

Die Auswirkungen des Kernenergieausstiegs auf die Stromerzeugung: Szenarien bis 2020

Norbert Kriedel und Sebastian Schröer

Angesichts der Bemühungen um einen verstärkten Klimaschutz und um die langfristige Sicherstellung einer zuverlässigen und kostengünstigen Energieversorgung steht der Strommarkt in Deutschland vor einem tiefgreifenden Wandel. Anders als der Wärme- und Verkehrssektor ist er von dem politisch beschlossenen Ausstieg aus der Kernkraft betroffen, weshalb mehr als ein Viertel der Stromerzeugungskapazitäten hierzulande ersetzt werden müssen. Anhand des bisherigen Wachstums der erneuerbaren Energien wird deutlich, dass diese ein erhebliches Potenzial besitzen. Es stellt sich aber die Frage, in welchem Umfang und mit welcher Geschwindigkeit sie ausgebaut werden können und welche Folgen dies für die Stromversorgung in Deutschland hat. Der Artikel versucht, die Auswirkungen des Kernenergieausstiegs anhand eines einfachen Modells zu prognostizieren.

Ob die erneuerbaren Energien die vom Netz gehenden Kernkraftwerke ersetzen können, ist einerseits vom technischen Fortschritt abhängig. Andererseits ist die Entwicklung des Energiebedarfs wesentlich. Im Folgenden werden daher zunächst der Energieverbrauch und die Energieintensität betrachtet. Darauf aufbauend wird anhand des Ausbaus der erneuerbaren Energien untersucht, ob es durch den Ausstieg aus der Kernenergie zu Engpässen bei der Stromversorgung in Deutschland kommen kann. Weiterhin wird analysiert, wie sensibel die Ergebnisse auf Variationen der Annahmen reagieren. Wie sich zeigt, kommt es nur im eher unrealistischen Fall zu keiner Unterdeckung mit Strom.

Energieverbrauch und Energieintensität

Der Primärenergieverbrauch hat sich in Deutschland im Jahr 2006 um rund 1,2 % gegenüber dem Vorjahr erhöht, 2007 ist er nach vorläufigen Schätzungen gegenüber dem Vorjahr leicht gesunken [1]. Die Einflussfaktoren für den sich ändernden Primärenergieverbrauch sind das Wachstum der Produktion, die Temperaturentwicklung, die demografische Entwicklung sowie die Energieintensität. Letztere ist definiert als das Verhältnis aus Primärenergieverbrauch zum Bruttoinlandsprodukt und bestimmt den Energieaufwand, um eine Produktionseinheit zu erzeugen, letztlich also die Effizienz des Energieeinsatzes einer Volkswirtschaft. In Deutschland ist die Energieintensität in den vergangenen 15 Jahren deutlich gesunken (vgl. Abb. 1).

Die Gründe dafür sind vielfältig: Mit steigenden Preisen wird Energie sparsamer und effizienter genutzt, sodass die Energieintensität zurückgeht. Darüber hinaus kann auch die staatliche Förderung von Energiesparmaßnahmen zu einer verringerten Energieintensität führen. Ein weiterer Grund für die zurückgehende Energieintensität liegt im sektoralen Wandel. Da

BU

die Energieintensität im industriellen Bereich höher ist als im Dienstleistungssektor, führt ein steigender Anteil des Dienstleistungssektors bei einem zurückgehenden Anteil der Industrieproduktion ebenfalls zu einer geringeren gesamtwirtschaftlichen Energieintensität.

In Äquivalenz zur Energieintensität ist die Stromintensität als das Verhältnis aus Bruttostromverbrauch und realem Bruttoinlandsprodukt definiert. Die Stromintensität ist ebenso wie die Energieintensität in den letzten Jahren zurückgegangen. Dennoch ist der Stromverbrauch gestiegen, da die Wirtschaft schneller gewachsen als die Intensität zurückgegangen ist. Während die deutsche Stromintensität zwischen 1991 bis 2007 um durchschnittlich 0,6 % pro Jahr abnahm, stieg der Bruttostromverbrauch im selben

Zeitraum um durchschnittlich 0,9 % pro Jahr, bei einem mittleren jährlichen Wirtschaftswachstum von 1,5 % [2].

Prognose der Stromlücke

Der politisch beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie wirft die Frage auf, ob und inwieweit der durch Kernkraft erzeugte Strom durch andere – vor allem erneuerbare Energiequellen – ersetzt werden kann. Um zu prüfen, ob und gegebenenfalls in welcher Höhe eine Stromversorgungslücke entstehen könnte, wurden bestimmte Annahmen bezüglich der Stromintensität, des Wirtschaftswachstums und des Ausbaus der erneuerbaren Energien getroffen. Dabei wurden vier Szenarien entwickelt. Das erste, das als Referenzszenario bezeichnet wird, beinhaltet folgende Annahmen [3]:

■ Annahme 1: Verringerung der Stromintensität um durchschnittlich 2 % pro Jahr bis 2020;

■ Annahme 2: Durchschnittliches jährliches Wachstum der Produktion (reales BIP) in Höhe von 2,5 %;

■ Annahme 3: Ausstieg aus der Kernenergie gemäß derzeitiger Planung [4];

■ Annahme 4: Ausbau der erneuerbaren Energien gemäß derzeitiger Prognosen [5].

Aus den Annahmen über das Wirtschaftswachstum und die Reduktion der Stromintensität folgt ein jährlicher Anstieg des Stromverbrauchs um 0,5 %. Dieses Resultat entspricht sowohl der Einschätzung der Elektrizitätswirtschaft in Bezug auf die künftige Entwicklung als auch dem aktuellen Trend. So erhöhte sich der Stromverbrauch 2006 um 0,7 % und 2007 um 0,3 % gegenüber dem Vorjahr [6]. Dabei ist die unterstellte Abnahme der Stromintensität deutlich größer als im Durchschnitt der letzten Jahre, entspricht aber den aktuellen Entwicklungen. Die Stromintensität sank sowohl 2006 als auch 2007 um rund 2 % gegenüber dem Vorjahr. Auch die Annahme hinsichtlich des Wirtschaftswachstums entspricht dem aktuellen Trend. So erhöhte sich das reale BIP 2006 um rund 2,9 % und 2007 etwa um 2,5 % [7].

Der Ausstieg aus der Kernenergie führt zu einer Absenkung der Stromerzeugung, die in einem Zeitraum zwischen 2008 und 2022 wirksam wird. Zur Berechnung des zu erwartenden Rückgangs der Stromerzeugung wurde für jedes Kernkraftwerk der voraussichtliche Abschaltungszeitpunkt ermittelt. Dieser ergab sich aus der verbleibenden erlaubten Stromproduktion je Kraftwerk gemäß den Angaben des Bundesamtes für Strahlenschutz [8]. Dabei wurden die Reststrommengen durch die durchschnittliche jährliche Stromerzeugung je Kraftwerk dividiert und der resultierende Wert in Monate umgerechnet. Aus der Anzahl der ermittelten Monate konnte dann der voraussichtliche Abschaltungszeitpunkt festgelegt werden. Die durchschnittliche jährliche Stromerzeugung je Kraftwerk wurde auf Basis der Stromproduktion der Jahre 2004 bis 2006 geschätzt.

Bezüglich des Ausbaus der erneuerbaren Energien wurden offizielle Prognosen des Ministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit [5] ausgewertet. Im Fall des Referenzszenarios ergibt sich für den gesamten Zeitraum von 2008 bis 2020 eine jährlich steigende Deckungslücke bei der

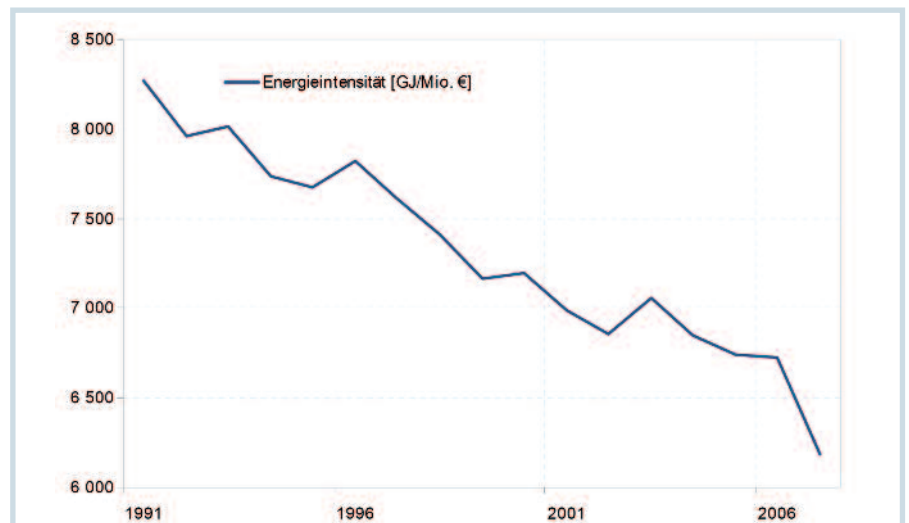


Abb. 1 Entwicklung der Energieintensität in Deutschland 1991-2007
Quellen: [2, 10, 11, 12], eigene Berechnungen; Wert für 2007: vorläufig nach [13]

Stromversorgung (vgl. Abb. 2). Diese erreicht im Jahr 2020 rund 16 %.

In einem zweiten Szenario (optimistisches Szenario) wurde lediglich die Annahme 1 geändert, ansonsten jedoch die gleichen Prämissen unterstellt:

■ Annahme 1: Verringerung der Stromintensität um durchschnittlich 3 % pro Jahr;

■ Annahmen 2-4 wie im Referenzszenario.

Die Verringerung der Stromintensität um 3 % entspricht dem Ziel der Bundesregierung [9]. Dabei ist das anvisierte Ziel ausgesprochen ehrgeizig: Zwischen 1990 und

2007 ist die Stromintensität jahresdurchschnittlich lediglich um 0,6 % gesunken. Aus den Annahmen ergibt sich eine Reduktion des Stromverbrauchs um etwa 0,5 % pro Jahr. Im optimistischen Szenario zeigt sich eine deutlich andere Entwicklung der Deckungslücke bei der Stromversorgung (vgl. Abb. 3). Es fällt auf, dass – mit Ausnahme des Jahres 2012 – bis zum Jahr 2017 keine Versorgungslücke auftritt. Erst ab dem Jahr 2018 ergibt sich eine in den Folgejahren ansteigende Deckungslücke, die unter den gemachten Annahmen im Jahr 2020 bei rund 4 % liegen würde. Dies ist allein auf die abweichende Annahme hinsichtlich des künftigen Verlaufs der Stromintensität zurückzuführen.

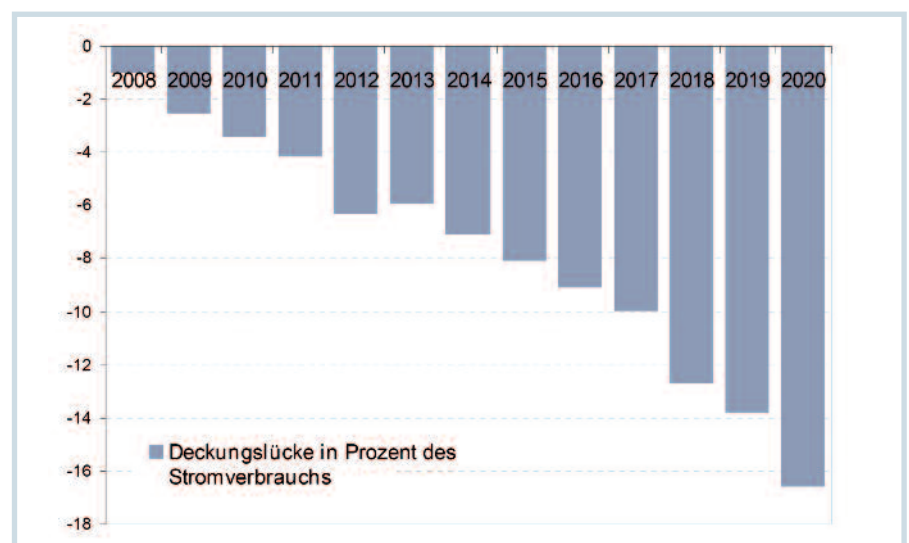


Abb. 2 Erwartete jährliche Deckungslücke bei der Stromversorgung im Referenzszenario in Prozent des Stromverbrauchs
Quellen: Eigene Berechnungen, [2, 4, 5]

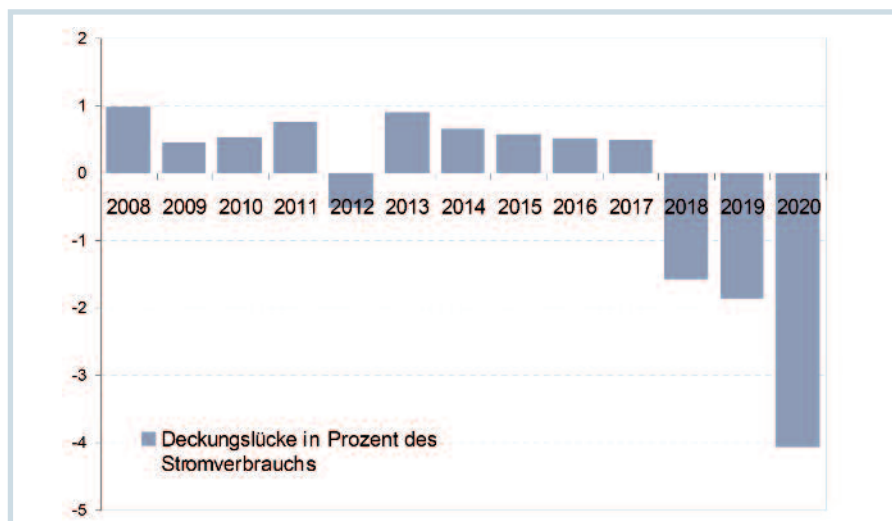


Abb. 3 Erwartete jährliche Deckungslücke bei der Stromversorgung im optimistischen Szenario in Prozent des Stromverbrauchs
Quellen: Eigene Berechnungen, [2, 4, 5]

Das dritte Szenario variiert nun auch die Annahme zum Wirtschaftswachstum, das im Vergleich zu den beiden anderen Szenarien auf 1,5 % abgesenkt wird. Dies entspricht dem Durchschnitt der Jahre 1991 bis 2007. Für die Stromintensität wird eine jährliche Abnahme um 0,6 % unterstellt, was gleichfalls den Durchschnitt der Jahre 1991 bis 2007 wiedergibt. Daraus resultiert ein jährlicher Anstieg des Bruttostromverbrauchs um 0,9 %. Bei diesem Szenario „mittlere Trendentwicklung“ ergibt sich für den Prognosezeitraum eine jährlich steigende Deckungslücke, die im Vergleich zum Referenzszenario noch deutlicher ausfällt. So wird der Maximalwert der Deckungslücke, der im Referenzszenario rund 16 % betrug, im vorliegenden Szenario noch übertroffen und beläuft sich im Jahr 2020 auf rund 20 % (vgl. Abb. 4).

Schließlich sei auf ein weiteres Szenario (Szenario „positiv“) hingewiesen, bei dem ein mittleres Wirtschaftswachstum in Höhe von 1,5 % mit einem Rückgang der Stromintensität um jahresdurchschnittlich 2 % einher geht. Bei diesem Fall resultiert bis zum Jahr 2017 keine Deckungslücke (vgl. Abb. 5). Danach ergibt sich eine bis zum Jahr 2020 auf 3,5 % steigende Stromlücke.

Preiseffekte und wirtschaftspolitische Implikationen der Stromlücke

Welche Folgen eine Unterdeckung mit Strom für den Preis und damit für die deutsche Volkswirtschaft hat, ist keineswegs eindeutig. Weder an der Stromversorgung noch am Strompreis muss sich zwangsläufig etwas

ändern, wenn ein Teil des Strombedarfs durch Importe gedeckt wird. Inwiefern zukünftig ausreichende Erzeugungskapazitäten im Ausland bereitstehen, kann derzeit nur schwer vorhergesagt werden. Zumindest ergibt sich mit steigender Binnenmarktintegration und insbesondere mit steigender Importnachfrage einzelner Länder für die Unternehmen ein Anreiz, Kapazitäten nicht nur für die inländische Nachfrage zu errichten.

Der Strompreis ändert sich durch den Stromimport nur, wenn dieser Auswirkungen auf das preissetzende Kraftwerk an der Börse hat. Hier sind verschiedene Möglichkeiten denkbar. Werden die vom Netz gehenden heimischen Kernkraftwerke vollständig durch ausländische mit etwa gleich hohen Grenzkosten substituiert, ändert sich am Preis nichts. Sofern die ausländischen Kraftwerke preisgünstiger sind, ist auch ein sinkender Preis denkbar. Sofern die deutschen Kernkraftwerke jedoch durch ausländische Kraftwerke mit wesentlich höheren Grenzkosten (wie etwa bei Gaskraftwerken) ersetzt werden, würde sich der heimische Strompreis erhöhen. Welcher Fall die höhere Wahrscheinlichkeit hat, ist von vielen verschiedenen Faktoren abhängig und daher gegenwärtig nur sehr schwer zu beurteilen. Beispielsweise ist unklar, welche Kapazitäts- und Effizienzveränderungen künftig stattfinden. Zudem ist auch in anderen Ländern die Energiepolitik von politischen Entwicklungen abhängig, die nur schwer voraussehen sind.

Mit der sich entwickelnden Binnenmarktintegration stellt sich jedoch die Frage, wie der europäische Strommarkt zukünftig organisiert werden soll. Aus ökonomischer Sicht spricht nichts gegen eine inner-europäische Teilung der Erzeugungskapazitäten entsprechend der komparativen Wettbewerbsvorteile einzelner Länder. Hinsichtlich der erneuerbaren Energien hat sich bereits heute eine geografische Differenzierung herausgebildet. Darüber hinaus kann auch die Tolerierung einzelner Energieerzeugungsformen durch die Bevölkerung ein komparativer Wettbewerbsvorteil sein. In diesem Zusammenhang dürfte es jedoch früher oder später zu einer gesellschaftlichen Diskussion kommen, ob die Erzeugung von Strom mittels umstrittener Technologien anderen Ländern überlassen und der Strom dann importiert werden kann.

Wenn Effizienzsteigerungen und die Substitution der Kernkraftwerke durch erneuerbare Energiequellen nicht ausreichen und Importe industriepolitisch nicht gewollt sind,

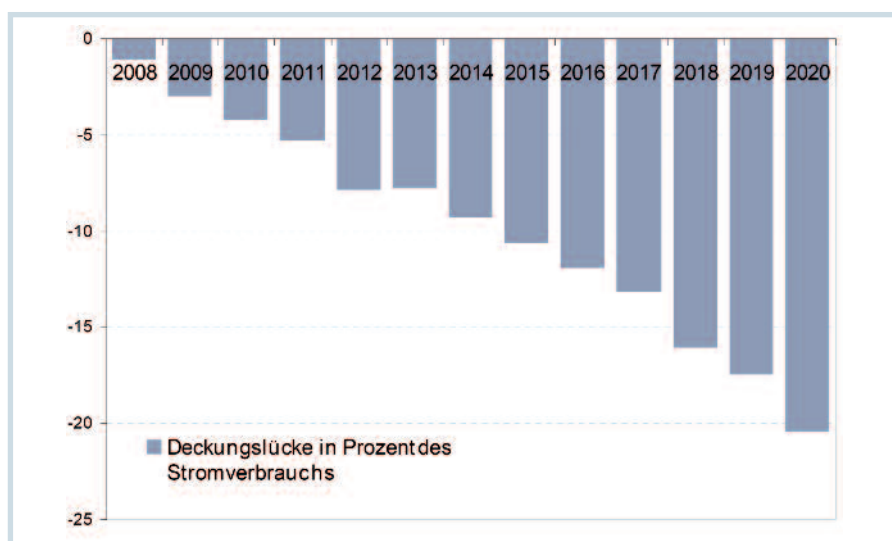


Abb. 4 Erwartete jährliche Deckungslücke bei der Stromversorgung im Szenario „mittlere Trendentwicklung“ in Prozent des Stromverbrauchs
Quellen: Eigene Berechnungen, [2, 4, 5]

bleibt zur Kompensation nur der Einsatz bereits etablierter Technologien. Hier bieten sich Kohle- und Gaskraftwerke an. Erstere haben den Vorteil, dass die weltweiten Kohlevorräte sowohl sehr groß als auch stark diversifiziert sind. Gaskraftwerke haben den Vorteil, dass sie vergleichsweise emissionsarm sind. Ebenso haben sich ihre Grenzkosten Nachteile in der Vergangenheit durch Effizienzsteigerungen und den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung bedeutend verringert.

Mit abnehmenden Erdgasvorräten der Nordseeanrainerstaaten vermindert sich jedoch die Anzahl der Importländer und verlagert sich in die Region der GUS, was Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und die Preisentwicklung haben könnte. Allerdings gibt es hier auch Faktoren, die auf Preissenkungen hindeuten: Zum einen hat sich in der jüngsten Vergangenheit der Gastransport per LNG stark entwickelt. Sollte dieser Trend anhalten, werden die Märkte zukünftig leichter erreichbar sein, was zu einem Wandel der Marktstruktur von vielen lokalen zu einem globalen Markt und damit zur Erschließung neuer Importgebiete sowie zu größerem Wettbewerb führen könnte. Zum anderen dürfte die gegenwärtige Intensivierung der Regulierung den Wettbewerb auf den europäischen Gasmärkten stärken.

„Neutraler“ Atomausstieg fraglich

Wie sich gezeigt hat, ist hinsichtlich der Erzeugungskapazitäten ein neutraler Atomausstieg bei den gegenwärtigen Planungen insgesamt fraglich. Eine dem Bedarf entsprechende Stromerzeugung ist – zumindest für einen Zeitraum von zehn Jahren – nur unter der Annahme zu erreichen, dass der aktuelle Rückgang der Stromintensität auf Dauer und das Wirtschaftswachstum in Zukunft schwächer als derzeit ist. Ein ähnliches Resultat (nämlich keine Stromlücke in den nächsten rund zehn Jahren) wäre auch bei einem langfristig gleich hohen Wirtschaftswachstum und einer deutlich stärkeren Steigerung der Stromeffizienz möglich. Darüber hinaus sind die Erzeugungskapazitäten der erneuerbaren Energien mit weiteren Unwägbarkeiten behaftet.

Bei den betrachteten Daten handelt es sich um Mittelwerte, die jedoch keine Schlussfolgerungen beispielsweise über Grundlastfähigkeit oder die Auswirkungen eines windarmen Jahres zulassen. Insbesondere die fehlende Grundlastfähigkeit der Wind- und Solarenergie macht deutlich, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien von der Errichtung grundlastfähiger Kraftwerke begleitet werden muss, um nicht langfristig

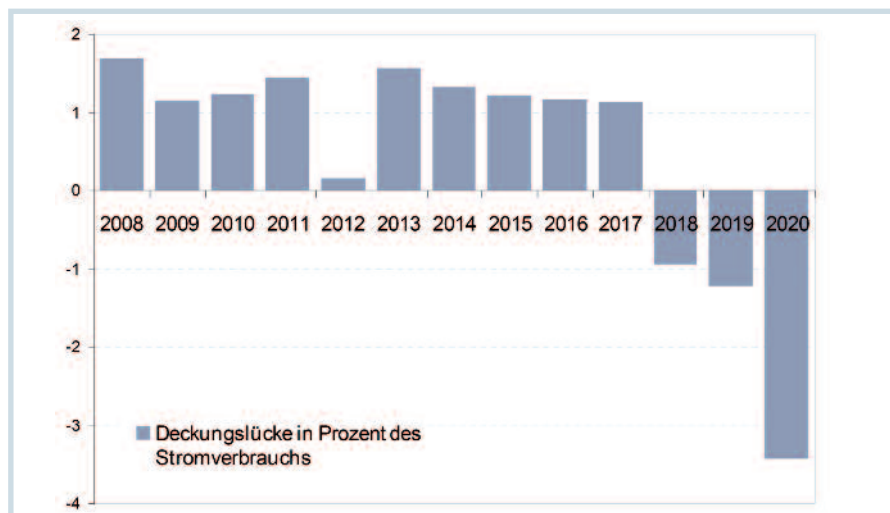


Abb. 5 Erwartete jährliche Deckungslücke bei der Stromversorgung im Szenario „positiv“ in Prozent des Stromverbrauchs
Quellen: Eigene Berechnungen, [2, 4, 5]

Versorgungslücken allein aufgrund von Witterungseinflüssen in Kauf nehmen zu müssen. Hinzu kommt, dass mit den getroffenen Annahmen die übrigen Stromerzeugungskapazitäten konstant gehalten werden, was bedeutet, dass die aus Altersgründen vom Netz gehenden Kohle- und Gaskraftwerke durch neue ersetzt werden müssten.

Angesichts der in der Bevölkerung vorhandenen Skepsis gegenüber Kohlekraftwerken könnte sich diese Annahme als kritisch erweisen. Es gibt verschiedene Anzeichen, dass sich diese kritische Haltung auch durch die Einführung einer CO₂-Abscheidung nicht wesentlich ändern würde. So kann das CO₂ nach derzeitigem technischen Stand nicht zu 100 % abgetrennt werden, so dass ein Teil weiterhin in die Atmosphäre gelangt. Noch entscheidender ist aber das Problem der Endlagerung des abgetrennten CO₂. In Bezug auf die Größe und Kapazität der Lagerstätten gehen die Expertenmeinungen auseinander. Es fehlen auch Risikoanalysen bezüglich des möglichen Entweichens von Erdgas oder der möglichen Kontamination süßwasserführender Grundwasserleiter. Aufgrund des Fehlens von Risikoanalysen ist von einer weiteren Unsicherheit und Skepsis in der Bevölkerung in Bezug auf Kohlekraftwerke auszugehen.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass die gegenwärtigen Planungen zur Kompensation des Atomausstiegs äußerst fragwürdig sind. Wenn Deutschland bei gegebenem Atomausstieg mittelfristig nicht Stromimporteure werden möchte und auf ausländische, sehr

wahrscheinlich auch Kernenergie-Stromlieferanten angewiesen sein will, bedarf die gegenwärtige Energiepolitik einer Korrektur. Dazu zählen einerseits erhöhte Anstrengungen zum Ausbau der erneuerbaren Energien und zur Senkung der Energieintensität. Andererseits drängt sich aber auch die vermehrte Nutzung etablierter „Brückentechnologien“ auf. Hierzu gehören die modernen und emissionsarmen Gaskraftwerke. Sobald zukünftig auch Risikoanalysen für die Endlagerung von abgeschiedenem CO₂ vorhanden sind, ist auch der Einsatz von Kohlekraftwerken mit CO₂-Abscheidetechnologie denkbar.

Anmerkungen

[1] Nach vorläufigen Schätzungen des BDEW. Vgl. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): Erdgas und Strom 2007: Höhere Energieeffizienz dämpft Energieverbrauch. Pressemeldung vom 27.2.2008.

[2] Vgl. Horn, M.; Wernicke, I.; Ziesing, H.-J.: Primärenergieverbrauch in Deutschland nur wenig gestiegen. In: DIW-Wochenbericht Nr. 8/2007, 74. Jahrgang, 21.2.2007, Berlin 2007; vorläufige Daten für 2007: vgl. [1].

[3] Die Szenarien beziehen sich jeweils auf Deutschland insgesamt.

[4] Diese Planungen gehen aus den Reststrommengen je Kraftwerk hervor, wie sie das Bundesamt für Strahlenschutz veröffentlicht. Vgl. Bundesamt für Strahlenschutz (www.bfs.de/kerntechnik/strommengen.html).

[5] Für den Ausbau der erneuerbaren Energien wurden Prognosen des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit verwendet. Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Leitstudie 2007 „Ausbastrategie Erneuerbare Energien“. Fachliche Erarbeitung: Nitsch, J., Berlin 2007.

[6] Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW): Elektrizitätswirtschaft 2006 – Stromverbrauch stieg leicht. Pres-

semeldung vom 14.2.2007. Siehe auch: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): Erdgas und Strom 2007: Höhere Energieeffizienz dämpft Energieverbrauch. Pressemeldung vom 27.02.2008.

[7] Vgl. Horn, M., Wernicke, I., Ziesing, H.-J.: Primärenergieverbrauch in Deutschland nur wenig gestiegen. in: DIW-Wochenbericht Nr. 8/2007, 74. Jahrgang, 21.2.2007, Berlin 2007; vorläufige Daten für 2007: Vgl. [1].

[8] Quelle: Bundesamt für Strahlenschutz (<http://www.bfs.de/kerntechnik/strommengen.html>), Tabelle der Reststrommengen.

[9] Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Energiewende und erneuerbare Energien, www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/35741.php (24.7.2007).

[10] Wittke, F., Ziesing, H.-J.: Hohe Energiepreise dämpfen Primärenergieverbrauch in Deutschland. In: DIW-Wochenbericht Nr. 10/2006, 73. Jahrgang, 8.3.2006, Berlin 2006.

[11] Eurostat (www.epp.eurostat.bc.europa.eu).

[12] AG Energiebilanzen (www.ag-energiebilanzen.de).

[13] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (www.bdew.de).

Dr. N. Kriedel und S. Schröer, Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut (HWWI), Hamburg
kriedel@hwwi.org
schroeer@hwwi.org