

# UMSTRUKTURIERUNG DER STROMVERSORGUNG IN DEUTSCHLAND



## Impressum

**Herausgeber:** Umweltbundesamt  
Pressestelle Wörlitzer Platz 1  
06844 Dessau-Roßlau

**E-Mail:** [pressestelle@uba.de](mailto:pressestelle@uba.de)  
**Internet:** [www.umweltbundesamt.de](http://www.umweltbundesamt.de)

**Stand:** Mai 2011; Cover geändert September 2011

**Gestaltung:** UBA

**Titelfoto:** AKW Krümmel © Carsten Jacobs / Fotolia.de

# Hintergrundpapier zur Umstrukturierung der Stromversorgung in Deutschland

## Inhalt

<b>Zusammenfassung</b>	<b>4</b>
<b>Stilllegung der sieben ältesten Atomkraftwerke und des Atomkraftwerkes Krümmel</b>	<b>5</b>
<b>Kraftwerksneubauten und Kraftwerksstilllegungen in den nächsten Jahren</b>	<b>7</b>
<b>Vollständiger Atomausstieg ab 2017 ohne weitere neue Kohlekraftwerke möglich</b>	<b>7</b>
<b>Verfügbarkeit von Erdgas</b>	<b>8</b>
<b>Die Netzsicherheit kann bei einem Atomausstieg ab 2017 gewährleistet werden</b>	<b>8</b>
<b>Stromimporte sind nicht erforderlich</b>	<b>10</b>
<b>Keine negativen Auswirkungen auf den Klimaschutz</b>	<b>11</b>
<b>Strompreise würden nur moderat steigen</b>	<b>11</b>
<b>Energieeffizienz und weitere Maßnahmen können den beschleunigten Atomausstieg unterstützen</b>	<b>12</b>
<b>Ein beschleunigter Atomausstieg kommt der Gesellschaft insgesamt zu Gute</b>	<b>12</b>
<b>Fazit</b>	<b>12</b>

## Zusammenfassung

Das Umweltbundesamt hält einen schnellen Ausstieg aus der Nutzung der Atomkraft ab dem Jahr 2017 für möglich und mit den Klimaschutzzielen vereinbar. Das Umweltbundesamt empfiehlt ein gestuftes Vorgehen:

Die 17 deutschen Atomkraftwerke haben eine Gesamtleistung von 20,5 GW (netto). Die ältesten sieben Atomkraftwerke und das Atomkraftwerk Krümmel mit einer Leistung von 8,4 GW sollten schnellstmöglich außer Betrieb gehen. Unter dem Aspekt der gesicherten Leistung ist dies möglich, da im deutschen Kraftwerkspark derzeit ausreichend überschüssige Reservekapazitäten von rund 10 GW Leistung bestehen. Mit der Abschaltung der 7+1 Atomkraftwerke ist die Netzstabilität nach übereinstimmender Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur derzeit zwar angespannt, aber beherrschbar. Um einen sicheren Netzbetrieb auch im Winter 2011/12 zu gewährleisten, fordern die Übertragungsnetzbetreiber eine Erhöhung der Kraftwerkseinspeisung in Süddeutschland um 2000 MW gegenüber dem jetzt geltenden Moratorium. Dies entspricht einem befristeten Weiterbetrieb von höchstens zwei der vom Moratorium betroffenen Atomkraftwerke bis zum Frühjahr 2012. Da jedoch nach unserer Einschätzung offenbar in den Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber zentrale Alternativen nicht oder nicht genügend berücksichtigt wurden, sind die Ergebnisse nicht ausreichend belastbar. Es hat keine hinreichende Berücksichtigung aller Maßnahmen stattgefunden, die zur Gewährleistung der Netzsicherheit eingesetzt werden können.

Für die verbleibenden Atomkraftwerke sollte geprüft werden, in welcher Reihenfolge die restlichen Atomkraftwerke zeitnah stillgelegt werden können. Deutschland kann nach unseren Berechnungen ab 2017 vollständig auf Atomkraft verzichten. Über die derzeit in Bau befindlichen Kraftwerke und die zu erwartenden zusätzlichen Biomassekraftwerke hinaus besteht hierfür bis 2017 ein zusätzlicher Kapazitätsbedarf von höchstens 5 GW, der durch neue hochflexible und hocheffiziente Erdgas-GuD Kraftwerke, sowie teilweise durch Lebensdauer verlängernde Maßnahmen an Bestandskraftwerken, durch einen schnelleren Ausbau der erneuerbaren Energien und der KWK und zusätzliche Energieeffizienzmaßnahmen rechtzeitig gedeckt werden kann. Auch in Hinblick auf einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Übertragungsnetze gilt, dass ein vollständiger Atomausstieg ab dem Jahr 2017 realisiert werden kann.

Denn wenn es für einen sicheren Netzbetrieb erforderlich sein sollte, könnten neue Erdgas-GuD-Kraftwerke zur Netzstützung als Ersatz in den Regionen gebaut werden, in denen heute die Atomkraftwerke stehen. Bei einer Realisierungszeit von 3-6 Jahren ist dies bis zum Jahr 2017 möglich.

Mit diesen Vorschlägen können die Sicherheit der Bevölkerung, die Versorgungssicherheit Deutschlands und die Klimaschutzziele auch langfristig gewährleistet werden. Durch den verstärkten Betrieb von Kohle- und Erdgaskraftwerken – bei einem Atomausstieg ab 2017 – entstehen durch den Emissionshandel EU-weit keine höheren CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Stromimporte aus dem Ausland sind aus Gründen der Versorgungssicherheit nicht nötig. Die aktuell gestiegenen Importe sind vornehmlich preisgetrieben. Zudem stehen die Atomkraftwerke in unseren Nachbarländern in der europäischen Merit-order soweit vorne, dass sie auch ohne Moratorium in Deutschland weitgehend ausgelastet sind und daher auf die veränderte Marktlage in Deutschland kaum reagieren können. Die zusätzlichen Importe stammen überwiegend aus fossilen Kraftwerken.

Ein vorgezogener Atomausstieg ab 2017 würde lediglich zu moderaten Strompreissteigerungen zwischen 6 und 8 Euro je Megawattstunde (0,6 und 0,8 Cent pro Kilowattstunde) im Mittel bis 2030 und zu keinen nennenswerten Wachstumseinbußen führen.

Ein vollständiger Atomausstieg ab 2017 verringert die Gefahren und Risiken der Atomenergie deutlich. Dies hätte erhebliche gesellschaftliche Vorteile, die die moderaten Strompreiserhöhungen aufwiegen.

## Stilllegung der sieben ältesten Atomkraftwerke und des Atomkraftwerkes Krümmel

Die 17 deutschen Atomkraftwerke haben eine Gesamtleistung von 20,5 GW (netto)<sup>1</sup>. Die sieben ältesten Atomkraftwerke und das Atomkraftwerk Krümmel mit einer Leistung von insgesamt 8,4 Gigawatt (GW) können dauerhaft außer Betrieb gehen. Dies ist unter dem Aspekt der gesicherten Leistung ohne Einschränkungen der Versorgungssicherheit möglich, da im deutschen Kraftwerkspark derzeit ausreichend überschüssige Reservekapazitäten von rund 10 GW vorhanden sind.

### 1. Grundlagen

Entscheidend für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist, dass jederzeit ausreichend (gesicherte) Kraftwerksleistung für die Deckung der Last zur Verfügung steht. Die installierte Leistung des deutschen Kraftwerksparks nahm in den letzten Jahren stark zu, insbesondere aufgrund des Zubaus erneuerbarer Energien und neuer Erdgas-GuD-Kraftwerke, sowie nur geringfügiger Stilllegungen fossiler Kraftwerke. Der Großteil des Kraftwerkszubaues waren jedoch Windenergie- und Photovoltaikanlagen, die nur einen sehr geringen Beitrag zur gesicherten Leistung erbringen.

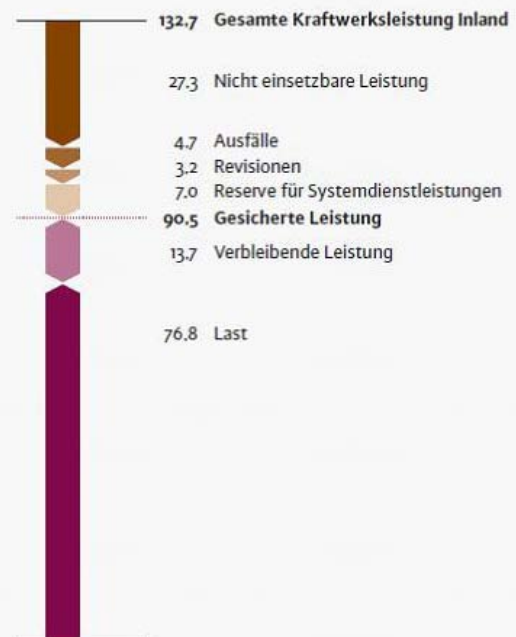
Die überschüssige Reservekapazität, d. h. die Reserveleistung, die für eine dauerhafte Stilllegung deutscher Atomkraftwerke derzeit zur Verfügung steht, wird daher in einer „worst case“ Betrachtung auf der Basis der „Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast“ unter Berücksichtigung der gesicherten Leistung ermittelt. Die Methode hierzu ist beispielhaft für das Jahr 2008 dargestellt<sup>2</sup>.

Die gesicherte Leistung des Kraftwerksparks ergibt sich aus der installierten Leistung im Inland nach Abzug der nicht einsetzbaren Leistung, der Kraftwerksausfälle, der Kraftwerke in Revision und der erforderlichen Reserveleistung für Systemdienstleistungen. Die Differenz aus der gesicherten Leistung und der Jahreshöchstlast ergibt die verbleibende Leistung (s. Abbildung).

Da uns derzeit noch keine offiziellen Zahlen des BDEW für die Leistungsbilanz zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast der Jahre 2009 und 2010 vorliegen, errechnen wir für Ende 2010 einen Mindestwert für die überschüssige Reservekapazität, die zur Stilllegung von Atomkraftwerken genutzt werden kann. Wir gehen dabei konservativ vor. Die Berechnungen basieren auf der vom BDEW veröffentlichten

Leistungsbilanz der allgemeinen Versorgung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast des Jahres 2008 und den Angaben des Statistischen Bundesamtes zur Entwicklung der Kraftwerksleistung<sup>3</sup>.

Leistungsbilanz der allg. Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2008 in GW



Quelle: BDEW

Alle Leistungsangaben sind Nettowerte.

Quelle: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

### 2. Auswertung der Leistungsbilanz zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2008

In einem ersten Schritt ermitteln wir die kurzfristig freie verfügbare Reserveleistung der allgemeinen Versorgung für das Jahr 2008. Die freie kurzfristig verfügbare Reserveleistung kann für Kraftwerksstilllegungen genutzt werden. Sie ist jedoch nur ein Teil der überschüssigen Reservekapazität, die für die Stilllegung von Atomkraftwerken genutzt werden kann.

Als konservative Annahme berücksichtigen wir für alle Berechnungen nicht die tatsächliche Jahreshöchstlast des Jahres 2008, sondern die höchste Jahreshöchstlast der Allgemeinen Versorgung in den letzten 10 Jahren. Sie betrug im Jahr 2002 und 2010 rund 80 GW. Nach unserer Einschätzung wird die Höchstlast auch in den nächsten zehn Jahren diesen Wert nicht überschreiten. Zudem wird bei dieser Analyse eine weitere vorhandene Sicherheit im Sinne einer konservativen Betrachtung nicht eingerechnet. Die Jahreshöchstlast ist keine feste Größe, sie ist im liberalisierten Strommarkt ein Ergebnis aus Angebot und Nachfrage. Dies bedeutet, dass höhere Strompreise bei Kapazitätsknappheiten zugleich einen Rückgang der Nachfrage und somit der Jahreshöchstlast zur Folge haben können.

Die zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2008 verfügbare gesicherte Leistung betrug 90,5 GW. Die verbleibende Leistung ergibt sich als Differenz aus der gesicherten Leistung und der Jahreshöchstlast. Sie betrug 10,5 GW im Jahr 2008.

Von der verbleibenden Leistung sollte stets eine Dauerreserveleistung von ca. 5 bis 7 GW für unvorhergesehene Ereignisse vorgehalten werden<sup>4</sup>. Ein Unterschreiten dieser Dauerreserveleistung führt jedoch nicht zu Stromausfällen, sondern kann in ungünstigen Situationen zu preisgetriebenen Nachfragereaktionen oder Importen führen. Aus der Differenz von verbleibender Leistung und Dauerreserveleistung für unvorhergesehene Ereignisse ergibt sich die freie kurzfristig verfügbare Reserveleistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast – von rund 3,5 GW im Jahr 2008<sup>5</sup>.

**Tabelle 1: Leistungsbilanz zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2008**

<b>Gesicherte Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2008</b>	<b>90,5 GW</b>
Jahreshöchstlast (Maximum der letzten 10 Jahre)	80,0 GW
<b>Verbleibende Leistung</b>	<b>10,5 GW</b>
Dauerreserveleistung für unvorhergesehene Ereignisse	7,0 GW
<b>Freie kurzfristig verfügbare Reserveleistung, Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2008</b>	<b>3,5 GW</b>

### 3. Stillstehende Atomkraftwerke zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2008

In einem zweiten Schritt betrachten wir die Kernkraftwerkskapazitäten, die zwar zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast im Jahr 2008 nicht in Betrieb waren, jedoch im Normalbetrieb zur gesicherten Leistung beitragen würden und somit auch für eine dauerhafte Stilllegung von Atomkraftwerken nutzbar wären<sup>6</sup>. Im Jahr 2008 waren die beiden Atomkraftwerke Krümmel und Brunsbüttel mit zusammen 2,1 GW das ganze Jahr und das Atomkraftwerk Biblis A (1,2 GW) Anfang des Jahres zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlastbetrachtung außerplanmäßig nicht in Betrieb.

### 4. Kraftwerkszubauten seit 2008

In einem dritten Schritt ermitteln wir die zusätzlichen Reservekapazitäten, die sich bis Ende 2010 aus der Zunahme der gesicherten Leistung im Vergleich zum Jahr 2008 ergeben. Seit Beginn des Jahres 2008 stieg die installierte Leistung thermischer Kraftwerke kontinuierlich an. Die Zunahme der installierten Leistung resultiert aus Zubauten und Stilllegungen von

Kraftwerken sowie aus Leistungssteigerungen bei Bestandskraftwerken. Zwischen Januar 2008 und Ende 2010 erhöhte sich allein die Netto-Engpassleistung der thermischen Kraftwerke der Elektrizitätsversorgungsunternehmen um rund 1,9 GW<sup>7</sup>. Unter Berücksichtigung von statistisch auftretender Nichtverfügbarkeiten von höchstens 15% ergibt sich eine zusätzliche gesicherte Leistung von rund 1,6 GW.

### 5. Kraftwerke in Kaltreserve

In einem vierten Schritt betrachten wir die Kraftwerke in Kaltreserve. Dies sind Kraftwerke, die aufgrund von Überkapazitäten vorläufig aus dem Markt genommen, jedoch technisch einsatzbereit gehalten werden, so dass sie bei Bedarf innerhalb weniger Monate wieder verfügbar sind. Diese Kraftwerke sind in der gesicherten Leistung nicht enthalten und stehen daher bei Bedarf als zusätzliche Reservekapazitäten zur Verfügung. Die installierte Leistung der Kraftwerke in Kaltreserve beträgt derzeit mehr als 1,6 GW<sup>8</sup>, ein Großteil davon steht in Süddeutschland.

### 6. Überschüssige Reservekapazitäten Ende 2010

Die überschüssigen Reservekapazitäten, die Ende 2010 für die Stilllegung von Atomkraftwerken verfügbar waren, betragen somit mindestens 10,0 GW<sup>9</sup>. Daneben war zusätzlich eine Dauerreserveleistung von 7,0 GW für unvorhergesehene Ereignisse verfügbar. Zusätzlich dazu (aber in der Rechnung unberücksichtigt) wird ab Sommer 2011 das Kraftwerk Irsching 4 mit 0,6 GW den regulären Dauerbetrieb aufnehmen. Daher ist die dauerhafte Stilllegung der vom Moratorium betroffenen acht Atomkraftwerke mit 8,4 GW unter dem Aspekt der gesicherten Leistung problemlos möglich<sup>10</sup>.

**Tabelle 2: Überschüssige Reservekapazitäten Ende 2010**

freie kurzfristig verfügbare Reserveleistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2008	3,5 GW
Atomkraftwerke 2008 außer Betrieb (Brunsbüttel, Krümmel, Biblis A)	3,3 GW
Nettozubau (Zubau – Stilllegungen) zwischen Anfang 2008 und Ende 2010	1,6 GW
Kaltreserve	1,6 GW
<b>überschüssige Reservekapazitäten Ende 2010</b>	<b>10,0 GW</b>

Auch nach der Stilllegung der Atomkraftwerke mit einer Leistung von 8,4 GW besteht für die Revision der weiterhin in Betrieb befindlichen Atomkraftwerke und anderer Kraftwerke ausreichend Kraftwerkskapazität. Einerseits be-

zieht sich die Analyse zur gesicherten Leistung und der überschüssigen Reservekapazitäten auf den Zeitpunkt der Jahreshöchstlast. Da die Monatshöchstlast in den meisten Monaten des Jahres deutlich niedriger ist, besteht während dieser Zeit ein zusätzlicher Spielraum für Kraftwerksrevisionen. Andererseits kann für Revisionen auch die Dauerreserveleistung für unvorhergesehene Ereignisse anteilig genutzt werden. Die Revisionstermine der Kraftwerke sollten jedoch in Zusammenarbeit mit den Übertragungsnetzbetreibern so gelegt werden, dass möglichst wenige Engpassmanagementmaßnahmen (z.B. Redispatch) für einen sicheren Netzbetrieb erforderlich sind.

### **Kraftwerksneubauten und Kraftwerksstilllegungen in den nächsten Jahren**

Derzeit sind neue Kohle- und Erdgas-GuD-Kraftwerke (nur Großkraftwerke) mit einer installierten Leistung von rund 11 GW in Bau (ohne Berücksichtigung des rechtlich umstrittenen in Bau befindlichen Kraftwerkes Datteln mit weiteren 1,1 GW), so dass auch für Stilllegungen von alten fossilen und besonders klimaschädlichen Kraftwerken noch ausreichend Reserven bestehen. Diese neuen Kraftwerke werden voraussichtlich bis zum Jahr 2014 in Betrieb gehen. Nach Einschätzung des UBA werden alte Kohle- und Erdgaskraftwerke mit einer Leistung von ca. 6 GW bis zum Jahr 2020 stillgelegt.<sup>11,12</sup> Somit ist mit einem Netto-Zuwachs von ca. 5 GW Kapazitäten zu rechnen. Die Stilllegungsentscheidungen für die einzelnen fossilen Kraftwerke sind sehr stark von der Laufzeit der Atomkraftwerke abhängig. Bei einem schnellen Atomausstieg ist für ältere Bestandskraftwerke deutlich häufiger mit Lebensdauer verlängernden Retrofit-Maßnahmen zu rechnen, als bei der von der Regierung beschlossenen Laufzeitverlängerung.

### **Vollständiger Atomausstieg ab 2017 ohne weitere neue Kohlekraftwerke möglich**

**Es sollte geprüft werden, in welcher Reihenfolge die restlichen Atomkraftwerke aufgrund von Kraftwerksneubauten unter Berücksichtigung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebes möglichst zeitnah stillgelegt werden können. Nach Berechnungen des Umweltbundesamtes kann der Atomausstieg ab dem Jahr 2017 vollständig vollzogen werden. Neben den derzeit in Bau befindlichen Kraftwerken besteht hierfür ein zusätzlicher Kapazitätsbedarf von höchstens 5 GW, der durch neue hochflexible und hocheffizien-**

**te Erdgas-KWK oder GuD Kraftwerke bzw. teilweise durch einen schnelleren Ausbau der erneuerbaren Energien und zusätzliche Energieeffizienzmaßnahmen oder Lebensdauer verlängernde Maßnahmen an Bestandskraftwerken gedeckt werden kann.**

In der UBA-Studie „Klimaschutz und Versorgungssicherheit“<sup>13</sup> haben wir gezeigt, dass bis zum Jahr 2020 – bei der Umsetzung des ursprünglichen Atomausstiegsbeschlusses – kein Neubaubedarf an konventionellen Kraftwerken über die derzeit in Bau befindlichen Anlagen hinaus besteht. Nach dem ursprünglichen Atomausstiegsbeschluss wären 2020 noch Atomkraftwerke mit einer Leistung von rund 5 GW in Betrieb, die nach 2020 ersetzt werden müssten. Dies geht jedoch auch schon ab dem Jahr 2017, beispielsweise durch den Bau von neuen Erdgas-KWK oder GuD-Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 5 GW. Mit den gegenwärtigen Realisierungszeiten (von Planungsbeginn über Genehmigung und Bau bis zur Inbetriebnahme) für neue Erdgas-GuD-Kraftwerke von 3 bis 6 Jahren lässt sich dies sicher erreichen. Durch einen schnelleren Ausbau der erneuerbaren Energien, durch zusätzliche Effizienzmaßnahmen oder durch Lebensdauer verlängernde Retrofit-Maßnahmen kann der Bedarf an zusätzlichen Erdgaskraftwerken teilweise reduziert werden, so dass die 5 GW eine Obergrenze darstellen. Es besteht kein Bedarf an zusätzlichen Kohlekraftwerken über die derzeit in Bau befindlichen Kraftwerke hinaus. Lebensdauer verlängernde Retrofit-Maßnahmen bei älteren Bestandskraftwerken bieten insbesondere für den zeitlich begrenzten Bedarf an zusätzlichen fossilen Kraftwerken in den nächsten Jahren eine sinnvolle Alternative zum Kraftwerksneubau.

Vereinfacht lässt sich der Ersatz der gesamten Atomkraftwerks-Kapazitäten in Höhe von 20,5 GW (netto) ab 2017 folgendermaßen zusammenfassen: Rund 10 GW überschüssige Reservekapazitäten können bereits heute für die Stilllegung von Atomkraftwerken genutzt werden. Weitere rund 5 GW stehen nach Abzug der Stilllegungen von alten Bestandskraftwerken aus den derzeitigen Kraftwerksneubauten ab 2014 zur Verfügung. Weiterhin ist der Ausbau von Biomassekraftwerken mit ca. 1,4 GW bis 2015<sup>14</sup> zu erwarten. Zudem können gesicherte Leistungen durch den Ausbau der KWK oder neuer Erdgas-GuD-Kraftwerke in Höhe von 5 GW bis 2017 verfügbar sein<sup>15</sup>. Diese zusätzlichen Kapazitäten mit insgesamt 21,4 GW reichen bereits für den Ersatz aller Atomkraftwerke aus. Daneben wäre zusätzlich eine Dauerreserveleistung von 7,0 GW für unvorhergesehene Ereignisse verfügbar.

Zusätzlich kann der Kapazitätsbedarf zur Deckung der Höchstlast um rund 3 GW durch den Einsatz von Lastmanagement, insb. regelbarer Lasten zur Bereitstellung von positiver Regelleistung, gesenkt werden.

**Tabelle 3: Ersatz der gesamten Atomkraftwerks-Kapazitäten ab 2017**

überschüssige Reservekapazitäten Ende 2010	10,0 GW
Kraftwerke bereits in Bau (Nettozubau = 11 GW Zubau – 6 GW Stilllegungen)	5,0 GW
Zusätzliche Kraftwerksneubauten (Erdgas-GuD oder KWK) derzeit in Planung	5,0 GW
Ausbau von Biomassekraftwerken	1,4 GW
<b>Summe</b>	<b>21,4 GW</b>
Lastmanagement (Verringerung des Kapazitätsbedarfs)	3,0 GW

Marktgetrieben kann es – unter der Voraussetzung einer politischen Festlegung auf einen vorgezogenen Ausstieg aus der Kernenergienutzung – vor und nach 2017 zu umfangreicheren Neubaumaßnahmen kommen, als hier dargestellt. Dies ist jedoch aus Sicht des Umweltbundesamtes nicht für die Versorgungssicherheit erforderlich.

Ein möglicher Bedarf an weiteren zusätzlichen (Erdgas-GuD-) Kraftwerken nach 2017 bei einem vollständigen Atomausstieg ist vor allem abhängig von der Entwicklung der erneuerbaren Energien, insbesondere der Geothermie, der KWK, des Ausbaus von Speicherkapazitäten und der Erschließung von Effizienzpotentialen beim Stromverbrauch.

## Verfügbarkeit von Erdgas

**In den nächsten Jahren ist ausreichend Erdgas für zusätzliche Erdgas-GuD-Kraftwerke verfügbar.**

In den letzten Jahren stieg das Angebot an Erdgas in Europa stärker als die Nachfrage. Dies resultiert insbesondere aus dem Ausbau der LNG-Kapazitäten (Flüssiges Erdgas) und der Erschließung neuer Förderkapazitäten in den USA (shale gas). Dies führte insgesamt dazu, dass sich die Preise von Erdgas im Großhandel teilweise von den Ölpreisen entkoppelten. Zudem kann und sollte durch effizientere Wärmedämmung zukünftig der Erdgasverbrauch für Heizungszwecke verringert werden.

## Die Netzsicherheit kann bei einem Atomausstieg ab 2017 gewährleistet werden

**Um die Netzsicherheit insbesondere in den nächsten Monaten zu gewährleisten, müssen die Übertragungsnetzbetreiber alle geeigneten Maßnahmen zum Erhalt der Netzsicherheit in Kooperation mit den Kraftwerksbetreibern nutzen.**

Die Verantwortung für einen sicheren Netzbetrieb liegt nach dem Energiewirtschaftsgesetz bei den Übertragungsnetzbetreibern sowie der zuständigen Aufsichtsbehörde, der Bundesnetzagentur. Entscheidend für die Versorgungssicherheit ist, dass das Stromnetz jederzeit sicher und stabil betrieben werden kann. Das bedeutet vor allem, dass die Elektrizität jederzeit von den Kraftwerken zu den Verbrauchern transportiert werden kann. Dies wird durch die vorhandenen Übertragungskapazitäten der Stromleitungen begrenzt. Zudem muss regional ausreichend Blindleistung im Netz zur Verfügung stehen. Beides wird durch den Wegfall der vom Moratorium betroffenen Atomkraftwerke erschwert, da diese überwiegend in Süddeutschland stehen.

Mit der Abschaltung der sieben ältesten Atomkraftwerke und des Atomkraftwerks Krümmel ist die Netzstabilität nach Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur<sup>16,17</sup> derzeit zwar angespannt, aber beherrschbar. Die schwierige Situation, die im Mai 2011 zeitweise durch die zeitgleiche Revision von bis zu fünf Atomkraftwerken<sup>18</sup> bestand, konnte insbesondere aufgrund der typischerweise geringeren Last im Frühjahr und der hohen Einspeisung aus Photovoltaikanlagen gelöst werden.

Eine weitere Herausforderung ergibt sich im Juni durch die Revision des Atomkraftwerkes Brokdorf im Hamburger Raum<sup>19</sup>. Vor allem wird aber die Situation in den Wintermonaten 2011/2012 aufgrund der höheren Nachfrage von den Netzbetreibern und der Bundesnetzagentur als besonders schwierig eingestuft. Hier sollte die verbleibende Zeit genutzt werden, um die zum Erhalt der Netzsicherheit erforderlichen Maßnahmen zu prüfen und ausreichend vorzubereiten. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen diese dann mit Unterstützung durch die Kraftwerksbetreiber rechtzeitig ergreifen. Neben „klassischen“ Engpassmanagementmaßnahmen sollten zumindest vorübergehend auch weitere Netzsicherheits-Maßnahmen<sup>20</sup> genutzt werden, um kritischen Situationen vorzubeugen. Hierzu zählen:



- Abstimmung und Optimierung der Termine aller Kraftwerks-Revisionen,
- Netzbetriebsoptimierung (wie Leiterseilmonitoring) und abgestimmte Netzbetriebsführung aller ÜNB,
- Nutzung von Speicherkraftwerken zur Netzstützung und Netzentlastung,
- Aktivierung betriebsbereiter Kraftwerke in kritischen Situationen (inkl. von rund 1,6 GW Kaltreserve<sup>21</sup> in Süddeutschland und bisher noch nicht aktivierter kleinerer Kraftwerke im Verteilnetz),
- Überprüfung der kurz vor dem Moratorium von EON getroffenen Entscheidung zur endgültigen Stilllegung Öl-Kraftwerks Pleinting in Süddeutschland mit 0,7 GW,
- Nutzung weiterer Netzsicherheitsmaßnahmen, wie die Regelung der Windeinspeisung.
- Reduzierung von Stromexporten,
- Temporäre Stromimporte nach Süddeutschland zur Verringerung der Belastung im Übertragungsnetz.

Besonders angespannte Situationen treten nur sehr selten und nur über wenige Stunden auf. So war beispielsweise die Last der allgemeinen Versorgung im gesamten Zeitraum 2008 bis 2010 nur in insgesamt 62 Stunden größer als 75 GW bzw. nur in 8 Stunden größer als 77 GW, während die Höchstlast 80 GW betrug<sup>22</sup>. Diese geringe Stundenzahl ermöglicht zusätzliche Handlungsspielräume:

- Vorübergehende Aktivierung von Notstromsystemen (in Deutschland existieren nach Expertenschätzung mehr als 20 GW an Notstromaggregaten, davon ein großer Anteil an netzgekoppelten Anlagen, insbesondere in den Bereichen Industrie und Gewerbe, die für wenige Stunden im Jahr auch zur Netzstützung aktiviert werden können)
- Nutzung von Lastmanagementpotentialen,

Nach dem derzeitigen Entwurf der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes erhalten die Netzbetreiber zudem verbesserte Möglichkeiten zur Einflussnahme auf die Betriebsweise der Erzeugungsanlagen. Dies ist aus Sicht des Umweltbundesamtes zu begrüßen. Zudem sollte die Bundesnetzagentur Festlegungen treffen, die es den Übertragungsnetzbetreibern ermöglicht, vorausschauende Verträge mit geeigneten Anbietern von Lastmanagementpotentialen und Notstromaggregaten zu schließen.

### Situation im Winter 2011/ 2012

Nach vorläufiger Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber verschlechtert sich die Netzstabilität im Winter 2011/2012. Um einen sicheren Netzbetrieb auch im Winter zu

gewährleisten, fordern sie daher eine Erhöhung der Kraftwerkseinspeisung in Süddeutschland um 2000 MW gegenüber dem jetzt geltenden Moratorium<sup>23</sup>. Dies entspricht einem befristeten Weiterbetrieb von höchstens zwei der vom Moratorium betroffenen Atomkraftwerke bis zum Frühjahr 2012. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass auch nach Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber die dauerhafte Stilllegung von mindestens sechs der im Moratorium betroffenen AKW mit einem sicheren Netzbetrieb vereinbar ist. Für den folgenden Winter (2012/2013) wird sich die Netzsituation auch nach Einschätzung der Netzbetreiber voraussichtlich wieder entspannen, insbesondere durch die Inbetriebnahme der in Bau befindlichen Erzeugungseinheiten, die Fertigstellung der geplanten Netzverstärkungen und die Errichtung der bereits geplanten Blindleistungskompensationsanlagen.

Da jedoch offenbar in den Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber zentrale Alternativen gar nicht oder nicht genügend berücksichtigt wurden<sup>24</sup>, sind die Ergebnisse aus unserer Sicht nicht ausreichend belastbar. Auch für die Bundesnetzagentur ist der Bedarf für zusätzliche 2000 MW Kraftwerksleistung in dieser Höhe ohne weitere Prüfung nicht nachvollziehbar. Es sollte geprüft werden, welche anderen Maßnahmen ergriffen werden können, mit denen der sichere Netzbetrieb gewährleistet werden kann.

Die Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigen offenbar weder die vollständige Aktivierung der 1,6 GW Kraftwerke in Kaltreserve, noch die Umrüstung einzelner Generatoren von stillgelegten Atomkraftwerken für den Phasenschieberbetrieb<sup>25</sup>, die Nutzung von Lastmanagement oder Notstromsystemen in Industrie und Gewerbe. Die Bundesnetzagentur hält auch für nicht geklärt, ob alle Pumpspeicherkraftwerke und alle Kraftwerke, die am Verteilnetz angeschlossen sind, bei der Ermittlung des zusätzlichen Leistungsbedarfes berücksichtigt wurden.

Die Netzbetreiber haben, wie es der gängigen Vorgehensweise entspricht, sehr seltene Extremsituationen untersucht. Die dabei unterstellte Höchstlastsituation ist zwar auslegungsrelevant, tritt jedoch, wie oben beschrieben, nur in sehr wenigen Stunden des Jahres auf. Zudem ist die Höchstlast keine feste Größe, sondern immer das Ergebnis von Angebot und Nachfrage am Markt. Dies bedeutet, dass die Höchstlast bei sehr knappen Erzeugungskapazitäten und damit sehr teuren Grenzkraftwerken deutlich niedriger ist als bei einem großen Überangebot.

Durch eine rechtzeitige Bindung von süd-deutschen Reservekraftwerkskapazitäten für Netzsicherheitsmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber, kann demnach über den Merit-Order-Effekt zudem auch durch die Übertragungsnetzbetreiber die Höhe der Lastspitzen beeinflusst werden. Diese marktbasier- te Erschließung von Lastmanagementpotentialen kann den von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelten zusätzlichen Bedarf an Spitzenlastkapazitäten erheblich senken.

### **Für die Verbesserung der Netzstabilität sind mittel- bis langfristig umfangreiche Investitionsmaßnahmen erforderlich.**

Mittel- und langfristig muss die Netzstabilität durch weitere Maßnahmen verbessert werden. Hierzu zählen insbesondere:

- Beschleunigte Fertigstellung von in Bau befindlichen Netzabschnitten<sup>26</sup>
- Ausbau von erzeugungsunabhängigen Anlagen zur Netzstützung (schaltbare Kondensatoranlagen und Kompensationsspulen, FACTS<sup>27</sup>, Phasenschiebergeneratoren ggf. in Kopplung mit Schwungradspeichern)
- Beschleunigter Ausbau der Übertragungsnetze
- Ertüchtigung bestehender und Neubau von Pumpspeicherkraftwerken

Die mittel- und langfristig erforderlichen Maßnahmen sollten schnellstmöglich begonnen und umgesetzt werden.

### **Auch in Bezug auf einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb gilt, dass ein vollständiger Atomausstieg ab dem Jahr 2017 machbar ist.**

Auch wenn es zu Verzögerungen bei den oben genannten Investitionsmaßnahmen kommen sollte, ist ein vollständiger Atomausstieg ab dem Jahr 2017 machbar. Sofern es für einen sicheren Netzbetrieb erforderlich sein sollte, könnten neue Erdgas-GuD-Kraftwerke zur Netzstützung als Ersatz in den Regionen gebaut werden, in denen heute die Atomkraftwerke stehen. Bei einer Realisierungszeit von 3-6 Jahren ist dies ab dem Jahr 2017 möglich. Durch diese Ersatzkraftwerke kann also selbst im ungünstigsten Fall die netzstützende Funktion der Atomkraftwerke übernommen werden.

### **Stromimporte sind nicht erforderlich**

**Deutschland ist nicht auf Stromimporte zur Sicherung der deutschen Stromversorgung angewiesen. Die aktuellen Importe sind allein preisgetrieben.**

Deutschland exportierte in den letzten Jahren mehr Strom als es importierte. In den letzten Monaten sind dagegen Importüberschüsse (Netto-Importe) aufgetreten.

Auch bei dauerhafter Stilllegung der derzeit durch das Moratorium abgeschalteten acht Kernkraftwerke bestehen – wie oben dargestellt – ausreichend inländische Erzeugungskapazitäten, um die Stromnachfrage in Deutschland jederzeit zu decken.

Die aktuell gestiegenen Netto-Importe sind allein preisgetrieben. Das ist in einem liberalisierten europäischen Markt für Strom normal. Offensichtlich ist Strom aus ausländischen Kraftwerken derzeit günstiger als Strom aus deutschen Reservekraftwerken.

Bei den zusätzlichen Importen handelt es sich jedoch in der Regel nicht um zusätzlich produzierten Atomstrom<sup>28</sup>. Im Gegenteil: Die Atomkraftwerke in unseren Nachbarländern stehen in der europäischen Merit-order soweit vorne, dass sie auch ohne Moratorium in Deutschland weitgehend ausgelastet sind und daher auf die veränderte Marktlage in Deutschland kaum reagieren können<sup>29</sup>. Es handelt sich bei den zusätzlichen Netto-Importen daher überwiegend um Strom aus fossilen Kraftwerken. Dies bestätigen Simulationen von BET<sup>30</sup> auch für den Zeitraum bis 2030.

Die relativ geringe Größenordnung der Import-saldi in den letzten Wochen zeigt darüber hinaus, dass der Großteil der kurzfristig entfallenen Stromerzeugung aus den acht abgeschalteten Kernkraftwerken durch inländische Kraftwerke (die vorher exportiert hatten) und nicht durch Importstrom kompensiert wurde. Sobald die derzeit in Bau befindlichen fossilen Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 11 GW fertiggestellt sein werden (voraussichtlich bis 2014), werden die vorübergehend gestiegenen Importe voraussichtlich wieder zurückgehen. Spätestens dann können weitere Kernkraftwerke dauerhaft stillgelegt werden, ohne dass Deutschland aus Gründen der Versorgungssicherheit auf Stromimporte angewiesen sein wird.

Durch den Bau von zusätzlichen 5 GW Erdgas-GuD-Kraftwerken sowie einen schnelleren Ausbau der erneuerbaren Energien werden die preisgetriebenen Stromimporte auch langfristig auf einem sehr niedrigen Niveau bleiben. Um den Strom aus den erneuerbaren Energien optimal nutzen zu können, müssen allerdings die Stromnetze in Deutschland zügig ausgebaut werden.

## Keine negativen Auswirkungen auf den Klimaschutz

Durch den verstärkten Betrieb von Kohle- und Erdgaskraftwerken – bei einem Atomausstieg ab 2017 – entstehen durch den Emissionshandel EU-weit keine höheren Treibhausgas-Emissionen. Die Summe der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus emissionshandelspflichtigen Anlagen in Europa bleibt konstant, weil mit dem Emissionshandel ein absoluter Deckel für die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Energieumwandlung, industrieller Produktion und aller weiteren vom Emissionshandelssystem erfassten Anlagen besteht. Damit wird ein erhöhter CO<sub>2</sub>-Ausstoß durch die Kohleverstromung an anderer Stelle durch CO<sub>2</sub>-Emissionensminderungen eingespart. Der Mechanismus, über den die Anpassung verläuft, sind die Preise für Emissionszertifikate. Entstehen zusätzliche CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Strom aus Kohle- oder Erdgaskraftwerken, steigt der Zertifikatspreis. Dies schafft zusätzliche ökonomische Anreize für Maßnahmen zur Minderung CO<sub>2</sub>-Emissionen an anderer Stelle.

Aus einem vollständigen Atomausstieg in Deutschland ab dem Jahr 2017 resultiert voraussichtlich eine vergleichsweise geringe Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise im Vergleich zur geltenden Laufzeitverlängerung. Da die Stromerzeugung der deutschen Atomkraftwerke nur rund 5 % der gesamteuropäischen Stromerzeugung ausmacht, ist die Steigerung des Zertifikatspreises begrenzt.<sup>31</sup> Zudem umfasst der Emissionshandel nicht nur die Stromerzeugung, sondern auch THG-Emissionen aus der Industrie (z.B. N<sub>2</sub>O und FKW). Nach Berechnungen von BET<sup>32</sup> und des Öko-Instituts<sup>33</sup> beträgt der Anstieg des Zertifikatspreises bei einem vorgezogenen Atomausstieg ab 2017 durchschnittlich zwischen 2 und max. 4 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>.<sup>34</sup>

## Strompreise würden nur moderat steigen

Erste Hinweise zu den Strompreiswirkungen eines Atomausstiegs gaben die Preisausschläge an der Strombörse. Im März stiegen die Base- und Peakload-Preise nach der Verkündung des Moratoriums am 14.03.2011 um ca. 5 bis 6 Euro je MWh.<sup>35</sup> Ein erheblicher Teil dieser Preissteigerungen resultiert jedoch nicht aus dem Moratoriumsbeschluss, sondern aus den nach dem Erdbeben in Japan angestiegenen Kohle- und Erdgaspreisen. Selbst mit diesen Strompreissteigerungen liegen die Großhandelsstrompreise noch unter dem Niveau von 2008.<sup>36</sup>

Wissenschaftliche Analysen kommen zu dem Ergebnis, dass nur moderate Strompreissteigerungen durch einen vorgezogenen Atomausstieg zu erwarten sind<sup>37</sup>. Nach Berechnungen des Beratungsunternehmens BET aus Aachen ist bei einem vorgezogenen Atomausstieg ab 2017 mit einem Preiseffekt von rund 6 bis 8 Euro pro Megawattstunde (0,6 bis 0,8 Cent pro Kilowattstunde) im Mittel für die nächsten 20 Jahre zu rechnen<sup>38</sup>. Auch Berechnungen des Öko-Instituts zeigen, dass die Strompreiseffekte wahrscheinlich moderat sind und in dem genannten Bereich liegen.<sup>39</sup>

Die Strompreiseffekte in dieser Größenordnung sind deutlich niedriger als die Strompreisreaktionen aufgrund der Schwankungen von Erdgas- und Steinkohlepreisen in den letzten Jahren.

Nach 2030 gleichen sich die Strompreise mit vorgezogenem Atomausstieg und Laufzeitverlängerung wieder an.

## Lediglich moderate Auswirkungen auf die Endverbraucherpreise

Strompreissteigerungen im Großhandel können teilweise oder vollständig an die Endkunden weitergegeben werden. Die Preisüberwälzung hängt dabei ganz wesentlich von der Wettbewerbssituation und der Bereitschaft eines Anbieterwechsels der Endkunden ab. Selbst bei einer vollständigen Überwälzung der Börsenstrompreise an die Haushalte und die Industrie, schlagen sich Preiseffekte an der Strombörse bei den Endkunden nur gedämpft nieder. Eine Preiserhöhung an der Börse um 0,8 Cent je kWh (bezogen auf die Preise Anfang März 2011 wäre dies eine Preiserhöhung um rund 14% an der Strombörse) erhöht den Strompreis der Haushalte lediglich um etwas über 4%.<sup>40</sup> Denn die Erzeugungskosten und der Vertrieb machen bei den Haushalten nur einen Teil des Strompreises aus.<sup>41</sup> Der überwiegende Teil des Preises ist hingegen auf die Netzentgelte, Konzessionsabgaben, Steuern, die EEG-Umlage und weitere Kosten zurückzuführen. Eine Preiserhöhung an der Börse um 0,8 Cent je kWh wäre bei Industriekunden mit einer Strompreiserhöhung von rund 8 % verbunden, wenn die höheren Börsenstrompreise voll überwälzt werden und das aktuelle Preisniveau zu Grunde gelegt wird.<sup>42</sup>

Zudem bestehen preisdämpfende Effekte von höheren Preisen am Großhandelsmarkt auf die EEG-Umlage. Ein vollständiger Atomausstieg ab 2017 würde damit über tendenziell höhere Börsenstrompreise die EEG-Differenzkosten reduzieren.

## Energieeffizienz und weitere Maßnahmen können den beschleunigten Atomausstieg unterstützen

Zusätzliche Maßnahmen zum Stromsparen und zur Steigerung der Energieeffizienz verringern die Auswirkungen eines vorzeitigen Atomausstiegs auf den Strompreis erheblich. Ein verminderter Strombedarf verringert zudem auch die CO<sub>2</sub>-Zertifikatpreise. Die EU-Kommission und zahlreiche Studien weisen auf erhebliche THG-Einsparpotentiale durch Energieeffizienz hin – die zudem schon heute überwiegend wirtschaftlich lohnend sind.<sup>43</sup>

Ein schnellerer Ausbau der erneuerbaren Energien ist eine weitere Möglichkeit die Atomstromproduktion zu ersetzen. Dies verringert die Zertifikatpreise und die preisgetriebenen Stromimporte

Auch ein schnellerer Ausbau der Grenzkuppelstellen wirkt Strompreissteigerungen entgegen. Allein die in den nächsten Jahren zu erwartende stärkere Verbindung der nationalen Teilmärkte, die durch den Netzausbau begünstigt wird, wird einen erheblichen Strompreis dämpfenden Effekt haben. Daneben wird durch den Atomausstieg auch der Wettbewerb in Deutschland verbessert, was ebenfalls preisdämpfend wirken dürfte.

## Ein beschleunigter Atomausstieg kommt der Gesellschaft insgesamt zu Gute

**Keine nennenswerten Wachstumseinbußen durch einen vorgezogenen Atomausstieg ab 2017.** Die verschiedenen Energieszenarien der Bundesregierung von 2010 verdeutlichen, dass der Einfluss unterschiedlicher Laufzeiten auf das deutsche Bruttoinlandsprodukt (BIP) äußerst gering ist. Die Wachstumseffekte liegen im Promillebereich und verringern sich beträchtlich sobald Atomkraftwerke höhere Sicherheitsstandards erfüllen müssen.<sup>44</sup> Da ein vollständiger Atomausstieg ab 2017 am Strommarkt nur zu moderaten Preissteigerungen führt, dürften die zu erwartenden Effekte auf das BIP sehr gering sein.

**Ein vollständiger Atomausstieg ab 2017 verringert die Gefahren und Risiken der Atomenergie deutlich.** Dieser Sicherheitsgewinn führt auf der einen Seite zwar zu – moderaten – Mehrkosten. Auf der anderen Seite vermeidet der Atomausstieg die von der Gesellschaft zu tragenden immensen Kosten im Falle eines großen Atomunfalls. Schätzungen von Schäden einer Kernschmelze für Deutschland von bis zu 5 Billionen Euro verdeutlichen dies<sup>45</sup>.

Ein vollständiger Atomausstieg ab 2017 hätte damit erhebliche gesellschaftliche Vorteile, die die moderaten Strompreiserhöhungen aufwiegen.

## Fazit

Nach neuen Berechnungen des Umweltbundesamtes können ab 2017 alle deutschen Atomkraftwerke dauerhaft außer Betrieb gehen. Dabei kommt es weder zu Versorgungsengpässen noch ist dadurch mit deutlich höheren Strompreisen zu rechnen, auch gefährdet Deutschland seine Klimaschutzziele nicht. Atomstromimporte aus dem Ausland sind nicht nötig.

<sup>1</sup> Alle Kraftwerksleistungen in diesem Papier sind Netto-Angaben.

<sup>2</sup> BDEW 2010: Energiemarkt Deutschland – Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom- und Fernwärmeversorgung, Sommer 2010

<sup>3</sup> Die Ergebnisse sind Näherungswerte, da sich die Daten von BDEW und Statistischen Bundesamt leicht unterscheiden.

<sup>4</sup> Nach Empfehlung der ENTSO-E

<sup>5</sup> Selbst wenn diese 3,5 GW im Jahr 2008 für die Stilllegung von Kraftwerken genutzt worden wäre, hätten also noch weitere 7,0 GW Dauerreserveleistung für unvorhergesehene Ereignisse zur Verfügung gestanden.

<sup>6</sup> Bzw. selbst stillgelegt werden können.

<sup>7</sup> Statistisches Bundesamt: „Monatsberichte über die Elektrizitätsversorgung“

<sup>8</sup> Kraftwerksdatenbank des Umweltbundesamtes

<sup>9</sup> Alternativ zum dargestellten Berechnungsweg kann ausgehend von der gesicherten Leistung des Jahres 2008 mit den gleichen Betrachtungen auch ein theoretischer Mindestwert für die verfügbare gesicherte Leistung Ende 2010 ermittelt werden. Die verfügbare gesicherte Leistung des deutschen Kraftwerksparks lag Ende 2010 bei mindestens 97,0 GW für den theoretischen Fall, dass alle Atomkraftwerke planmäßig betrieben und die Kraftwerke in Kaltreserve aktiviert wären. Nach Abzug der höchsten Jahreshöchstlast in den letzten 10 Jahren von 80 GW und unter Berücksichtigung der Dauerreserveleistung für unvorhergesehene Ereignisse mit 7 GW ergibt sich die überschüssige Reservekapazität von 10,0 GW Ende 2010.

<sup>10</sup> Zu vergleichbaren Ergebnissen führen die Angaben von ENTSO-E in der Vorausschau zur Versorgungssicherheit in Europa [Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2011 – 2025]. Hier wird für Deutschland im Januar 2011 eine gesicherte Leistung von 93,1 GW angegeben. Wird berücksichtigt, dass in dieser gesicherten Leistung nicht die seit Jahren stillstehenden Atomkraftwerke Krümmel und Brunsbüttel mit zusammen rund 2,1 GW und die Kaltreserve mit 1,6 GW enthalten sind, so ergibt sich nach Abzug der dort angenommenen Jahreshöchstlast (mit Lastmanagement) von 80,3 GW und nach Abzug der Referenzmarge von 7,3 GW (vergleichbar mit der hier beschriebenen Dauerreserveleistung) eine überschüssige Reservekapazität von 9,2 GW. Also ebenso deutlich mehr als die vom Moratorium betroffenen 8 Atomkraftwerke mit 8,4 GW.

<sup>11</sup> Diese Einschätzung resultiert aus der Marktbeobachtung und den Stilllegungsplanungen der Kraftwerksbetreiber, die in den Monitoringberichten 2009 und 2010 der BNetzA angegeben sind. Im Unterschied hierzu sind unsere Einschätzungen zur Stilllegung von Braunkohlekraftwerken um ca. 3000

MW niedriger, da diese Stilllegungen vor 2020 nur dann zu erwarten sind, wenn zusätzlich zu den bereits in Bau befindlichen Braunkohlekraftwerken weitere gebaut werden, um diese Stilllegungen weitgehend zu kompensieren.

<sup>12</sup> BET 2008: Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung, Aachen

<sup>13</sup> Umweltbundesamt 2009: Klimaschutz und Versorgungssicherheit – Entwicklung einer nachhaltigen Stromversorgung. Climate Change 13/2009, Dessau-Roßlau

<sup>14</sup> BMU 2010: Leitstudie 2010. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global.

<sup>15</sup> Derzeit sind deutlich mehr als 5 GW Erdgas-GUD-Kraftwerke mit einer geplanten Inbetriebnahme bis 2016 in Planung. [UBA-Kraftwerksdatenbank]

<sup>16</sup> Bundesnetzagentur (2011): Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit. Bericht der Bundesnetzagentur an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 63 S.

<sup>17</sup> Bundesnetzagentur (2011): Pressegespräch 27. Mai 2011. Fortschreibung des Berichts der Bundesnetzagentur zu den Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit. Bonn

<sup>18</sup> Die verstärkte Durchführung von Kraftwerksrevisionen im Frühjahr ist nicht untypisch.

<sup>19</sup> Für Juni ist die Revision des Atomkraftwerks Brokdorf geplant. Da hier bereits die beiden Atomkraftwerke Brunsbüttel und Krümmel außer Betrieb sind, wird sich auch hier eine regional angespannte Netzsituation ergeben. Dies ist jedoch keine grundlegend neue Situation, da die beiden Atomkraftwerke Brunsbüttel und Brokdorf auch in den Jahren 2008-2010 praktisch die gesamte Zeit außer Betrieb waren und das Atomkraftwerk Brokdorf in den Jahren 2008 und 2009 auch jeweils ca. 2 Wochen in Revision war. Zudem sollen geplante Sondermaßnahmen, wie die Installation von Kompensationsspulen die Netzstabilität verbessern.

<sup>20</sup> nach EnWG § 13

<sup>21</sup> 1,6 GW Kraftwerke in Kaltreserve ohne das zur Stilllegung vorgesehene Kraftwerk Pleinting

<sup>22</sup> Auswertung der von der ENTSO-E voröffentlichen Lastdaten

<sup>23</sup> Erklärung der Übertragungsnetzbetreiber vom 19.05.2011 „Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratorium auf das elektrische System im Jahr 2011/2012 und Empfehlungen der Übertragungsnetzbetreiber zur Aufrechterhaltung eines sicheren Netzbetriebs“

<sup>24</sup> Zudem ist die Konsistenz der verwendeten Last- und Kraftwerksdaten fraglich.

<sup>25</sup> Jeder Kraftwerksgenerator kann grundsätzlich auch als Motor betrieben werden und dabei, ebenso wie im Generatorbetrieb, Blindleistung bereitstellen. Daher können die Generatoren von stillgelegten Kraftwerken grundsätzlich für den Phasenschieberbetrieb (Motorbetrieb) umgebaut werden. Der Umbau von Kraftwerksgeneratoren ist auch nach Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber grundsätzlich technisch möglich. Erforderlich ist z.B. ein Hilfsmotor zum Hochfahren und zur Netzsynchrisation. Während des netzsynchronen Motorbetriebs verbrauchen die Generatoren weniger als 1 % ihrer Nennleistung.

<sup>26</sup> Dies betrifft auch kurzfristig besonders den Abschnitt Görries-Krümmel (EnLAG-Projekt Nr.9). Dessen Fertigstellung verbessert durch die Bereitstellung von Blindleistung die Netzstabilität im Großraum Hamburg und durch die Entlastung der anderen 3 Übertragungsleitungen zwischen den Regelzonen von 50 Hertz und Tennet die Netzstabilität deutschlandweit deutlich.

<sup>27</sup> Regelbare Blindleistungserzeugungsanlagen

<sup>28</sup> Ökoinstitut 2011; Atomstrom aus Frankreich? Kurzfristige Abschaltungen deutscher Kernkraftwerke und die Entwicklung des Strom-Austauschs mit dem Ausland. Berlin

<sup>29</sup> Zudem kann Frankreich im Winter aufgrund seines eigenen hohen Strombedarfs und im Sommer wegen knappen Kühlwassers der Atomkraftwerke ohnehin kaum Strom nach Deutschland liefern.

<sup>30</sup> BET: Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen

<sup>31</sup> Die Stromerzeugung deutscher Atomkraftwerke beträgt (im Normalbetrieb) mit rund 150 TWh/a nur ca. 5% der europäischen Stromproduktion von rund 3000 TWh/a.

<sup>32</sup> BET: Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen

<sup>33</sup> Persönliche Auskunft Herr Matthes (Öko-Institut vom 7.4.2011).

<sup>34</sup> Im Mittel bis zum Jahr 2030. Nach 2030 gleichen sich die CO<sub>2</sub>-Preise aufgrund des Auslaufens der Laufzeitverlängerung wieder an.

<sup>35</sup> Base- und Peakload-Future für 2012 an der EEX.

<sup>36</sup> Im Laufe der ersten Jahreshälfte 2008 erreichten die Baseload-Preise an der Strombörse ein Niveau von rund 90 Euro/MWh, vgl. Bundesnetzagentur, Markt und Wettbewerb Energie. Kennzahlen 2010, <http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/191696/publicationFile/9378/>

<sup>37</sup> Durch den Preisbildungsmechanismus an der

Strombörse wird der Marktpreis durch die Grenzkosten der letzten benötigten Einheit in der Merit Order bestimmt.

<sup>38</sup> Durchschnittliche Preissteigerung für ein Baseload-Produkt. Die Strompreissteigerung von durchschnittlich 6 Euro pro MWh ergibt sich bei einem stärkeren Windausbau und einen zusätzlichen GuD-Ausbau im oben dargestellten Umfang. Die Strompreissteigerung von durchschnittlich 8 Euro pro MWh ergibt sich bei einem Ausstieg ohne zusätzliche Maßnahmen.

<sup>39</sup> Öko-Institut (2011): Schneller Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland. Kurzfristige Ersatzoptionen, Strom- und CO<sub>2</sub>-Preiseffekte, <http://www.oeko.de/oekodoc/1121/2011-008-de.pdf>

<sup>40</sup> In der ersten Märzhälfte 2011 betragen die Baseloadpreise je MWh an der EEX im Mittel etwa 56 Euro je MWh. Die Haushaltsstrompreise betragen 2010 lt. Bundesnetzagentur („Markt und Wettbewerb Energie. Kennzahlen 2010“) etwa 23 Cent je kWh für 2010 und sind seither nach Angaben des BDEW im Durchschnitt auf ca. 25 Cent je kWh gestiegen.

Das Öko-Institut (2011) gibt für Haushalte einen plausiblen Überwälzungsfaktor von 0,25 und für die Industrie einen Faktor von 0,5 an. Dies sind ähnliche Größenordnungen wie in den hier vorgenommenen Überschlagerechnungen.

<sup>41</sup> Die Bundesnetzagentur gibt für 2010 den Anteil der Kosten für die Energiebeschaffung und den Vertrieb an den Haushaltsstrompreisen mit rund 35% an.

<sup>42</sup> Lt. Bundesnetzagentur betragen die Industriestrompreise in 2010 etwas über 12 Cent je kWh (inkl. MWSt.).

Als Bezugsgröße dient hier wieder ein Baseloadpreise von 56 Euro je MWh.

<sup>43</sup> EU comission staff working document (2011): Impact assessment Energy Efficiency Plan 2011, SEC(2011) 277 final, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=SEC:2011:0277:FIN:EN:PDF>

<sup>44</sup> Im Falle einer Laufzeitverlängerung um 20 Jahre sind die BIP-Effekte am größten (zum Vergleich dient hier ein Szenario mit einer nur geringen Laufzeitverlängerung um 4 Jahre). Sie betragen im Jahr 2030 den maximalen Wert von 0,46%. Mit moderat höheren Sicherheitsanforderungen sinkt dieser maximale Effekt auf 0,34%. In allen anderen Jahren und Szenarien fallen positive Effekte deutlich geringer aus. Besonders in einer langfristigen Betrachtung bis 2050 sind sogar negative BIP-Effekte zu verzeichnen. [Prognos, EWI, GWS (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung]

<sup>45</sup> Umweltbundesamt (2007): Ökonomische Bewertung von Umweltschäden. Methodenkonvention zur Schätzung externer Umweltkosten, <http://www.umwelt-daten.de/publikationen/fpdf-l/3193.pdf>