar.

Auch eine aktuelle Bestandsaufnahme der Baseload und Peakload Preise der EPEX vom 16.4.2011 in Abbildung 12 zeigt keinerlei signifikanten Preisanstieg der durchschnittlichen Tagespreise seit der Abschaltung der Kernkraftwerke im März. Diese Daten können tagesaktuell auf der Homepage der Strombörse EPEX unter <https://www.epexspot.com/en/market-data/auction/chart/auction-chart/2011-Monat-Tag/DE> abfragt werden. Für ‚Monat‘ und ‚Tag‘ sind hierbei die Zahlen für die jeweils nachgefragten Tage einzusetzen.

Abbildung 11: Entwicklung der durchschnittlichen Tagesstrompreise am European Power Exchange für die Region Deutschland/Österreich (Volume weighted average). Eigene Darstellung auf der Grundlage der Zahlen von EPEX (2011)

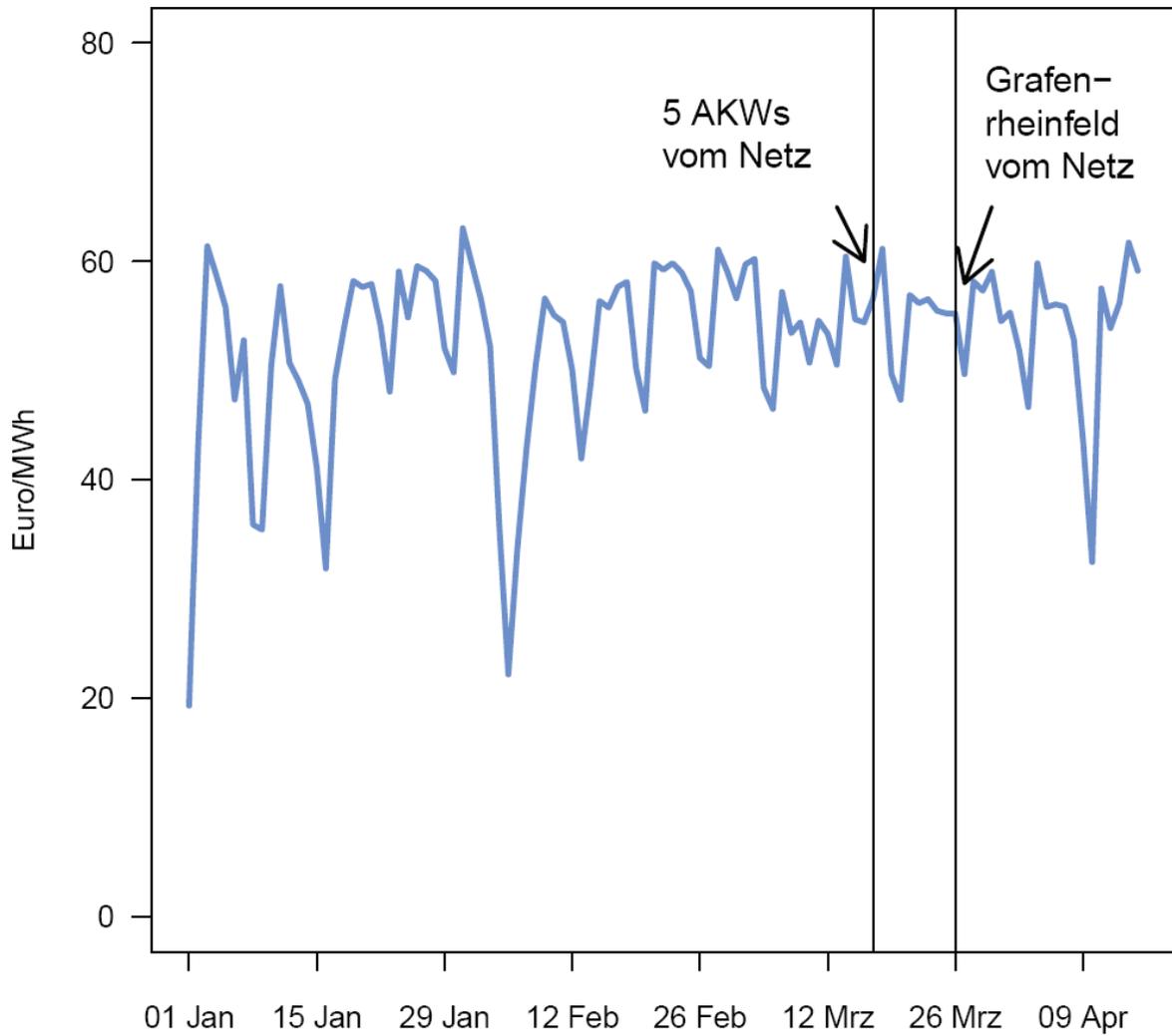
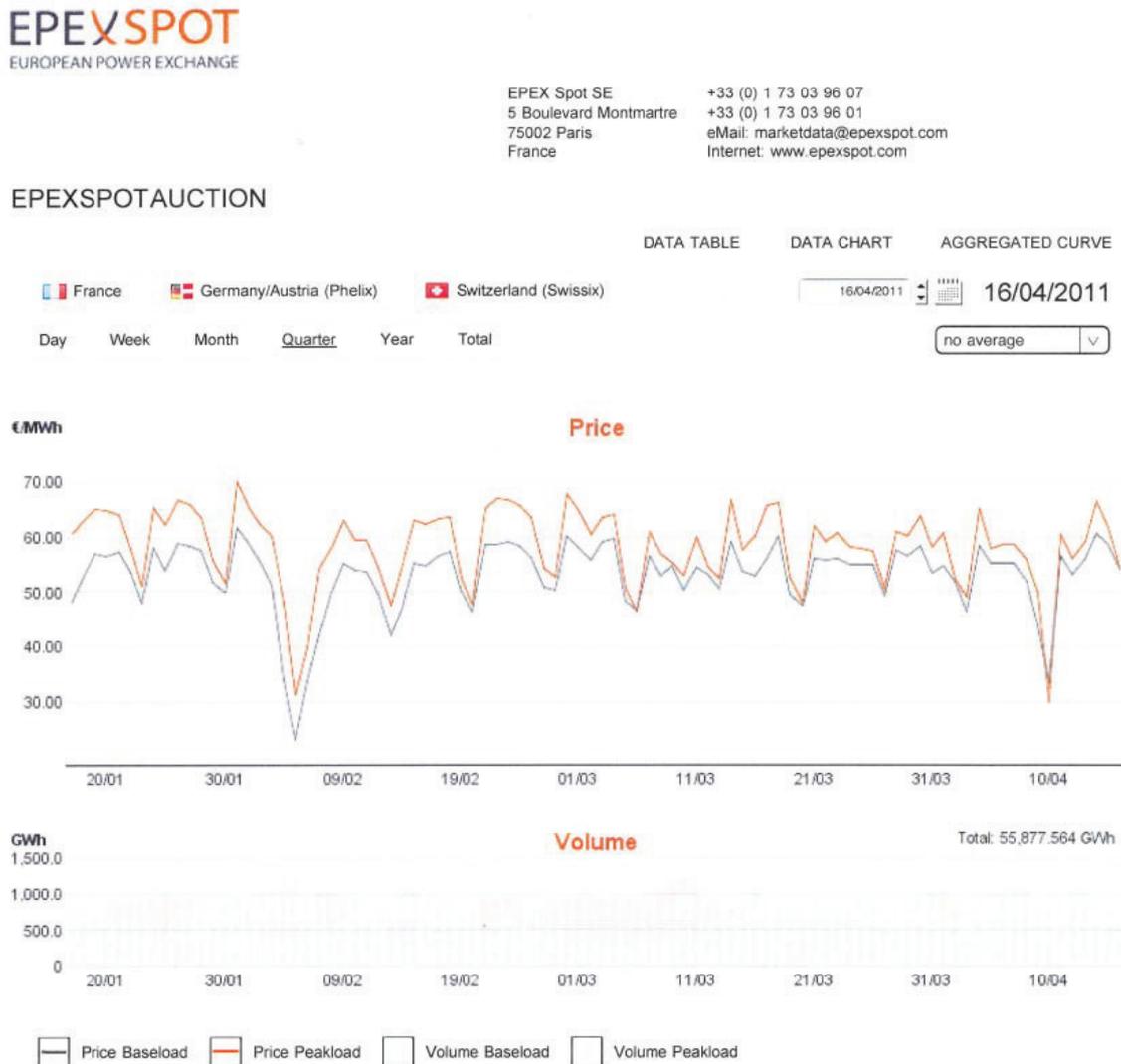


Abbildung 12: Verlauf der Base und Peak Preise an der EPEX für die drei Monate bis zum 16.4.2011 (Quelle: EPEX 2011a)



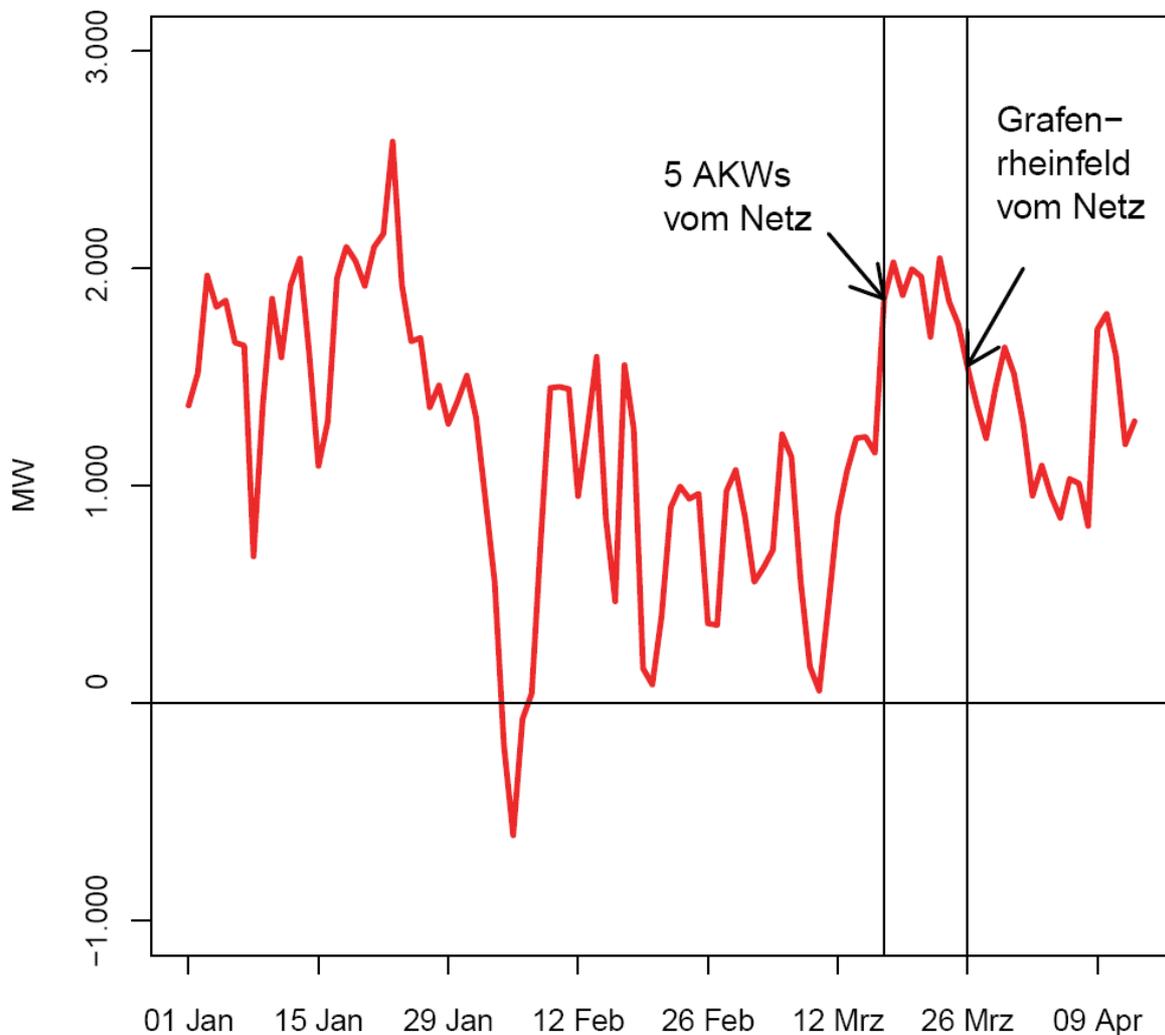
4.2 Entwicklung des Stromaustauschs mit Tschechien

Deutschland hat im Jahr 2010 netto 17,6 TWh exportiert (Statistisches Bundesamt 2011). Im März 2011 wurde Deutschland zum Nettoimporteur. Die Stunden des Nettoimports korrelierten mit den Stunden niedriger Strompreise in Frankreich und Tschechien. In Stunden hoher Wind- und Solareinspeisung, die in manchen Stunden so groß ist wie die Produktion aller Kernkraftwerke in Deutschland, exportiert Deutschland Strom, da die Preise in diesen Stunden unter den Strompreisen in Frankreich oder Tschechien liegen.

In den letzten Wochen wurde behauptet, dass die Abschaltung der deutschen Kernkraftwerke im März 2011 zu verstärkten Atomstromimporten aus Frankreich und Tschechien geführt hätten (vgl. z. B. BdEW 2011, S. 7 oder Mittelbayerische Zeitung vom 5.4.2011). Am Beispiel des Stromaustauschs zwischen Deutschland und Tschechien soll der Frage nachgegangen werden, ob diese Behauptung richtig ist.

Abbildung 13 zeigt den zeitlichen Verlauf der Importe aus Tschechien auf der Basis der vom European Network of Transmission Operators for Electricity (ENTSO-E) veröffentlichten Daten zum internationalen Stromhandel. Im Gegensatz zur Darstellung des BdEW, die lediglich den Zeitraum vom 1. – 31.3.2011 darstellt und hieraus eine Steigerung der Importe um 104% ableitet (BdEW 2011, S. 7), zeigt Abbildung 13 die Entwicklung im größeren zeitlichen Zusammenhang seit dem 1.1.2011. Der längere zeitliche Verlauf zeigt, dass bereits vor der Abschaltung der Kernkraftwerke in Deutschland in erheblichem Umfang Strom aus Tschechien importiert wurde und ein deutlicher Anstieg der Importe aus Tschechien durch die Abschaltung der deutschen Kernkraftwerke im März 2011 nicht erfolgt ist. Vielmehr sind die Importe aus Tschechien aufgrund anderer Faktoren seit dem 16. März gesunken.

Abbildung 13: Entwicklung des Stromhandels zwischen Deutschland und Tschechien im ersten Quartal 2011 (Quelle: ENTSO-E 2011c)



Es kann festgestellt werden, dass die Abschaltung von ca. 8.000 MW Kernkraftwerksleistung im März 2011 weder zu einer signifikanten Erhöhung der Großhandelspreise an der EPEX noch zu der behaupteten signifikanten Zunahme der Stromimporte aus Tschechien geführt hat.

5 Schlussfolgerungen

Zusammenfassend kann festgestellt werden:

1. Ein Abschalten aller deutschen Kernkraftwerke kann bis Ende 2014 erfolgen, ohne dass in einer einzigen Region Deutschlands mit Versorgungsengpässen gerechnet werden müsste.
2. Der kurzfristige Ersatz der deutschen Kernkraftwerke kann ohne den zusätzlichen Neubau von fossilen Kraftwerken sichergestellt werden. Es müssen nur die bereits im Bau befindlichen Kraftwerke fertig gestellt werden.
3. Deutschland verfügt bereits heute über die notwendigen Netzkapazitäten für einen Atomausstieg bis zum Jahr 2015
4. Werden gleichzeitig die regenerativen Energiequellen zur Stromerzeugung so ausgebaut, wie vom Sachverständigenrat für Umweltfragen bereits im Mai 2010 empfohlen, kann der Atomausstieg mit dem Übergang zu einer 100% regenerativen Stromversorgung bis zum Jahr 2050 verbunden werden.
5. Möchte man die zusätzlichen CO₂-Emissionen, die durch einen frühzeitigen Atomausstieg bis zum Jahr 2015 verursacht werden, im Elektrizitätsbereich selbst kompensieren, so kann der Übergang zu einer 100% regenerativen Stromversorgung auch schon bis zum Jahr 2030 erfolgen.
6. Für den schnellen Ausbau der regenerativen Stromerzeugung bedarf es im Gegensatz zum schnellen Atomausstieg sowohl eines erheblichen Ausbaus der deutschen Hochspannungsnetze zur Verbindung der Hauptressourcen in Norddeutschland mit den Hauptabnehmern in Süddeutschland als auch eines erheblichen Ausbaus von Speichermöglichkeiten oder der Anbindung der sehr großen Speichermöglichkeiten Norwegens an das deutsche Elektrizitätssystem.
7. Entgegen den in den letzten Wochen von interessierter Seite verbreiteten Nachrichten, dass die Abschaltung der deutschen Atomkraftwerke im März 2011 zu steigenden Strompreisen geführt haben soll, zeigt eine genaue Betrachtung der Entwicklung der deutschen Strompreise am European Power Exchange EPEX seit Anfang 2011 ein gleichbleibendes Preisniveau, das durch die Abschaltung der deutschen Kernkraftwerke unbeeinflusst ist.
8. Auch der Stromhandel mit Tschechien zeigt bei genauer Analyse keinen signifikanten Einfluss der Abschaltung der deutschen Atomkraftwerke im März 2011.
9. Eine sichere Elektrizitätsversorgung kann in Deutschland in jeder Stunde des Jahres bereits ab 2015 ohne ein einziges Kernkraftwerk gewährleistet werden.
10. Einem frühzeitigen Kernenergieausstieg bereits zum Ende des Jahres 2014 stehen in Deutschland keine gravierenden technischen oder volkswirtschaftlichen Gründe entgegen.

6 Quellen

Amprion et al. (2009a):

Regionenmodell 2009. Übersicht über die installierte Kraftwerksleistung und die Leistungsflüsse in den Netzgebieten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Regionenmodell „Stromtransport 2009“), abrufbar unter http://www.50hertz-transmission.net/de/file/090901_Regionenmodell_Stromtransport_2009.pdf

Amprion et al. (2009b):

Regionenmodell 2013. Übersicht über die voraussichtliche Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung und der Leistungsflüsse in den Netzgebieten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Regionenmodell „Stromtransport 2013“), http://www.50hertz-transmission.net/de/file/090901_Regionenmodell_Stromtransport_2013.pdf

BdEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.) (2011):

BDEW-Analyse März 2011: Stromerzeugung, Stromaustausch, Preise. Stand 2.4.2011

Dena (2010):

dena-Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025, Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.), Berlin.

ENTSO-E (2011a):

Grid Map, online einsehbar unter <https://www.entsoe.eu/resources/grid-map/>

ENTSO-E (2011b):

Indicative values for Net Transfer Capacities (NTC) in Continental Europe Winter 2010/11, working day, peak hours (non-binding values) and Indicative values for Net Transfer Capacities (NTC) in Europe Summer 2010, working day, peak hours (non-binding values)

ENTSO-E (2011c):

Cross-Border Physical Flows – Germany. Verfügbar unter:
<http://www.entsoe.net/data.aspx?IdMenu=1>

EPEX (2011):

EPEX Spot Market Auction – Germany and Austria. Verfügbar unter :
<https://www.epexspot.com>

EPEX (2011a):

EPEX Spot Market Auction – Germany and Austria/Phelix. Verfügbar unter:
<https://www.epexspot.com/en/market-data/auction/chart/auction-chart/2011-Monat-Tag/DE>

Greenpeace (2011):

Energie – Der Plan. Deutschland ist erneuerbar. Hamburg. Online verfügbar unter:
www.greenpeace.de

Mittelbayerische Zeitung (2011):

Deutschland muss mehr Atomstrom importieren. 5.4.2011

Öko-Institut (2011):

Schneller Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland. Kurzfristige Ersatzoptionen, Strom- und CO₂-Preiseffekte. Kurzanalyse für die Umweltstiftung WWG Deutschland. Autoren: Felix Chr. Matthes, Ralph O. Harthan und Charlotte Loreck. Berlin.

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2010):

100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar.
Stellungnahme Nr. 15 des Sachverständigenrats für Umweltfragen vom Mai 2010. Berlin

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2011):

Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten des Sachverständigenrats für Umweltfragen. Hausdruck. Januar 2011. Berlin

Statistisches Bundesamt (2011):

Außenhandel Deutschland, Elektrischer Strom, https://www-genesis.destatis.de/genesis/online;jsessionid=0C2699BFC645A5157CF94CE0F88CB3B4.tomcat_GO_1_1?operation=ergebnistabelleKomprimierung&levelindex=3&levelid=1302688704796&downloadname=51000-0013

Süddeutsche Zeitung (2011):

Nach Isar 1: AKW Grafenrheinfeld wird abgeschaltet. 21.3.2011

Umweltbundesamt (2011)

Datenbank ‚Kraftwerke in Deutschland‘. Liste der sich in Betrieb befindlichen Kraftwerke bzw. Kraftwerksblöcke ab einer elektrischen Bruttoleistung von 100 Megawatt. Stand 8.4.2011.
Dessau-Roßlau. Verfügbar unter: <http://www.umweltbundesamt.de>

VDE (2010):

Deutsches Höchstspannungsnetz, FNN Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE, 01.01.2010

VDN (Verband der Netzbetreiber VDN e. V. beim VDEW) (2003):

Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland. Vorschau 2004 bis 2010.
Berlin

VGE (2006):

Elektrizitäts-Verbundsystem in Deutschland, Verlag Glückauf GmbH, Essen 2006.

www.energymap.info

7 Anhang 1: Bis 2014 in Betrieb gehende Kraftwerke

Block-Name	Kraftwerks-Name	Betreiber	MW (brutto)	Inbetriebnahme	Brennstoff	Ort	Bundesland
Boxberg R	Boxberg	Vattenfall Europe AG	675	2012	Braunkohle	Boxberg	SN
Braunschweig Nord GT 3	Braunschweig Nord	Braunschweiger Versorgungs-AG	76	2011	Erdgas	Braunschweig	NI
Emsland Lingen-D GT 1	Emsland Lingen	RWE Power AG	265	2011	Erdgas	Lingen	NI
Emsland Lingen-D GT 2	Emsland Lingen	RWE Power AG	265	2011	Erdgas	Lingen	NI
Emsland Lingen-D SC 1	Emsland Lingen	RWE Power AG	320	2011	Abwärme	Lingen	NI
Frankfurt T2C WTE 1	Frankfurt T2C	T2C Industriepark Hoechst	86	2011	Müll	Frankfurt am Main	HE
GKM 9	GKM	Grosskraftwerk Mannheim (GKM)	911	2013	Steinkohle	Mannheim	BW
Irsching 4 SC 1	Irsching	E.ON Kraftwerke GmbH	190	2011	Abwärme	Vohburg	BY
Lüenen-4 NO 1	Lüenen-4	Trianel GmbH	800	2012	Steinkohle	Lünen	NW
Moorburg 3	Moorburg	Vattenfall Europe AG	840	2012	Steinkohle	Hamburg	HH
Moorburg 4	Moorburg	Vattenfall Europe AG	840	2012	Steinkohle	Hamburg	HH
Neurath F	Neurath	RWE Power AG	1100	2011	Braunkohle	Grevenbroich	NW
Neurath G	Neurath	RWE Power AG	1100	2011	Braunkohle	Grevenbroich	NW
RDK (Karlsruhe) 8	RDK (Karlsruhe)	EnBW Energie Baden-Württemberg	912	2011	Steinkohle	Karlsruhe	BW
Rustersieler Groden 1	Wilhelmshaven	Gdf Suez Energie Deutschland / BKW FMB Energie	830	2012	Steinkohle	Wilhelmshaven	NI
Walsum 10	Walsum 10	Steag-EVN Walsum 10 Kraftwerk	790	2011	Steinkohle	Duisburg	NW
Westfalen D	Westfalen	RWE Power AG	800	2013	Steinkohle	Hamm	NW
Westfalen E	Westfalen	RWE Power AG	800	2013	Steinkohle	Hamm	NW
Eisenhüttenstadt Progroup	Heizkraftwerk Industriepark Eisenhüttenstadt	EnBW Energie Solutions	32	2011	Müll	Eisenhüttenstadt	BB
GUD Sued		VVS Saarbrücken	72	2012	Erdgas	Saarbrücken	SL
Knapsack Chemiepark-2	Knapsack Chemiepark	Knapsack Power GmbH & Co KG	400	2013	Erdgas	Hürth	NW
Haiming CC 2	Haiming	OMV Kraftwerk Haiming GmbH	400	2014	Erdgas	Haiming	BY
Haiming CC 2	Haiming	OMV Kraftwerk Haiming GmbH	400	2014	Erdgas	Haiming	BY

Die Autoren:

Prof. Dr. Olav Hohmeyer

Dipl.-Wi.-Ing. Sönke Bohm

Dipl.-Wi.-Ing. Gesine Bökenkamp

Dipl.-Wi.-Ing. Frauke Wiese

Universität Flensburg
Zentrum für nachhaltige Energiesysteme (ZNES)
Centre for Sustainable Energy Systems (CSES)
Professur für Energie- und Ressourcenwirtschaft
Internationales Institut für Management
Munketoft 3b
24937 Flensburg

Internet: www.iim.uni-flensburg.de/eum

Erstellt in Zusammenarbeit mit der
Deutschen Umwelthilfe

Flensburg/Berlin, 27.4.2011