

# Energiewende in Deutschland – Der Weg in die Umsetzung

Felix Chr. Matthes

*Der durch das Kraftwerksunglück im japanischen Fukushima angestoßene energiepolitische Kurswechsel des Frühjahrs 2011 hat der Entwicklung der deutschen Energielandschaft eine neue Richtung gegeben. Die durch den beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie erforderlich gewordenen Veränderungen und die Notwendigkeit pragmatischer Lösungsansätze setzen die Akteure in Wirtschaft und Politik unter erheblichen Zeitdruck. Dennoch ergeben sich für viele der anstehenden Probleme durchaus interessante und vielversprechende Optionen sowie aussichtsreiche Perspektiven für einen Innovations- und Modernisierungsschub innerhalb des Energiesystems, der Energiewirtschaft wie auch für die Energiepolitik in Deutschland und Europa.*

Mit dem doppelten Kurswechsel der Jahre 2010 und 2011 stehen Energiepolitik und Energiewirtschaft in Deutschland vor vielfältigen Herausforderungen. Dies sind zunächst die sehr weitreichenden Ziele des 2010 verabschiedeten Energiekonzepts [1] zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen, zum Ausbau der erneuerbaren Energien sowie zur Stärkung der Energieeffizienz. Sie bilden entscheidende Leitplanken für energie- und klimapolitische Aktivitäten. Aus einer übergeordneten politischen Perspektive gilt dies umso mehr, nachdem im Frühjahr/Sommer 2011 die erst im Herbst 2010 beschlossenen Laufzeitverlängerungen für die deutschen Kernkraftwerke (KKW) rückgängig gemacht und das Auslaufen der KKW gegenüber dem bis 2010 geltenden Ausstiegsmodell faktisch sogar noch um etwa zwei bis drei Jahre beschleunigt wurde.

## Ziele neu gesteckt

Damit wird eine massive Emissionsreduktion notwendig, vor allem durch eine deutliche Erhöhung der Energieeffizienz und den starken Ausbau der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien, alles unter der Maßgabe eines vergleichsweise schnellen Verzichts auf die Kernenergie:

- Minderung der Treibhausgasemissionen von 40 % bis 2020 und 80 bis 85 % im Jahr 2050 (mit Zwischenschritten von 55 % bis 2030 und 70 % bis 2040), jeweils im Vergleich zu 1990;
- Senkung des Primärenergieverbrauchs um 20 % bis 2020 und 50 % bis 2050 (jeweils gegenüber 2008);
- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien auf 18 % des Brutto-Endenergie-



verbrauchs in 2020 sowie 60 % in 2050 (30 % bis 2030 und 45 % bis 2040);

- Erhöhung des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf 35 % in 2020 und 80 % bis 2050 (50 % bis 2030 und 65 % bis 2040);

■ Abschaltung von 41 % der deutschen KKW-Leistung im Jahr 2011, Außerbetriebnahmen von jeweils weiteren 6 bzw. 7 % bis Ende 2015, 2017 und 2019 sowie jeweils 20 % Ende 2021 und 2022;

- Minderung des Gebäude-Wärmebedarfs um 20 % bis 2020 und 80 % bis 2050 (gegenüber 2008);

- Minderung des Endenergieverbrauchs im Verkehr um 10 % bis 2020 und 40 % bis 2050 (im Vergleich zu 2005);

- Minderung des Stromverbrauchs um 10 % bis 2020 sowie 25 % bis 2050 (gegenüber 2008).

Mit Blick auf die aktuellen Diskussionsprozesse in der Europäischen Union (EU) wird deutlich, dass eine solche grundlegende Transformation des Energiesystems keineswegs einen exklusiv deutschen Politikansatz darstellt. Sowohl die veröffentlichte Roadmap 2050 für eine „Low-carbon Economy“

der EU [2] als auch die derzeit in Bearbeitung befindliche „Energy Roadmap 2050“ für die EU zeigen, dass – mit Ausnahme der zwischen einigen EU-Mitgliedstaaten strittigen Kernenergiefrage – eine Vielzahl der o. g. Leitplanken auch auf der EU-Ebene erheblich an Bedeutung gewinnt.

Die wesentlichen Elemente der anstehenden Umgestaltung des Energiesystems sind – aus ganz unterschiedlichen Perspektiven – vergleichsweise umfassend analysiert worden [3], so dass zentrale politische Handlungsfelder und Herausforderungen durchaus sehr robust spezifiziert werden können. Gleichzeitig wird es vielfältiger Lernprozesse und Innovationen bedürfen, ohne die es einerseits sehr schwer sein wird, die ambitionierten Ziele zu erreichen, die aber andererseits nur mit einem forcierten Umsetzungsprozess adressiert werden können.

Eine ganze Reihe der notwendigen Veränderungen betrifft schließlich langfristige Investitionen, für die – vom Ziel her gedacht – Verzögerungen der politischen und/oder unternehmerischen Entscheidungen nur schwer oder zu sehr hohen Kosten korrigierbar sind, so dass hier sehr zeitnah entschiedene Weichenstellungen erforderlich sind.

In diesem Kontext sollen vier zentrale Handlungsfelder näher diskutiert werden, die zwar nicht das ganze Spektrum der Herausforderungen (das letztlich von Technologie- und Kostenaspekten bis hin zu Regulierungs- und Akzeptanzfragen reicht) beschreiben, gleichwohl aber für den Gesamtprozess von besonderer Bedeutung sein werden.

## Energieeffizienz mit neuer Priorität

Obwohl der Energieeffizienz deklamatorisch stets eine zentrale Rolle zugewiesen wird, sind die praktischen Fortschritte hier immer wieder hinter den Erwartungen zurückgeblieben. Neben dem Verkehrssektor bilden dabei vor allem energieeffizientere Gebäude sowie effizientere elektrische Anwendungen nach wie vor Schlüsselbereiche. Während bei Neubaustandards in den letzten Jahren erhebliche Anstrengungen unternommen wurden und auch der Handlungsdruck (z. B. im Rahmen der EU-Gebäuderichtlinie [4]) weiter zunehmen wird,

bleibt die Sanierung der Bestandsgebäude ein Bereich mit weiterhin besonders hohem Handlungsbedarf.

Mit der steuerlichen Absetzbarkeit von Energieeffizienz-Investitionen soll zwar ein in den 1970er Jahren erfolgreiches Instrument wiederbelebt werden, insgesamt decken die verfügbaren Fördermittel aber nur einen Teil (je nach Interpretation zwischen 40 bis 70 %) der letztlich notwendigen Mittel von etwa 5 Mrd. € jährlich ab. Angesichts der sehr begrenzten Handlungsoptionen, die ökonomische Verletzbarkeit von Wohnungsnutzern und damit auch erhebliche soziale Probleme bei zukünftig ggf. stark steigenden Brennstoffpreisen kurzfristig begrenzen zu können und der nicht unerheblichen Beschäftigungseffekte in der Bauwirtschaft, erweist sich eine Ausweitung der Anreizmechanismen zur Gebäudesanierung aus sehr verschiedenen Perspektiven als unbedingt notwendig.

Auch im Bereich der Stromeffizienz bestehen nach wie vor erhebliche – und teilweise selbst aus einzelwirtschaftlicher Perspektive ökonomisch vorteilhafte – Einsparpotenziale, für deren Erschließung neue Ansätze notwendig werden und für die ein robustes Marktsegment für Energieeffizienz geschaffen werden kann [5]. Aussichtsreich sind hier vor allem außerbudgetäre Programme wie „Weiße Zertifikate“, mit denen einerseits verlässliche Finanzierungsstrukturen, andererseits aber auch stark wettbewerbsfähig ausgerichtete Mechanismen etabliert werden können. Schnelle Lernerfahrungen mit solchen neuen Instrumenten bilden eine der zentralen Herausforderungen für die notwendigen Fortschritte im Bereich der Stromeffizienz.

## Marktintegration erneuerbarer Energien

Erneuerbare Energien werden die Stromerzeugung zunehmend prägen bzw. übernehmen müssen. Das in den letzten Jahren erfolgreich genutzte und in der Grundkonstruktion für die Einführungsphase sowohl effektive als auch effiziente Instrumentarium von Einspeisevorrang und Garantiepreissystem wird jedoch bei den avisierten Ausbauzielen an Grenzen stoßen. Auch wenn unzweifelhaft ist, dass erneuerbare

Energien bis auf Weiteres einer Flankierung bedürfen, müssen hier sehr bald Ansätze gefunden werden, wie auch für erneuerbare Energien auf Märkten erzeugte Knappheits- (Preis-) Signale Eingang in Investitions- und Betriebsentscheidungen finden.

Es wird dabei nicht darum gehen (können), die bisherigen Fördersysteme durch ein imaginäres – hinsichtlich seiner realen Effekte strittiges und bisher auch niemals umfassend ausgearbeitetes – europäisches Fördermodell zu ersetzen. Vielmehr ist das bisherige Instrumentarium im Lichte der anstehenden Änderungen des Strommarkt-Designs fortzuentwickeln, wird doch eine Integration erneuerbarer Energien in die heutigen Strommärkte kaum sinnvoll möglich sein [6]. Erst wenn umfassende Preissignale für Stromerzeugung („Kilowattstundenmärkte“), Bereitstellung von Kapazitäten („Kilowattmärkte“) sowie die verschiedenen Systemdienstleistungsmärkte erzeugt und auch für erneuerbare Energien wirksam werden, kann die Strommarktintegration erneuerbarer Energien praktisch gelingen.

Die notwendige Anpassung des Förderregimes für erneuerbare Energien ergibt sich daraus, dass nur solche Elemente zu verfolgen wären, die für die Marktintegration auch eine längerfristige Perspektive bieten und nicht nur auf kurzfristig interessante, langfristig aber letztlich perspektivlose Geschäftsmodelle (wie z. B. das sog. „Grünstromprivileg“) abzielen. Nicht zuletzt ist für die Marktintegration erneuerbarer Energien von entscheidender Bedeutung, diese in den verschiedenen Systemdienstleistungsmärkten zum Zuge kommen zu lassen bzw. schnellstmöglich entsprechende Erfahrungen zu ermöglichen.

## Design der Strommärkte

Die Stromwirtschaft befindet sich am Ende der Übergangsphase vom staatlich sanktionierten Monopol zum liberalisierten EU-Strommarkt. Gerade die „Brownfield“-Liberalisierung des deutschen Strommarktes (ausgehend von einer Marktstruktur mit wenigen dominierenden Anbietern sowie einem weitgehend abgeschriebenen Kraftwerkspark mit hohen Überkapazitäten und niedrigen Betriebskosten) führt in der Kombination mit einem starken Ausbau der

erneuerbarer Energien zu massiven Wirtschaftlichkeitsproblemen für Neuinvestitionen.

Kraftwerksinvestitionen werden nicht aus den absehbar erzielbaren Deckungsbeiträgen erwirtschaftet werden können bzw. dies würde Strompreisniveaus oder -volatilitäten erfordern, die wahrscheinlich zu politischen Interventionen führen würden (bzw. seitens der Investoren als nicht belastbar angesehen werden). Auch wenn mit den bestehenden Kraftwerkskapazitäten sowie im integrierten kontinentaleuropäischen Strommarkt noch erhebliche Flexibilitätsreserven existieren, wird sich in der nächsten Dekade die Frage stellen, wie für die noch notwendigen und hoch flexiblen Neubaukraftwerke Einkommensströme aus der Bereitstellung von Kapazitäten erzeugt werden können.

Auch hier besteht die Herausforderung darin, Modelle zu finden, die langfristig und auch für die Marktintegration erneuerbarer Energien tragfähig sind und nicht nur Lösungen für eher kurzfristige Problemlagen schaffen, bspw. im Kontext des Ausstiegs aus der Kernenergie. Gerade vor diesem Hintergrund ist die Frage zu stellen, ob die staatliche Subventionierungen von Neubaukraftwerken eine sinnvolle Strategie bildet, wie sie bspw. aus dem Aufkommen der Emissionshandelsauktionen bis 2016 möglich ist. Eine deutlich längerfristige Perspektive kann sich dagegen für Kapazitätsmechanismen ergeben, bei denen Einkommen für die Bereitstellung von (zusätzlichen) Kraftwerkskapazitäten auf wettbewerblicher Basis erzeugt werden und sich transparente Knappheitssignale bzw. Marktpreise für Kapazitäten herausbilden, die auch für die Marktintegration der erneuerbaren Energien eine wichtige Rolle spielen können.

## Umfassende Infrastruktur-entwicklung

Der Um- und Ausbau der notwendigen Infrastrukturen bildet wahrscheinlich den wichtigsten Engpass für die grundlegende Umgestaltung des Energiesystems. Obwohl diese Einschätzung in dieser Allgemeinheit inzwischen einen weitgehenden Konsens bildet, ergeben sich bei differenzierter Betrachtung jedoch sehr unterschiedliche Problemlagen.

Unbestritten ist sowohl in Deutschland als auch für grenzüberschreitende Verbindungen ein massiver Ausbau des Übertragungsnetzes notwendig. Die tendenzielle Verlagerung der Stromerzeugung in den Norden, die Einbindung zusätzlicher Stromspeicher im Alpenraum bzw. in Skandinavien wie auch die Vermeidung von kostenträchtigen Stromspeichern durch großräumigen Stromtransport sind hier letztlich unausweichlich, gleichwohl verbleibt bezüglich der konkreten Ausbaupositionen und der Prämissen für den Ausbaubedarf noch erheblicher Diskussionsbedarf. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der Tatsache, dass die zentralen Herausforderungen hier eher nicht über die Kosten, sondern mit dem Vorlauf- und Planungsbedarf sowie der Akzeptanz des Gesamtkonzeptes und der Einzelprojekte entstehen.

Die mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes geschaffenen Verfahren für die zukünftige Netzausbauplanung (konkrete Planungsverfahren auf Basis eines Netzentwicklungs- bzw. eines Bundesbedarfsplans) verbessern hier die Rahmenbedingungen für langfristig angelegte, transparent zustandegewordene und gleichzeitig zeitlich gestraffte Umbau- und Erweiterungsvorhaben im Bereich der Übertragungsnetze. Sie werden die bisherigen Analysen und Diskussionen [7] auf eine neue Qualitätsstufe heben.

Der längerfristige Handlungsbedarf im Bereich der Verteilernetze wird sich dagegen vorwiegend aus neuen Stromanwendungen (vor allem der Elektromobilität) sowie aus der wachsenden Bedeutung von dezentraler Stromerzeugung ergeben. Mit der Ausnahme einzelner Regionen (mit bereits kurzfristig hohem Stromaufkommen aus der Solarstromerzeugung, v. a. in Süd-Deutschland) entstehen diese Herausforderungen überwiegend erst mittelfristig, sind aber wegen ihrer flächendeckenden Natur besonders brisant.

Die Umgestaltung der Verteilernetze in Richtung von mehr Netzintelligenz und dezentralen Steuerungsfunktionen erhöht die Kosten und erweist sich vor dem Hintergrund der Anreizregulierung im Bereich der Verteilernetze auch als Regulierungsproblem. Zwar liegen hier erste Eingrenzungen vor [8], der umfassende Diskurs zum notwendigen Umfang des Verteilnetzausbaus, dessen (Zu-

satz-)Kosten und der entsprechenden Regulierungserfordernisse steht jedoch noch aus.

Noch später im Zeitverlauf ergibt sich die Notwendigkeit erheblich erhöhter Speicherkapazitäten. Die großvolumige Stromspeicherung wird letztlich erst dann notwendig, wenn die Stromerzeugung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien (Wind, Sonne) den Lastbedarf für signifikante Zeiträume übersteigt bzw. für Perioden mit geringem Sonnen- und Windangebot nicht mehr auf andere Erzeugungskapazitäten zurückgegriffen werden kann.

Beides ist kurzfristig nicht zu erwarten, eine massiv verstärkte Speichernachfrage wird sich erst nach dem Jahr 2020 ergeben. Gleichwohl sind hier forcierte Aktivitäten unabdingbar, stellt sich doch die Speicherproblematik auf ganz unterschiedlichen Ebenen. Die heute oft im Zentrum stehende Kurzfristspeicherung (zwischen Tag und Nacht bzw. zwischen Werktag und Wochenende) wird langfristig vor allem um die Frage der intersaisonalen Speicherung (d. h. zwischen Jahreszeiten mit hohem und niedrigem Windstromangebot) sowie der Versorgungssicherheits-Speicherung (für den Ausgleich zwischen Jahren mit hohem und niedrigem Windangebot) ergänzt werden müssen.

Dieses breite Spektrum an Speicherprofilen macht deutlich, dass neben den heute kommerziell verfügbaren Speichertechnologien (Pumpspeicherkraftwerke) und den im Mittelpunkt vieler Diskurse stehenden neuen Optionen (von Hochleistungsbatterien bis zu Druckluftspeichern etc.) langfristig auch Möglichkeiten der chemischen Speicherung intensiv untersucht und entwickelt werden müssen, wobei hier vor allem Wasserstoff eine besondere Rolle spielen kann.

## Aussichtsreiche Perspektiven

Mit dem energiepolitischen Kurswechsel im Frühjahr 2011 ist mit Blick auf die genannten Aspekte ein neues Momentum entstanden, da die beschriebenen Aktivitäten und pragmatische Lösungen nunmehr unausweichlich geworden sind bzw. der Zeitdruck erheblich zugenommen hat. Da sich für viele der skizzierten Probleme durchaus interessante und vielversprechende Lösungsansätze abzeichnen, entstehen aussichtsreiche

Perspektiven für einen Innovations- und Modernisierungsschub für das Energiesystem, die Energiewirtschaft wie auch die Energiepolitik in Deutschland und Europa – auch mit internationaler Ausstrahlung.

## Anmerkungen

[1] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin, 28.9.2010.

[2] European Commission (EC): A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. COM(2011)112final, Brussels, 8.3.2011.

[3] Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH (GWS): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Basel, Köln, Osnabrück, 27.8.2010; Prognos AG, Öko-Institut, Ziesing H.-J.: Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050 – vom Ziel her denken. Studie im Auftrag des WWF Deutschland. Basel, Berlin 15.10.2009; Öko-

Institut, DIW Berlin, Forschungszentrum Jülich (FzJ), Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (FhG-ISI): Politiksznarien für den Klimaschutz V – auf dem Weg zum Strukturwandel. Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. UBA Climate Change 16/2009, Dessau-Roßlau, Oktober 2009; Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Berlin, Januar 2011; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt – Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung ((DLR); Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE): Leitstudie 2010. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Stuttgart, Kassel, Teltow, Dezember 2010.

[4] Richtlinie 2010/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19.5.2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (EU ABI. L 153/13 vom 18.6.2010).

[5] Deutsche Unternehmensinitiative Energieeffizienz (DENEFF) (Hrsg.): 10 Punkte Sofortprogramm – wirtschaftlicher und schneller Atomausstieg durch Energieeffizienz. Berlin, April 2011.

[6] Matthes, F. Chr.: Strommärkte als Auslaufmodell? Die Rolle und das Design von Marktmechanismen in

der „Großen Transformation“ des Stromversorgungssystems. In: Schütz, D.; Klusmann, B. (Hrsg.): Die Zukunft des Strommarktes. Anregungen für den Weg zu 100 % Erneuerbare Energien. Bochum 2011, S. 84-106.

[7] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025. Berlin, November 2010; Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Research to Business energy Consulting GmbH (r2b): Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. Aachen, Köln, 30.6.2010.

[8] Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET); E-Bridge Consulting GmbH; Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen (IAEW): Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020. Gutachten im Auftrag des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Aachen, Bonn, März 2011.

*Dr. F. Chr. Matthes, Forschungskordinator  
Energie- und Klimapolitik am Öko-Institut,  
Freiburg/Darmstadt/Berlin  
f.matthes@oeko.de*

## Effizient und profitabel.

### Kooperative Vermarktung externer Regelenergie.

In Zeiten der GABi Gas ist der wirtschaftliche Einsatz kommunaler Gasspeicher- und Optimierungsanlagen oft nicht mehr gewährleistet. Der Markt für externe Regelenergie bildet eine Alternative, doch der Markteinstieg ist für einzelne Unternehmen meist sehr schwierig. Unser Vorschlag: Lassen Sie uns kooperieren und nutzen Sie hierbei unsere jahrelange Erfahrung und Fachkompetenz. Für eine nachhaltige Sicherung der Werthaltigkeit Ihrer Speicher- und Optimierungsanlagen.

Mehr Informationen unter: [www.regelenergie.com](http://www.regelenergie.com)

[enovos.eu](http://enovos.eu)



# Die Kosten des schnellen Aus der Kernkraft

Hubertus Bardt

*Die Bundesregierung hatte mit ihrem Energiekonzept vom September 2010 die Verlängerung der Laufzeit bestehender Kernkraftwerke beschlossen. Die Grundentscheidung aus dem Jahr 2001 zur Begrenzung der Nutzung der Kernenergie wurde damit nicht infrage gestellt, da über einen mittelfristigen Ausstieg politischer Konsens herrschte. Die Frist, in der dieser vollzogen werden soll und in der die wirtschaftlichen Vorteile bestehender Kernkraftwerke genutzt werden können, war jedoch umstritten. Die Ereignisse im japanischen Fukushima haben die gesellschaftliche und politische Diskussion über kollektiv zu akzeptierende Risiken neu entfacht und den Wunsch nach einem schnelleren Ende der Kernenergie in Deutschland verstärkt. Doch wie ist der im Juni/Juli 2011 beschlossene, beschleunigte Kernenergieausstieg ökonomisch sinnvoll zu bewältigen?*

Der zunächst temporäre und teilweise Sofortausstieg aus der Kernenergie war der Ausgangspunkt eines deutlich beschleunigten Endes dieser Form der Energieerzeugung. Die sieben ältesten Kernkraftwerke wurden im März 2011 abgeschaltet und die 2010 beschlossene Verlängerung der Laufzeiten wurde wieder zurückgenommen. Ein beschleunigter oder sofortiger Ausstieg aus der gesamten Kernenergieerzeugung würde zu erheblichen Umwälzungen in der Stromerzeugung führen.

Die Kernenergie trug im Jahr 2010 über 22 % zur deutschen Stromerzeugung bei. Der aus Kernenergie produzierte Strom hätte im Jahr 2008 ausgereicht, um die Hälfte des Stromverbrauchs der Industrie zu liefern. Die sieben im März 2011 stillgelegten Kraftwerke (ohne Krümmel) wären zudem imstande gewesen, zwei Drittel aller Stromkunden aus Handel und Gewerbe zu versor-

gen. Über die Stromproduktion der verbleibenden zehn Kraftwerke können über zwei Drittel der Haushalte ihren Bedarf decken.

## Kurzfristiger Kapazitätswegfall

Kurzfristig gibt es nur wenige verfügbare Möglichkeiten, den ungeplant schnellen Wegfall von wesentlichen Anteilen der Stromerzeugungskapazitäten aus Kernkraftwerken zu ersetzen. Diese sind nicht alternativ zu verstehen, sondern werden als unternehmerische Reaktionen auf die Vorgaben des Moratoriums der Bundesregierung gemeinsam eingesetzt:

**Fossile Kraftwerke:** Vorhandene fossile Kraftwerke können besser ausgelastet und stillgelegte Kraftwerke reaktiviert werden. Dies bedeutet, dass Kernenergiestrom direkt durch Strom aus Gas oder Kohle ersetzt wird.

**Importe:** Über die europäischen Netzverbindungen können zusätzliche Strommengen nach Deutschland eingeführt werden. Im Zuge der Abschaltung von Kernkraftwerken im Rahmen des Moratoriums der Bundesregierung kam es bereits zu einer Umkehrung der bisherigen deutschen Außenhandelsbilanz mit Strom (Abb. 1). Deutschland importiert seit Mitte März 2011 größtenteils mehr Strom, als es exportiert und kann bei einem Ausstieg aus der Kernenergie zum Nettoimporteur von Strom werden, nachdem einige Jahre ein Exportüberschuss bestand. Dieser war jedoch wesentlich auf die Schwankungen der erneuerbaren Energien zurückzuführen. In Zeiten, in denen besonders viel Strom aus erneuerbaren Energien im Netz war, musste zur Netzstabilisierung Strom in das Ausland abgegeben werden. Insgesamt ist hierbei zu bedenken, dass der Anteil der Kernenergie an der Stromproduktion fast achtmal so hoch ist wie der Anteil des Exportüberschusses. Somit kann durch Importe kein Ausgleich stattfinden.

## Stromerzeugungskosten und Strompreise

Die Laufzeit von Kernkraftwerken ist nicht nur rein technisch hinsichtlich von Ersatzkapazitäten zu diskutieren. Die Struktur des Stromangebots hat wichtige ökonomische Konsequenzen für die Energieerzeuger, die anderen Unternehmen, die Stromverbraucher und den Staat.

Mehrkosten einer beschleunigten Beendigung der Nutzung von Kernkraftwerken zur Stromerzeugung entstehen vor allem durch unterschiedliche Stromerzeugungskosten der verschiedenen Energieträger. Hier weisen die Kernkraftwerke nach Berechnungen der

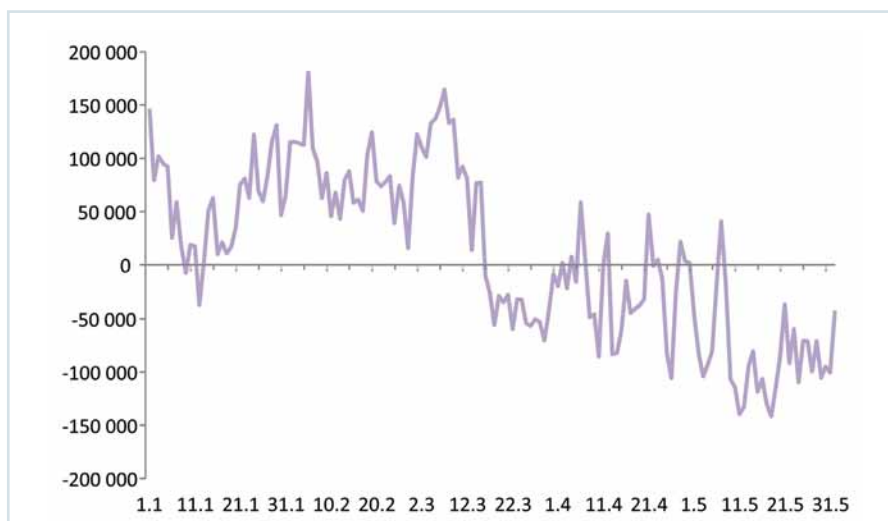


Abb. 1 Der deutsche Stromaußenhandel – Grenzüberschreitende Lastflüsse im Jahr 2011, tägliche Summe der durchschnittlichen Stundenwerte in MW  
Quellen: [4, 5]

International Energy Agency [1] mit 34 €/MWh die geringsten Kosten auf. Besonders die variablen Kosten sind mit 12 €/MWh niedrig. Andere fossile Energieträger kommen auf Gesamtkosten von 48 bis 58 €/MWh und auf variable Kosten von 35 bis 51 €/MWh.

Zur Kalkulation der zusätzlichen Kosten einer veränderten Laufzeit müssen verschiedene Annahmen getroffen werden. Im Folgenden wird die Nutzung der Kernkraftwerke inklusive der Laufzeitverlängerung verglichen mit einer Nutzung entsprechend der aktuell diskutierten Beschleunigung des Endes der Kernenergie und mit einem Sofortanstieg. Bei der längeren Laufzeit wird eine kontinuierliche Nutzung bis Mitte des laufenden Jahrzehnts und einer anschließenden kontinuierlichen Abnahme bis einschließlich 2034 angenommen.

Die Verkürzung wird als Sofortabschaltung von acht Kraftwerken Mitte März 2011 und einem schrittweisen Abschalten zum Ende der Jahre 2015, 2017, 2019, 2021 und 2022 kalkuliert. Bei den Brennstoffkosten und CO<sub>2</sub>-Preisen wird ein Anstieg von 2 % p. a. unterstellt. Dies würde einem Anstieg des Ölpreises auf 160 € bis 2035 und des Preises für CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte auf 33 € bedeuten. Beides sind konservative Annahmen.

Schnellere Preissteigerungen bedeuten bei der Ersetzung nuklearer durch fossile Stromerzeugungskapazitäten noch höhere Kosten. Eine Ersetzung von Kernkraftwerken durch zusätzliche Kapazitäten erneuerbarer Energien wird hier ebenfalls nicht berücksichtigt, da auch dies zu noch höheren Zusatzkosten führen würde, sofern Strom aus Wind- und Sonnenenergie nicht preiswerter wird als solcher aus Kohle und Gas. Entsprechend werden auch keine Mehrkosten für einen beschleunigten Netzausbau oder weitere indirekte Kosten berücksichtigt. Die so kalkulierten Kosten stellen eine Untergrenze für die Kostenfolgen eines beschleunigten Ausstiegs aus der Kernenergie und einer inländischen Ersetzung der Stromerzeugung dar.

Wenn es gelingt, die Kernenergie durch bestehende effiziente Kraftwerke auf Basis von Steinkohle, Braunkohle oder Erdgas als Gas- und Druckkraftwerk (GuD) zu ersetzen, müssen lediglich die variablen Kosten mit

einander verglichen werden. Diese fallen bei der Kernenergie mit dem Ende der Produktion weg, bei den anderen Energieträgern kommen variable Kosten für Brennstoff, CO<sub>2</sub> und weitere variable Kosten hinzu. Bei einer Diskontierungsrate von 5 % ergeben sich durch den beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie Barwerte der Kosten in Höhe von 47,3 Mrd. € bei einer vollständigen Ersetzung mit Steinkohle, 35,2 Mrd. € bei Braunkohle und 61,3 Mrd. € im Fall von GuD-Gaskraftwerken (Abb. 2). Sofern neue Kraftwerke gebaut werden müssen, sind Fixkosten anzusetzen. Dann erhöhen sich die Kosten für eine Laufzeitverkürzung auf 65,1 Mrd. € im Fall von Steinkohle, auf 47,9 Mrd. € bei Braunkohle und 74,4 Mrd. € bei einem Neubau von Gaskraftwerken.

Im Durchschnitt der betrachteten Szenarien ist mit einer Kostenbelastung für die Ersetzung der Stromerzeugung von konservativ geschätzten 47,9 Mrd. € bei einem Ersatz durch bestehende Kraftwerke und von 62,5 Mrd. € für Strom aus neuen Kraftwerken zu rechnen. Im Fall einer Aufteilung der Kompensation auf bestehende und neue Kraftwerke werden 55,2 Mrd. € an zusätzlichen Stromerzeugungskosten (auf heute diskontiert) durch die Laufzeitverkürzung der Bundesregierung verursacht. Hierbei sind verschiedene Kostenkategorien noch nicht berücksichtigt. Die fossile Energieerzeugung verteuert sich durch steigende Kosten des Emissionshandels in Folge des Atomausstiegs. Höhere variable Kosten der älteren weniger effizienten fossilen Kraftwerke werden ebenfalls nicht berücksichtigt. Auch gehen die Zusatzkosten durch die mögliche Beschleunigung des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Energienetze nicht in die Berechnungen mit ein, obwohl sich durch die geringere Diskontierung höhere Barwerte ergeben.

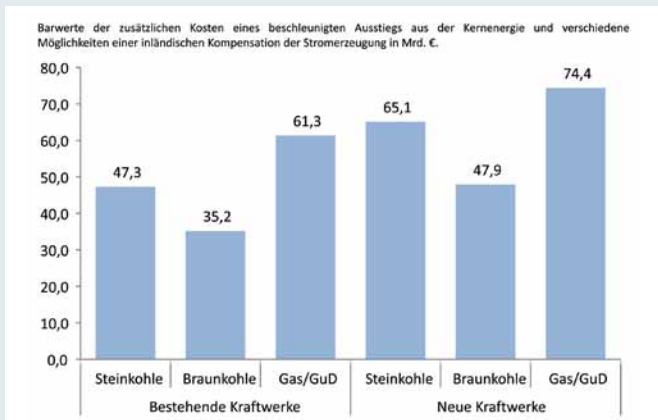
Die Kosten fallen jedoch nicht an einer einzelnen Stelle konzentriert an, sondern sie verteilen sich auf verschiedene betroffene Gruppen:

**Erzeuger:** Die höheren Kosten der Stromerzeugung fallen zunächst bei den Stromerzeugern, also den Energieversorgungsunternehmen an. Teile der Kosten können in die Preise überwältigt oder in Form von verringerten Steuern an die öffentliche Hand weitergegeben werden.

**Verbraucher:** Die Stromverbraucher müssen mit höheren Strompreisen rechnen. Mit der Abschaltung der ersten Anlagen ist der Großhandelspreis bereits deutlich angestiegen. Der Preis für Strom stieg um gut 10 %. Hier von sind besonders industrielle Großverbraucher betroffen, die Grundlaststrom beziehen und deren Preise sich stark an den Großhandelspreisen orientieren. Weitere industrielle Verbraucher sind weniger stark beeinträchtigt, die Privatverbraucher sind aufgrund des verhältnismäßig geringen Anteils der Großhandelspreise am Endkundenstrompreis kaum betroffen. Ähnliche Ergebnisse wurden auch im Vorfeld des Energiekonzepts der Bundesregierung simuliert [2]. Der Ersatz der Kernenergie durch fossile Stromquellen führt zudem zu einem Mehrbedarf an CO<sub>2</sub>-Zertifikaten in der Stromerzeugung. Damit wird der Preis der europäischen CO<sub>2</sub>-Zertifikate steigen, was sich als zusätzliche Kostenbelastung in den Industrieunternehmen widerspiegelt, die dem Emissionshandel unterliegen. Mit dem Moratorium sind die Kosten für Zertifikate um gut 1 €/t angestiegen.

**Staat:** Für die öffentliche Hand entfallen durch einen beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie in erheblichem Umfang Einnahmen. Dazu zählen besonders die Kernbrennstoffsteuer und die Gewinnabschöpfungen aus den Laufzeitverlängerungen der Kernkraftwerke, die von den Betreibern in einen Fonds eingezahlt werden. Verringerte Gewinne der Energieerzeuger aufgrund höherer Erzeugungskosten und der Industrieunternehmen bedingt durch gesteigerte Energiekosten führen ebenfalls zu einer Reduktion der Steuereinnahmen des Staates. Teilweise ausgeglichen wird dies durch höhere Einnahmen aus der Versteigerung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten.

Die Sorgen vor höheren Kosten werden von den betroffenen Unternehmen artikuliert (Abb. 3): 88,4 % der Umweltexperten der Wirtschaft, die im April 2011 im Rahmen des IW-Umweltexpertenpanels zu den Konsequenzen einer Rücknahme der Laufzeitverlängerungen befragt wurden, erwarten höhere Strompreise. 77,4 % befürchten zudem höhere Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate. Die Risiken einer entsprechenden energiepolitischen Entscheidung werden insgesamt höher eingeschätzt als die Chancen, die bspw. im



**Abb. 2** Differenzkosten der Laufzeitverkürzung von Kernkraftwerken  
Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft Köln



**Abb. 3** Folgen einer Laufzeitverkürzung – Einschätzung von Umweltexperten der Wirtschaft [6]

Absatz für bestimmte Branchen oder in vermehrter öffentlicher Energieforschung liegen können. Unterm Strich gehen 43,8 % der Befragten von einer Verschlechterung der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft aus, nur 17,2 % von einer Verbesserung.

## Anforderungen an die Energiepolitik

Das Energiekonzept der Bundesregierung wird durch einen beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie in einem wesentlichen Baustein infrage gestellt. Binnen weniger Monate werden die Rahmenbedingungen für die Energieerzeugung in Deutschland grundlegend verändert. Für eine langfristig ausgerichtete Branche wie die Energiewirtschaft stellt allein die Tatsache der Veränderung in Grundsatzfragen eine erhebliche Verschlechterung der Investitionsbedingungen dar. Dennoch erfordern die neuen Ausgangsbedingungen eine Neuauflage des Energiekonzepts [3]. Zu den wichtigsten Elementen dieses Energiekonzepts gehören:

- Es muss eine konsistente Konzeption für den Ersatz bestehender Kernkraftwerke durch dauerhaft verfügbare Energie vorliegen. Dazu gehören auch Weichenstellungen für die Finanzierung von Erzeugungskapazitäten als Sicherheitsreserve für die Zeiten ausfallender Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen. Der Wettbewerb privater Unternehmen muss als Entdeckungsverfahren genutzt werden. Eine weitere Verstaatlichung der Energiewirtschaft ist keine überzeugende Antwort auf die aktuellen Herausforderungen.

- Eine klare Berechnung der Kosten der Umgestaltung der Energieerzeugung inklusive einer Regelung der Verteilung entsprechender Kosten ist erforderlich. Dazu gehören besonders verbesserte Ansätze zur Reduktion der Erzeugungskosten erneuerbarer Energien, eine weitere Reduktion der Fördersätze nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und eine Deckelung der Ausgaben.

- Die Entlastung energieintensiver Unternehmen von im europäischen Vergleich hohen Stromkosten sowie von hohen Steuern und weiteren Abgaben ist notwendig, um die Produktion der energieintensiven Branchen in Deutschland weiterhin zu ermöglichen.

- Die europäischen Strommärkte müssen weiter zusammenwachsen. Das gilt für die Import- und Exportmöglichkeiten von Strom ebenso wie für die Förderung erneuerbarer Energien. Nur so können die Kosten gesenkt, Vorteile des Wettbewerbs genutzt und vergleichbare Wettbewerbsbedingungen für die stromverbrauchende Industrie sichergestellt werden.

- Der Ausbau der Netzinfrastruktur ist zwingend erforderlich, um den Ausbau der erneuerbaren Energien für die großen Stromverbrauchszentren nutzbar zu machen. Ansonsten droht das Auseinanderfallen der deutschen Preiszonen mit potenziell deutlich erhöhten Strompreisen in Süddeutschland. Um den Netzausbau voranzubringen, müssen gegebenenfalls andere Ansprüche, bspw. an den Natur- und Landschaftsschutz, zurückgestellt werden.

- Das neue Energiekonzept muss Alternativenzenarien beinhalten. Verschiedene

Annahmen hinsichtlich anspruchsvoller Effizienzziele, europäischer Potenziale zur Kostensenkung erneuerbarer Energien oder eines internationalen Klimaabkommens, das Wettbewerbsnachteile reduziert, sind nicht sicher [4]. Ein Energiekonzept darf sich nicht allein auf solche optimistischen Annahmen stützen.

## Quellen

- [1] International Energy Agency: Projected Costs of Generating Energy – 2010 Edition. Paris 2010.
- [2] Prognos/EWI/GWS: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Basel/Köln/Osnabrück 2010.
- [3] Bardt, H.: Energieversorgung in Deutschland – Wirtschaftlich, sicher und umweltverträglich. In: IW-Positionen, Nr. 45; Köln 2010.
- [4] IW – Institut der deutschen Wirtschaft Köln: Energie für das Industrieland Deutschland, Stellungnahme zum Energiekonzept der Bundesregierung. Köln 2010.
- [5] entsoe: transparency platform on electricity in Europe. www.entsoe.net
- [6] Befragung von 192 Umweltexperten der Wirtschaft im Rahmen des IW-Umweltexpertenpanels 2/2011 im April 2011; Institut der deutschen Wirtschaft; Köln 2011.

*Dr. H. Bardt, Stellv. Leiter Wissenschaftsbereich Wirtschaftspolitik und Sozialpolitik/ Leiter Kompetenzfeld Umwelt, Energie, Ressourcen, Institut der deutschen Wirtschaft, Köln*  
*bardt@iwkoeln.de*

## „Die Verantwortung für das Funktionieren der Energieversorgung ist verlagert worden“

*Der Rahmen für die deutsche Energiewende steht – von einigen dringenden Nachjustierungen einmal abgesehen. Wie sind sowohl dessen Kernelemente, als auch die Begleitumstände zu sehen? Wie passt das Konzept zum europäischen Umfeld und wie zukunftsfruchtig ist es überhaupt? „et“ befragte hierzu den Energiewissenschaftler Prof. Dr. Georg Erdmann von der TU Berlin.*

„et“: *Wie überraschend kam für Sie der Richtungswechsel in der deutschen Energiepolitik?*

**Erdmann:** Im Rahmen der Diskussion nach Tschernobyl 1986 war bereits vor 25 Jahren erkennbar: Falls eine Kernkraftavarie dieser Dimension noch einmal irgendwo auf der Welt passieren sollte, ist die Kernenergie hierzulande nicht mehr haltbar. Für mich überraschend war der Schlendrian der japanischen Atomindustrie. Die japanische Gesellschaft schien besonders gut auf Naturkatastrophen vorbereitet. Vor diesem Hintergrund ist die technische und organisatorische Hilflosigkeit der japanischen Atomindustrie umso unverständlicher.

„et“: *Ist diese Entwicklung ein gutes Beispiel für die Unwägbarkeiten von Zukunftsprognosen?*

**Erdmann:** Aus heutiger Sicht stellt sich die Frage, wo die Unwägbarkeiten einer weitgehenden Umstellung der deutschen Stromversorgung auf regenerative Energien und auf Stromimporte liegen. Bei einer sorgfältigen Analyse kann man – ähnlich wie nach Tschernobyl – wirtschaftliche, ökologische, gesellschaftliche und politische Konstellationen identifizieren, unter denen der eingeschlagene Weg der Energiewende an seine Grenzen stößt.

„et“: *Werden bei der neuen Strategie die relevanten Randbedingungen wie internationales CO<sub>2</sub>-Abkommen oder der EU-Binnenmarkt hinreichend berücksichtigt?*



*„In Deutschland ist die Verantwortung für das Funktionieren der Energieversorgung von den Marktakteuren auf staatliche Behörden verlagert worden. Dieser Prozess wird sich vorerst wohl noch weiter fortsetzen. Doch ob es für die nächsten 30-50 Jahre dabei bleiben wird, ist zumindest fraglich. Auch die Liberalisierungswelle Anfang der 1980er Jahre kam seinerzeit für viele unerwartet. Nach meiner Erwartung wird das Pendel bis 2050 erneut in diese Richtung zurückschwingen, doch wann das passieren wird, ist nicht punktgenau prognostizierbar.“*

Prof. Dr. Georg Erdmann, Professor für Energiesysteme, TU Berlin

**Erdmann:** Wenn ein umfangreiches Gesetzespaket innerhalb eines Monats durch Bundestag und Bundesrat gepeitscht wird, lassen sich natürlich nicht alle Aspekte in der gebotenen Gründlichkeit bedenken. Für mich besonders problematisch: Dem Vernehmen nach wurden weder die EU-Kommission noch die Regierungen der Nachbarländer konsultiert, obwohl die überstürzten Beschlüsse auch dort erhebliche Auswirkungen haben.

„et“: *Ist die Lastenteilung (Mieter, Hauseigentümer, Steuerzahler) der Energiewendemaßnahmen ausgewogen?*

**Erdmann:** Unterstützt durch einige beschönigende Gutachten hatte die Bundesregierung die Erwartung geäußert, dass es fast keine Lasten zu schultern gäbe: Die energieintensive Industrie soll von den Zusatzkosten freigestellt werden, und für die anderen der Strompreis um höchstens einen Cent pro Kilowattstunde ansteigen. Hier zeigt sich das übliche politische Wunschdenken. Wenn die tatsächlichen Kosten erst einmal spürbar werden, sind noch harte Verteilungsdebatten zu erwarten.

„et“: *Wie schätzen Sie die Entwicklung der EEG-Umlage und der Netzentgelte, in die ja die Kosten für den notwendigen Netzausbau einfließen, in den kommenden 10 bis 15 Jahren ein?*

**Erdmann:** Jede seriöse Rechnung führt zum Ergebnis, dass die deutschen Stromverbraucher durch den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung mit einem dreistelligen Milliardenbetrag

belastet werden. Erstens wird die EEG-Umlage unter der bestehenden Rechtslage bis zum Jahr 2025 auf etwa 6 Cent/kWh ansteigen. Zweitens schlägt der EEG-bedingte Ausbau der Stromnetze zusätzlich mit bis zu 3,5 Cent/kWh zu Buche (inkl. Supergrid). Drittens müssen die Stromverbraucher den Bau von verbrauchernahen Ersatzkraftwerken und Stromspeichern finanzieren. Wegen des Vorrangs der Erneuerbaren dürfen die entsprechenden Kapazitäten nur wenige Stunden im Jahr eingesetzt werden. Zur Finanzierung muss der Stromgroßhandelspreis steigen.

„et“: *Welche Technologien sind für die Energiewende vielversprechend und wo liegen die größten technologischen Herausforderungen?*

**Erdmann:** Im Rahmen dieses Interviews ist es nicht möglich, qualifiziert auf einzelne Technologien einzugehen. Generell hängt die Attraktivität von Technologien und Energieträgern von den Kosten und den Umweltbelastungen ab, zu denen die Energiedienstleistungen bereitgestellt werden können. Für die deutsche Energieversorgung ist das Kostenbewusstsein durch den massiven Einsatz von Fördergeldern weitgehend verloren gegangen. Neben den erneuerbaren Energietechnologien sollen jetzt auch Stromnetze, Stromspeicher, ja sogar Gaskraftwerke staatlich gefördert werden. Am Ende wird in Deutschland wohl nur noch dann investiert, wenn Subventionen bereitgestellt werden. Dieses Geschäftsmodell ist allerdings nur sehr eingeschränkt auf andere Länder übertragbar und vielleicht auch hier nicht beliebig durchhaltbar.

„et“: *Was sind die größten Risiken der Energiewende in Deutschland im Zeithorizont 2020/2030 und 2050?*

**Erdmann:** Die Marktteilnehmer könnten in Zukunft vielleicht nicht mehr in der Lage sein, die energiepolitischen Zusatzkosten zu bezahlen. Außerdem könnte die Anpassungsgeschwindigkeit der Märkte nicht ausreichen, um mit den sehr ehrgeizigen politischen Zielen mitzuhalten. Kein anderes Land der Welt packt die Energiewende



mit ähnlich hoher Kadenz wie Deutschland an. Was wird passieren, wenn sich der Plan nicht so schnell umsetzen lässt, wenn Industrieunternehmen wegen unzuverlässiger Energieversorgung ins Ausland abwandern? Leider können die auf Planungssicherheit angewiesenen Marktteilnehmer derzeit nicht erkennen, wie die Politik in solch einem Fall reagieren wird. Das Risiko der Energiewende liegt daher nicht unwesentlich auf der politischen Ebene.

**„et“:** Werden Gaskraftwerke der Schlüssel für die erfolgreiche Transformation der Stromwirtschaft sein?

**Erdmann:** Zweifellos werden Gas- und Kohlekraftwerke weiterhin benötigt. Doch wenn der Ausbau der erneuerbaren Energien auch 20 Jahre nach dem ersten Stromeinspeisegesetz noch mit Milliardengeldern gestützt werden muss, wir es also faktisch mit Dauersubventionen in bestimmte Stromerzeugungstechnologien zu tun haben, wird die Luft für die anderen Technologien sehr dünn, insbesondere wenn Investitionen finanziert werden müssen.

**„et“:** Ergeben die jüngst beschlossenen Gesetze und Verordnungen einen konsistenten Rahmen oder widersprechen sie sich?

**Erdmann:** Zwar nicht in allen Details, aber vom Grundsatz her gibt es einen durchaus konsistenten Rahmen: Mit dem Gesetzespaket ist der bislang proklamierte marktwirtschaftliche Weg der Energieversorgung in Deutschland durch ein prinzipiell planwirtschaftliches Konzept ersetzt worden. Wenn die Energieversorgung mit einem detaillierten Katalog von Vorschriften geregelt werden soll, ist das laufende Nachbessern der Regeln in immer kürzeren Zeitintervallen unvermeidlich.

**„et“:** Wie passt die deutsche Energiewende zum europäischen Umfeld?

**Erdmann:** Aus meiner Sicht pendelt die EU zwischen der Liberalisierungsagenda der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft einerseits und der Förderung oder zumindest Duldung planwirtschaftlicher Ansätze andererseits. Daher sehe ich keinen grundlegenden Widerspruch zwischen

der deutschen Energiewende und dem europäischen Umfeld.

**„et“:** Kann man überhaupt über Zukunftsfragen im Zeithorizont 2020/30/50 endgültig bzw. unumkehrbar entscheiden?

**Erdmann:** In Deutschland ist die Verantwortung für das Funktionieren der Energieversorgung von den Marktakteuren auf staatliche Behörden verlagert worden. Dieser Prozess wird sich vorerst wohl noch weiter fortsetzen. Doch ob es für die nächsten 30-50 Jahre dabei bleiben wird, ist zumindest fraglich. Auch die Liberalisierungswelle Anfang der 1980er Jahre kam seinerzeit für viele unerwartet. Nach meiner Erwartung wird das Pendel bis 2050 erneut in diese Richtung zurückschlagen, doch wann das passieren wird, ist nicht punktgenau prognostizierbar.

**„et“:** Herr Prof. Erdmann, vielen Dank für das Interview.

*Die Fragen stellte André Behr, Wissenschaftsjournalist, Zürich*

die-energiewende.de

# WARUM SICH BEI UNS ALLES UM SAUBERE ENERGIE DREHT.



Windenergie schon für über 80.000 Haushalte.

Wer die Natur schonen will, arbeitet am besten mit ihr zusammen: 19 Windparks mit insgesamt 67 Windkraftanlagen liefern genug Strom, um 80.000 Haushalte komplett CO<sub>2</sub>-neutral zu versorgen. Damit nimmt die RheinEnergie bundesweit einen Spitzenplatz ein. Aber auch mit Sonnenenergie und weiteren modernen Anlagen zur effizienten Strom- und Wärmeerzeugung sichern wir schon heute vor Ort die umweltschonende Energieversorgung von morgen. Und wir tun noch viel mehr. Was genau, erfahren Sie unter [die-energiewende.de](http://die-energiewende.de)

Da simmer dabei. **RheinEnergie**

# Nachfragesicherung und Lastflüsse nach dem Abschalten von Kernkraftwerken in Deutschland – drohen Engpässe?

Friedrich Kunz, Christian von Hirschhausen, Dominik Möst und Hannes Weigt

*Durch das Kernkraftwerksmoratorium sowie die laufende Diskussion über den Ausstieg aus der Kernenergie stellen sich neue Fragen nach der Versorgungssicherheit der Stromversorgung und der Netzstabilität in Deutschland. Während inzwischen einige Studien bezüglich der Erzeugungskapazitäten vorliegen, welche im Ausstiegsfall benötigt werden, gibt es noch keine, welche Erzeugungs- und Netzsituation gemeinsam abbilden. Deshalb werden im Folgenden die Auswirkungen der Außerbetriebnahme („Moratorium“) mehrerer Kernkraftwerke bzw. eines vollständigen Kernenergieausstiegs auf die Stromversorgung und das Übertragungsnetz Deutschlands und seiner Nachbarn analysiert. Dabei finden insbesondere die Energiebereitstellung und die Lastflüsse im deutschen und mitteleuropäischen Elektrizitätsnetz erstmalig Beachtung.*

Die Analyse basiert auf dem am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Public Sector Management der TU Dresden entwickelten europäischen Elektrizitätsmarktmodell ELMOD [1] und simuliert zwei repräsentative Ausstiegs-szenarien. Im Falle der Fortführung des Moratoriums, d. h. weiterhin abgeschalteter sieben Kernkraftwerke, ergeben sich insgesamt nur geringe Auswirkungen auf das deutsche Stromsystem. Im Falle eines vollständigen Ausstiegs aus der Kernkraft in Deutschland fehlen im Modell trotz erhöhter Stromimporte ca. 1 GW an Leistung.

Angesichts des bis 2013 zu erwartenden Nettokraftwerkszubaus von 9 GW [2] weist dies darauf hin, dass ein Ausstieg insbesondere vor dem Hintergrund der sich derzeit im Bau befindlichen (fossilen) Kraftwerkskapazitäten in den nächsten drei bis sieben Jahren möglich erscheint. Bevor das Modell und die Ergebnisse der Modellrechnungen im Einzelnen vorgestellt werden, wird im folgenden Abschnitt in einem kurzen Überblick auf jüngere Studien zum Kernenergieausstieg eingegangen.

## Jüngere Arbeiten zum Kernenergieausstieg – Überblick

In der Kurzanalyse von Matthes et al. für die Umweltstiftung WWF Deutschland [3] werden kurzfristige Ersatzoptionen für einen schnellen Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland aufgezeigt. Die Autoren kommen zu dem Schluss, dass zeitnah die sieben ältesten Reaktoren sowie zwei weitere KKW-Blöcke problemlos abgeschaltet werden können. Weitere vier Blöcke könnten in



Kombination mit zusätzlichen Kapazitäten derzeit im Bau befindlicher Kraftwerke und mit Lastmanagement-Maßnahmen vom Netz gehen. Die letzten drei Blöcke können laut der Analyse „im zweiten oder ggf. dritten Drittel dieser Dekade leistungsseitig kompensiert durch gesicherte Leistung von Neubauprojekten im Bereich Biomasse, KWK-Anlagen sowie anderen Erdgaskraftwerken“ stillgelegt werden.

In einer zweiten Studie derselben Autoren [4] werden explizit die Auswirkungen der kurzfristigen Abschaltungen auf die Entwicklung des Stromausstausches analy-

siert. Diese kommt zu dem Ergebnis, dass es sich bei den zusätzlichen Stromimporten um „Steinkohlen- bzw. Erdgaskraftwerke in Frankreich oder in den Niederlanden handelt bzw. (temporär) um zusätzliche Strommengen aus Braunkohlekraftwerken in Tschechien“. Eine erhöhte Produktion in Kernkraftwerken ist aufgrund der Abruf-rangfolge (Merit-Order) nicht zu erwarten.

Die Bundesnetzagentur hat die Auswirkungen des KKW-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit analysiert [2]. Der Bericht hält die gegenwärtige Abschaltung für das Sommer-

halbjahr beherrschbar, allerdings wird bei Beibehaltung der Abschaltung in Wintermonaten mit angespannten Netzsituationen gerechnet. Vor weiteren Abschaltungen wird in dem Gutachten explizit abgeraten. Zudem wird befürchtet, dass aufgrund der höheren Stromtransporte Netzbau- und/oder Netzverstärkungsmaßnahmen verzögert werden könnten, da sich Leitungen nicht wie geplant abschalten lassen. Des Weiteren fallen insbesondere in Süddeutschland Bereitsteller von Blindleistung weg, die durch andere Quellen langfristig ersetzt werden müssen. Laut [2] besteht zwar sowohl im Sommer 2011 als auch im Winterhalbjahr 2011/12 noch ein ausreichendes Versorgungssicherheitsniveau ohne die vom Moratorium bzw. der früheren Abschaltung betroffenen Kernkraftwerke, allerdings kann „Deutschland nicht mehr im bisherigen Umfang als eine Stütze der Versorgungssicherheit im europäischen Verbund“ auftreten.

In einer Studie von r2b im Auftrag des BDI [5] werden die energieökonomischen Auswirkungen eines Ausstiegs bis 2017 analysiert. Die Autoren rechnen mit einem CO<sub>2</sub>-Preisanstieg um bis zu 48 % und einer Erhöhung des Großhandelspreises für Strom um bis zu 30 % im Jahr 2018. Der Endverbraucherpreis steigt laut den Autoren in Verbindung mit dem starken Ausbau der erneuerbaren Energien um ca. 18 % im Vergleich zum heutigen Niveau.

Die Prognos AG kommt in ihrer Studie im Auftrag der Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V. (vbw) [6] ebenfalls zu dem Schluss, dass „die in Deutschland vorhandene und im Bau befindliche Stromerzeugungskapazität [ausreicht], um in allen betrachteten Szenarien die jährliche Stromnachfrage und die Jahreshöchstlast [...] zu decken. Die exemplarische Betrachtung des Bundeslandes Bayern zeigt aber, dass eine frühzeitige Abschaltung von Kernkraftwerken im Jahresmittel und besonders zu Höchstlastzeiten einen höheren Stromaustauschbedarf zur Folge hat.“

## Netzmodell

ELMOD ist ein technisch-ökonomisches Marktmodell des europäischen Elektrizitätsmarktes, welches den kostenoptimalen Kraftwerksdispatch unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen simuliert. Für die vor-

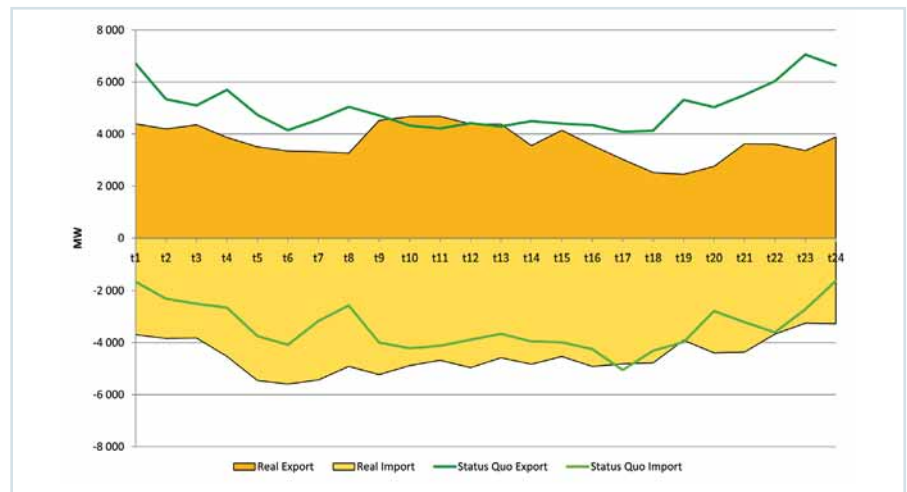


Abb. 1 Vergleich von Grenzflüssen

liegende Simulation wurde das Basismodell dahingehend angepasst, dass die Netzrepräsentation auf Mitteleuropa und die zeitliche Auflösung auf einen Referenztag fokussiert. Die grundlegende mathematische Modellstruktur ist wie folgt kurz umrissen:

$$(1) \min costs = \sum_{n,s,t} c_{n,s} g_{n,s,t}$$

N. B.:

$$(2) \sum_s g_{n,s,t} + w_{n,t} + PSP_{n,t}^{down} - PSP_{n,t}^{up} - d_{n,t} = ni_{n,t}$$

$$(3) on_{n,s,t} \cdot g_{n,s}^{min} \leq g_{n,s,t} \leq on_{n,s,t} \cdot g_{n,s}^{max}$$

$$(4) |P_l| \leq P_l^{max}$$

Die Zielstellung des Modells ist die Ermittlung eines kostenminimalen Kraftwerkeinsatzes bei gegebenen Erzeugungskosten  $c$  der einzelnen Kraftwerke  $s$  (Gleichung 1). Dabei sind technische Marktrestriktionen zu berücksichtigen:

■ Die Nachfrage  $d$  und Erzeugung  $g$  muss für jeden Netzknoten  $n$  der Einspeisung oder Entnahme  $ni$  entsprechen (Gleichung 2). Zusätzlich ist eine extern vorgegebene Einspeisung von Windenergie  $wi$  für jeden Knoten definiert. Über die Zeit  $t$  kann mittels Pumpspeicherkraftwerken der Dispatch optimiert werden, indem in Offpeak-Stunden die Speicher gefüllt werden ( $PSP^{up}$ ), um diese in Peak-Stunden zur Stromerzeugung zu nutzen ( $PSP^{down}$ ).

■ Der Kraftwerkeinsatz berücksichtigt die Anfahrrestriktionen der einzelnen

Kraftwerke. Wenn ein Kraftwerk in Betrieb ist ( $on=1$ ) muss eine minimale Kraftwerksleistung erzeugt werden ( $g^{min}$ ) und die maximale Kraftwerksleistung ( $g^{max}$ ) darf nicht überschritten werden (Gleichung 3). Zusätzliche Restriktionen limitieren die Anfahrmöglichkeiten der einzelnen Kraftwerkstypen.

■ Neben der Erzeugung ermittelt das Modell auch die Lastflüsse auf den einzelnen Leitungen  $l$ . Hierfür wird auf die DC Load Flow-Systematik zurückgegriffen [7]. Der Lastfluss  $P$  auf einer Leitung darf die zulässige Maximallast  $P^{max}$  in keine der beiden Flussrichtungen überschreiten (Gleichung 4). Die maximale Leitungslast wird zur Annäherung an das n-1-Sicherheitskriterium um 25 % reduziert.

Als Referenztag für die Berechnungen wird der dritte Mittwoch im November des Jahres 2010 verwendet [8]. Brennstoff- und Zertifikatpreise entsprechen den damaligen Tagespreisen. Das Modell umfasst alle Knoten und Leitungen im europäischen Übertragungsnetz. Die Optimierung des Kraftwerksdispatch in dieser Studie hingegen umfasst lediglich die mitteleuropäischen Länder [9]. Die Nachfrage ist fix vorgegeben und reagiert nicht preiselastisch.

## Szenarien

Insgesamt werden drei Szenarien berechnet, um die Auswirkung der Abschaltung von Kernkraftwerken (KKW) zu analysieren:

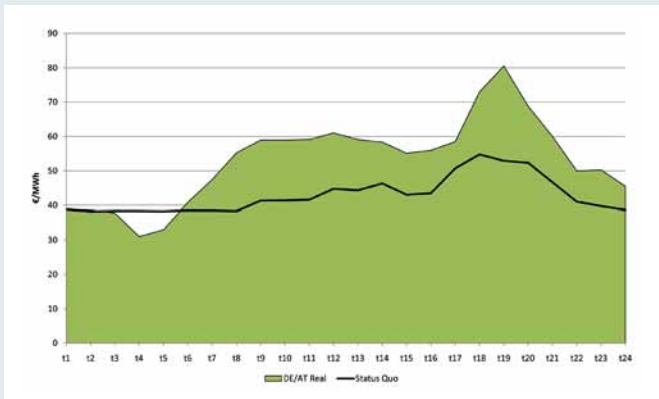


Abb. 2 Vergleich von Marktpreisen

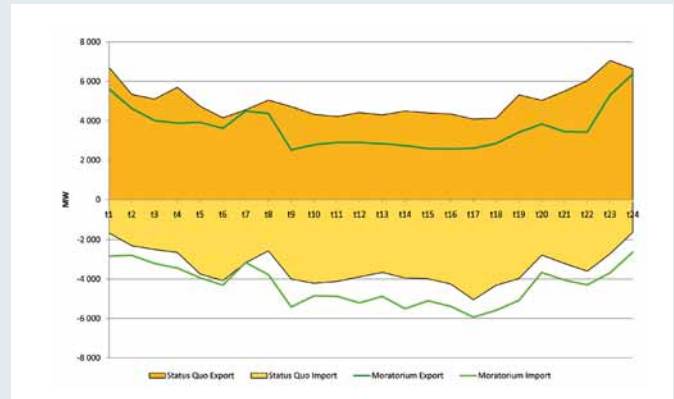


Abb. 3 Auswirkungen auf Grenzflüsse

*Status Quo:* basierend auf dem dritten Mittwoch im November des Jahres 2010 wird ELMOD auf reale Marktergebnisse hin kalibriert. Dieser Durchlauf repräsentiert somit den „normalen“ Marktzustand, in welchem die deutschen KKW entsprechend der Revisionspläne verfügbar sind. Dieses Szenario dient ebenfalls zur Quantifizierung der Abweichungen zwischen ELMOD und den realen Marktergebnissen.

*Moratorium:* Im zweiten Durchlauf werden die sieben älteren Meiler entsprechend des Atom-Moratoriums vom 14.3.2011 vom Netz genommen. Er repräsentiert somit eine Approximation der aktuellen Marktsituation im Juni 2011. Damit können die Auswirkungen auf Preise, Dispatch, Im- und Export sowie Netzengpässe ermittelt werden.

*Phase-Out:* Im dritten Szenario wird eine theoretische Situation simuliert, in welcher alle deutschen KKW vom Netz genommen werden, ohne dass weitere Anpassungen am Kraftwerkspark vorgenommen werden. Dieser Durchlauf erlaubt eine Abschätzung, welche Konsequenzen ein deutlich beschleunigter Ausstieg auf den deutschen Strommarkt hätte [10].

## Ergebnisse

### Szenario „Status Quo“

Abb. 1 und 2 zeigen die Übereinstimmung von Modell und Realität anhand des Vergleichs der tatsächlichen Lastflüsse mit

denen im Modell und den Grenzkosten der Stromerzeugung mit den Marktpreisen. Deutschland war am 17.11.2010 Nettoimporteur von Elektrizität, wobei es v. a. in Richtung Schweiz, Niederlande, und Polen exportierte und aus Frankreich, Österreich sowie Tschechien importierte (Abb. 2). Die simulierten Preise sind in Abb. 2 dargestellt [11].

### KKW-Abschaltungen: Szenarien „Moratorium“ und „Phase-Out“

Im Falle der Abschaltung von KKW in Deutschland kommt es zu einer Erhöhung der Importe bei gleichzeitiger Reduktion der Exporte (Abb. 3). Im Falle der Abschaltung der sieben alten Meiler im Rahmen des Moratoriums vermindern sich die Exporte auf 75 % des Status Quo und die Importe erhöhen sich um ca. 25 %. Würden alle KKW sofort vom Netz genommen, verstärkt sich diese Tendenz. Die Exporte sinken auf 20 % des Status Quo-Niveaus und die Importe verdoppeln sich nahezu. Diese Ergebnisse sind plausibel, da durch den Wegfall der KKW in Deutschland die verfügbare Kapazität reduziert wird. Der Wegfall wird einerseits durch Anlagen, die bisher nicht am Netz waren, andererseits durch ausländische Kapazitäten kompensiert.

Im Fall des Kernkraftmoratoriums werden die Importe aus Frankreich und Tschechien um ca. 20 % erhöht. Auf der anderen Seite werden die Exporte gegenüber dem Status Quo zu allen importierenden Nachbarländern reduziert, wobei die größten absoluten

Reduktionen die Niederlande und Österreich betreffen. Im Fall des Phase-Out der Kernkraft setzt sich der Trend fort. So gehen die physischen Exporte zurück und finden nur noch nach Polen sowie in die Schweiz statt. Alle verbleibenden Länder exportieren in Richtung Deutschland. Die deutlichsten Veränderungen ergeben sich auch hier wieder auf den Grenzleitungen nach Österreich und in die Niederlande, welche im Phase-Out-Fall durch physische Exporte nach Deutschland gekennzeichnet sind. Ebenfalls werden im Vergleich zum Status Quo die physischen Stromexporte nach Polen nahezu komplett eingestellt.

Die kumulierten Im- und Exporte verdeutlichen in beiden betrachteten Fällen einerseits die Verminderung der Importe aus, bzw. die Erhöhung der Exporte nach Deutschland, andererseits zeigen sie aber auch den Einfluss der Kernkraftwerke auf den physischen Stromfluss der Grenzleitungen. Beispielhaft wird der physische Grenzfluss nach Frankreich, Österreich und den Niederlanden maßgeblich durch die grenznahen abgeschalteten Kernkraftwerke vermindert [12].

Die Aussagen zu den grenzüberschreitenden Lastflüssen decken sich mit denen des veränderten Kraftwerksdispatchs in anderen Regionen Europas. Im Falle des Moratoriums wird zu Offpeakzeiten die fehlende KKW-Produktion durch zusätzliche Stromerzeugung in Deutschland und durch eine Reduktion der Exporte ausgeglichen (Abb. 4, links). Diese kann durch vorhandene Kohle-

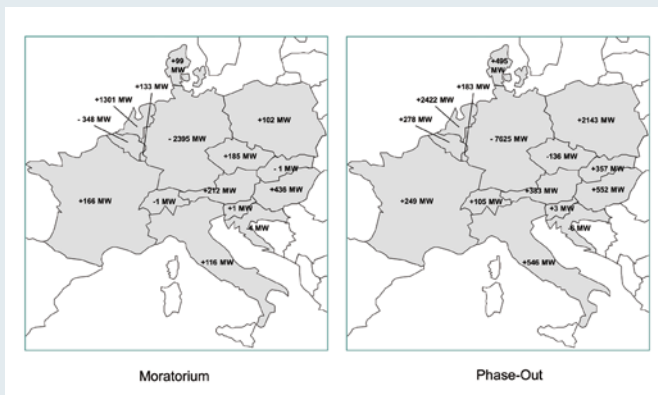


Abb. 4 Gemittelte Veränderung des Kraftwerkseinsatzes in den Fällen „Moratorium“ (links) und „Phase-Out“ (rechts) gegenüber dem „Status Quo“

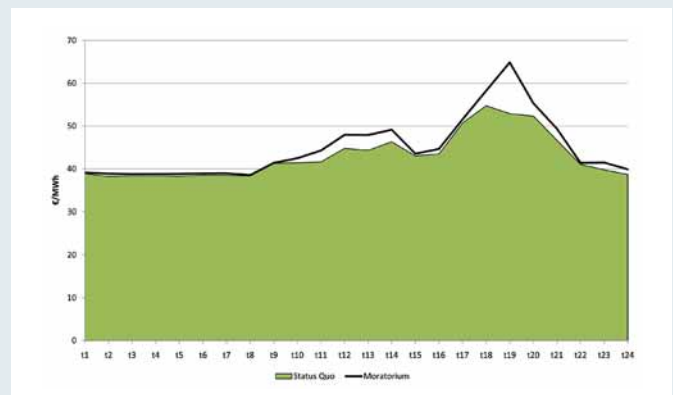


Abb. 5 Auswirkungen auf die Marktpreise

und Erdgaskraftwerke geleistet werden. Des Weiteren wird geringfügig mehr Strom in den Niederlanden, Frankreich, Italien, Polen und Ungarn erzeugt, um die fehlenden deutschen Importe zu ersetzen. Während der Peakzeiten sind die deutschen Kohlekraftwerke bereits ausgelastet, so dass eine zusätzliche Produktion nur noch mit Gaskraftwerken möglich ist. Ergänzend werden Kapazitäten aus den Niederlanden, Italien, Österreich und Ungarn herangezogen, um das Defizit zu decken.

Im Falle einer sofortigen kompletten Abschaltung deutscher KKW wird in Offpeakzeiten ebenfalls eine Kompensation durch deutsche Kohle- und Gaskraftwerke vorgenommen (Abb. 4, rechts). Zusätzlich werden Kraftwerke in den Nachbarländern, insbesondere Polen und Tschechien, herangezogen; Italien erhöht seine Eigenproduktion mit Gas- und Ölkraftwerken ebenfalls. In Peakzeiten, insbesondere von 9 bis 21 Uhr, kann die Last im Modell bis zu ca. 1 GW trotz eines erhöhten Importes von Strom aus den Nachbarländern nicht mehr gedeckt werden. Der europäische Markt weist zwar prinzipiell ausreichend Kapazität auf, um die Nachfrage auch in diesem Fall zu decken, jedoch ergeben sich aufgrund der Netzsituation lokale Engpässe, welche eine ausreichende Versorgung in Deutschland verhindern.

Bei einem sofortigen Komplettausstieg aus der Kernenergie kann die fehlende Leistung somit nicht kompensiert werden, wobei das Modell die fehlende Leistung tendenziell un-

terschätzt. Die Ergebnisse belegen jedoch, dass die Fehlmengen in einem Bereich liegen, der durch die zukünftigen Kraftwerksneubauten gedeckt werden kann. Ein Ausstieg in den kommenden Jahren bei entsprechender Kapazitätserweiterung im fossilen, aber auch im erneuerbaren Bereich erscheint somit ohne eine Gefährdung der Versorgungssicherheit möglich. So beträgt der erwartete Nettosaldo des Kraftwerkszubaues im konventionellen Bereich bis 2013 allein 9,5 GW [2]; hinzu kommen mehrere GW aus dem Bereich der erneuerbaren Energien.

Die Veränderung des europaweiten Dispatches zeigt, dass die fehlende Kernenergie in Deutschland durch Kohle- und Gaskraftwerke ersetzt wird. Die Kernkraftwerke in anderen Ländern verändern ihre Ausbringungsmenge nicht, da sie bereits Volllast fahren. Je nach Typ der Ersatzenergie können sich im Beobachtungszeitraum erhöhte CO<sub>2</sub>-Ausstöße ergeben: Die Veränderungen im Vergleich zum Status Quo betragen 0,1 Mio. t („Moratorium“) bzw. 0,3 Mio. t („Phase-Out“). Aufgrund der vorgegebenen Minderungsziele im Emissionshandel ändern sich die Emissionen in Gesamteuropa nicht. Allerdings wird der Emissionszertifikatspreis ansteigen.

Der veränderte Dispatch spiegelt sich ebenfalls in den Marktpreisen wider (Abb. 5). In beiden Fällen sind die Auswirkungen zu Offpeakzeiten eher gering, da der europäische Markt zu diesen Schwachlastzeiten über ausreichend Kapazität verfügt, um den Leistungsrückgang in Deutschland zu kom-

pensieren. Offpeakpreise sind ca. 1 €/MWh höher im Moratorium und 5 €/MWh höher im Phase-Out-Fall. In Spitzenlastzeiten muss auf teurere Kraftwerke zurückgegriffen werden, so dass der Preisanstieg zu Peakzeiten im Moratorium 3 €/MWh und im Phase-Out-Fall über 24 €/MWh beträgt.

## Zusammenfassung

In der Studie werden die Auswirkungen des Kernkraftwerksmoratoriums bzw. des vollständigen Ausstiegs auf das deutsche Elektrizitätssystem ermittelt und dabei erstmalig die Änderung der Energiebereitstellung und der Lastflüsse im deutschen bzw. mitteleuropäischen Elektrizitätsnetz analysiert [15]. Unter Verwendung des technisch-ökonomischen Modells ELMOD werden der Kraftwerkseinsatz, die Im- und Exporte sowie die Leitungsbelastung für einen repräsentativen Lastfall ermittelt.

Während sich im Szenario „KKW-Moratorium“ noch keine ernsthaften Engpässe bei der Stromversorgung einstellen, fehlt beim einem sofortigen vollständigen „Phase-Out“-Szenario bis zu ca. 1 GW an Kraftwerkskapazität, sodass die Nachfrage im Modell in den Stunden von 9-21 Uhr nicht gedeckt werden kann. In den beschleunigten Ausstiegsszenarien verschiebt sich die Stromhandelsbilanz mit dem Ausland in Richtung höherer Nettoimporte Deutschlands, insb. im Handel mit den Niederlanden, Österreich sowie Polen. Zusätzliche Importe aus Kernkraftwerken finden nicht statt, da die europäischen KKW aufgrund der Abrufangfolge (Merit

Order) bereits im Referenzfall voll ausgelastet sind. Dies deckt sich mit den Ergebnissen aus [4]. Innerhalb Deutschland kommt es zu einer verstärkten Nutzung fossiler Energien. Die Preise liegen in den Ausstiegsszenarien um einige Euro pro Megawattstunde höher als im Status Quo.

Im Falle der Fortführung des Moratoriums ergeben sich insgesamt nur geringe Auswirkungen auf das deutsche Stromsystem. Im Gegensatz dazu fehlen im Fall eines vollständigen Ausstiegs aus der Kernkraft in Deutschland trotz erhöhter Stromimporte ca. 1 GW an Leistung. Angesichts des bis 2013 zu erwartenden Nettokraftwerkszubaues von 9 GW [2] weist dies darauf hin, dass ein Ausstieg insbesondere vor dem Hintergrund der sich aktuell im Bau befindlichen (fossilen) Kraftwerkskapazitäten in den nächsten drei bis sieben Jahren möglich erscheint. Allerdings sind weitere Analysen erforderlich, die nicht nur stichprobenartig einen typischen Tag umfassen. Zudem muss bei der Analyse des Energieversorgungssystems insbesondere die Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien adäquat berücksichtigt werden.

## Anmerkungen

- [1] Leuthold, F. U.; Weigt, H.; Hirschhausen, v., C.: A Large-Scale Spatial Optimization Model of the European Electricity Market. In: Journal of Network and Spatial Economics, doi:10.1007/s11067-010-9148-1, 5.10.2010. In dieser Referenz findet sich eine detaillierte Übersicht des Modells mit allen Modellvarianten und der Datengrundlage.
- [2] BNetzA: Fortschreibung des Berichts der Bundesnetzagentur zu den Auswirkungen des Kernkraftwerks-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit. Bonn, 27.5.2011.
- [3] Matthes, F.; Harthan, R. O.; Loreck, C.: Schneller Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland. Kurzfristige Ersatzoptionen, Strom- und CO<sub>2</sub>-Preiseffekte.

Berlin 2011; Kurzanalyse für die Umweltstiftung WWF Deutschland.

[4] Matthes, F.; Harthan, R. O.; Loreck, C.: Atomstrom aus Frankreich? Kurzfristige Abschaltungen deutscher Kernkraftwerke und die Entwicklung des Strom-Austauschs mit dem Ausland. Berlin 2011; Kurzanalyse für die Umweltstiftung WWF Deutschland.

[5] r2b: Energieökonomische Analyse eines Ausstiegs aus der Kernenergie in Deutschland bis zum Jahr 2017. Köln 2011; Studie im Auftrag des BDI.

[6] Prognos: Das energiewirtschaftliche Gesamtkonzept – Konsequenzen eines beschleunigten Ausstiegs aus der Kernenergie in Deutschland. München 2011; Eine Studie im Auftrag der vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V.

[7] Schweppe, F. C.; Caramanis, M. C.; Tabors, R. D.; Bohn, R. E.: Spot Pricing of Electricity. Boston 1988.

[8] Der Referenztag wurde gewählt, da einerseits eine gute Datenverfügbarkeit gegeben ist. So hat die ENTSO-E jeweils für den dritten Mittwoch eines Monats die stundenscharfen Netzlasten für alle Länder im Verbundsystem veröffentlicht. Andererseits ist an einem Wochentag im Spätherbst eine höhere Nachfrage und damit eine stärkere Kraftwerksauslastung sowie Netzbelastung zu erwarten.

[9] Belgien, Dänemark, Deutschland, Frankreich, Italien, Luxemburg, die Niederlande, Österreich, Polen, Schweiz, Slowakei, Slowenien, Tschechien, Ungarn und Kroatien.

[10] Die Nachfrage, Erzeugungskosten, Emissionspreise und Kraftwerksverfügbarkeiten bleiben in allen Szenarien gleich („ceteris paribus“-Simulation).

[11] Differenzen zwischen tatsächlichen und modellierten Mengen und Preisen sind unvermeidlich. Bzgl. der Mengen wird von ELMOD zu viel Energie aus Deutschland exportiert und zu wenig Energie importiert; der Peakpreis ist im Durchschnitt ca. 16 €/MWh zu niedrig und der Offpeakpreis liegt bei ca. 5 €/MWh. Da das Modell einen europaweit optimalen Dispatch darstellt, Unsicherheiten vernachlässigt und vollständige Konkurrenz unterstellt wird, ist eine Unterschätzung der tatsächlichen Preise zu erwarten. Diese Annahmen werden auch für die Folgeszenarien mit veränderter Kernkraftwerksverfügbarkeit zu entsprechenden moderaten strukturellen Abweichungen führen.

[12] Aufgrund des Nettings des Flusses auf Hochspannungsleitungen und der Beeinflussung des Flusses durch die Netzcharakteristika kann die Verminderung einer Erzeugung zu einer Erhöhung des Leitungsflusses in die entgegengesetzte Richtung führen.

[13] Durch die Modellierung eines Referenztages werden Extremereignisse und durch den vollständig deterministischen Modellaufbau die Unsicherheit der Verfügbarkeit erneuerbarer und fossiler Kraftwerke nicht berücksichtigt.

[14] Die Gesamtemissionsmenge im Status Quo beträgt 2,04 Mio. t CO<sub>2</sub> für den betrachteten Zeitraum (24h) und Region.

[15] Aufgrund der Modellstruktur und den getroffenen Annahmen ergeben sich Unschärfen im Vergleich zu den realen Marktgegebenheiten, welche die Ergebnisse beeinflussen. Das Modell ist deterministisch und vernachlässigt somit Auswirkungen von Unsicherheiten. Der Zeithorizont von einem Referenztag kann zu Verzerrungen im Kraftwerks- und Pumpspeichereinsatz führen, da Anfangs- und Endbedingungen nicht vollständig sind. Die Nichtberücksichtigung aller Länder im Verbundnetz kann zu Verzerrungen bei den Lastflüssen führen. Weiterhin wird von einem perfekten Markt ausgegangen.

*Dipl.-Wirt.-Ing. F. Kunz, wissenschaftlicher Mitarbeiter und Stipendiat der RWE-Studienförderung, Prof. Dr. D. Möst, Lehrstuhl für Energiewirtschaft, TU Dresden; Prof. Dr. C. v. Hirschhausen, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP), TU Berlin; Dr. H. Weigt, Jean Monnet Fellow, European University Institute, Fiesole (I)*  
[friedrich.kunz@tu-dresden.de](mailto:friedrich.kunz@tu-dresden.de)  
[dominik.moest@tu-dresden.de](mailto:dominik.moest@tu-dresden.de)  
[cvh@wip.tu-berlin.de](mailto:cvh@wip.tu-berlin.de)  
[hannes.weigt@eui.eu](mailto:hannes.weigt@eui.eu)

Friedrich Kunz dankt für die Unterstützung durch die RWE Studienförderung.



# Wirtschaftlicher Sachverstand statt Planwirtschaft: Programm für eine realistische Energiewende

Johannes Lambertz und Wolfgang Steiger

*Deutschland hat die dritte Energiewende innerhalb von nur wenigen Jahren beschlossen – und damit diesmal die Katze im Sack gekauft. Noch immer fehlen klare Antworten: Was ist technisch machbar? Wie wird die Energiewende finanziert? Wie schaffen wir die notwendige Akzeptanz in der Bevölkerung?*

Der Übergang ins Ökostromzeitalter ist kein Selbstläufer. Eine realistische Energiepolitik muss sich daher mehr denn je am Machbaren und Bezahlbaren orientieren. Wir müssen bei der Energiewende noch stärker auf energiewirtschaftlichen Sachverstand setzen.

## Die Weichen jetzt richtig stellen

Viele Länder beneiden uns um unser starkes industrielles Fundament und unseren exportorientierten Mittelstand. Doch wir liegen bei den Industriestrompreisen hinter Dänemark im Spitzenfeld der EU. Im Vergleich mit den USA ist bei uns der Preis sogar bis zu vier Mal höher und die beschlossene Energiewende, da sind sich alle Experten einig, wird zu weiteren Kostensteigerungen führen. Deshalb müssen wir bei der Umsetzung penibel darauf achten, dass unsere Energieversorgung sicher und bezahlbar bleibt.

Das ist ganz besonders im Interesse der kommenden Generationen. Auch für sie müssen wir dafür sorgen, dass Deutschland weiterhin ein leistungsfähiger Wirtschaftsstandort für Spitzentechnologien und die zentrale Grundstoffindustrie bleibt. Deshalb ist es jetzt notwendig, die richtigen Weichen für den Aufbau einer leistungsfähigen Energieinfrastruktur zu stellen.

Der Ausgang des Großexperiments „Energiewende“ ist ungewiss. Neben den Kosten ist das technisch Machbare und die Akzeptanz zu berücksichtigen. Es wäre fatal, die Umsetzung der Energiewende allein der Politik zu überlassen. Der Erneuerungsprozess muss durch ein professionelles Projektmanagement begleitet werden, in das der notwendige Sachverstand einfließt. Ein konsequentes Monitoring muss den Status Quo und die Fortschritte bei der Umsetzung jährlich überprüfen und entsprechende Maßnahmen daraus ableiten.

Aus Sicht des Wirtschaftsrates müssen folgende Punkte erfüllt werden, damit die Energiewende gelingen kann:

### 1. Mehr Transparenz und ein Dialog, der auf Fakten basiert

Die gesellschaftliche Diskussion zur Energiewende erfordert mehr Transparenz und einen faktenbasierten Dialog. Es kann nicht sein, dass die Debatte von ideologiegetriebenen Interessen dominiert wird.

Wir sehen mit großer Sorge, dass die Energiewende von manchen als Kampf zwischen vermeintlich „guten“ und „bösen“ Technologien romantisch verklärt und in den Kontext einer Schlacht der großen Konzerne gegen die kleinen Unternehmen gerückt wird. Das ist pure Ideologie und unredlich zugleich.

Denn um die ehrgeizigen Ziele der Energiewende umzusetzen, reichen dezentrale Bürgersolaranlagen und kommunale KWK-Kraftwerke nicht aus. Um die Stromversorgung von ganzen Industriezweigen zu gewährleisten, sind wir vor allem auf große Offshore-Windparks angewiesen und dürfen auch Großprojekte, wie beispielsweise das Wüstenstromprojekt Desertec, nicht im Voraus ausschließen.

Die Politik steht daher in der Pflicht, den Bürgern die technischen und volkswirtschaftlichen Probleme illusionsfrei zu kommunizieren. Es hat wenig Sinn, eine Energiewende durchsetzen zu wollen, die am Ende scheitert, weil das Bewusstsein für ihre Kosten oder für den notwendigen Ausbau von Netzen und Speichern sowie Kraftwerken fehlt.

### 2. Europäisch statt national denken

Wir müssen endlich aufhören, in der Energiepolitik rein national zu denken. Die Sicherheit von Kernkraftwerken macht nicht an den

Landesgrenzen unserer Nachbarn Halt. Auch führen nationale Sonderwege, wie absolute Minderungsziele für Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) einzelner Bundesländer oder auch Energieträger, in eine industriepolitische Sackgasse und leisten keinen Beitrag zum globalen Klimaschutz. Das regional eingesparte CO<sub>2</sub> wird dabei aufgrund der EU-weiten Obergrenzen nur an anderer Stelle wieder ausgestoßen.

Unsere energiepolitischen Entscheidungen in Deutschland haben eine direkte Auswirkung auf unsere europäischen Partner. Wenn wir Kernkraftwerke abschalten, wird der Strom nicht nur bei uns teurer. Das beeinflusst auch den Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate und damit den Strompreis im europäischen Ausland.

Insbesondere bei den erneuerbaren Energien müssen wir daher schnellstmöglich ein europäisches Gesetz ins Auge fassen: Verbraucher könnten gemäß einer Studie der Beratungsgesellschaft McKinsey im Zeitraum bis 2050 insgesamt bis zu 2 000 Mrd. € einsparen, wenn wir beim weiteren Ausbau die Standortvorteile in den einzelnen EU-Mitgliedsländern nutzen. So könnten – und sollten wir – beispielsweise bei Solarstrom auf die spanische und griechische statt auf die norddeutsche Sonne setzen. Sie scheint dort einfach öfter.

### 3. Marktwirtschaftliche Preisbildung statt 40-Jahres-Pläne

Wenn die erneuerbaren Energien einen Anteil von 80 % am Strommix ausmachen sollen, darf das nicht 80 % Planwirtschaft bedeuten. Deutschland verstößt mit seinem neuen energiepolitischen Sonderweg innerhalb der Europäischen Union gegen die Grundpfeiler des EU-Binnenmarktes. Und wir laufen Gefahr, uns von den Prinzipien Ludwig Erhards zu verabschieden. Denn Pläne sind schnell gemacht, aber sehr schwer umgesetzt.

40-Jahres-Pläne zumal. Damit riskieren wir, in einer Art fürsorglicher Subventionswirtschaft zu landen, die wohl selbst in der DDR mit Kopfschütteln abgetan worden wäre.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien muss auf marktwirtschaftlicher Preisbildung gründen und von marktgetriebenen Innovationen befeuert werden. Sie kann nur gelingen, wenn alle Beteiligten zusammenwirken und die Dynamik der Märkte wieder als Treiber für nachhaltiges Wachstum und Wohlstand in Deutschland gestärkt wird. Wir brauchen keine Dauersubventionen und auch keinen Staatsdirigismus.

#### **4. Die Blockade des Dagegen-Seins lösen**

Die Energiewende wird umso schneller gelingen, je breiter der angewendete Energiemix ist. Wir können noch gar nicht wissen, welche (Energie-)Technologien es in den nächsten zehn bis 20 Jahren zum Durchbruch schaffen. Vielleicht wird die Kernfusion ein Grundpfeiler unserer Energieversorgung, oder CO<sub>2</sub> wird in naher Zukunft stärker als Rohstoff für die Industrie nutzbar sein.

Die grundsätzliche Ablehnung von allem, was nach Großprojekt aussieht, ist deshalb eine ernsthafte Gefahr für das Gelingen der Energiewende. Gerade die Ergebnisse des Stresstests von Stuttgart 21 zeigen, dass es oftmals nicht mehr um die Sache und die zugrunde liegenden Fakten geht, sondern nur noch um das „Dagegen-Sein“.

Heute wird zudem nicht nur gegen Bahnhöfe und Kohlekraftwerke protestiert, sondern auch gegen Windräder und Pumpspeicherkraftwerke. Problematisch ist, dass einzelne Parteien hierbei auch noch allzu großes Profilierungspotenzial sehen und die ideologische Spirale weiter anheizen. Das gefährdet nicht nur die Zukunft der Industrie in Deutschland, sondern auch die Energiewende.

#### **5. Energie bezahlbar halten**

Energie muss bezahlbar bleiben. Nach dem Erfahrungsbereich zum Erneuerbare-Energien-Gesetz des Bundesumweltministeriums kostet uns die Energiewende bis zum Jahr 2030 rund 175 Mrd. €. Das sind fast 10 Mrd. € pro Jahr in den kommenden zwei Jahrzehnten.

Nach Berechnungen des Rheinisch-Westfälischen Institutes werden sich die Kosten der Energiewende nicht, wie Wirtschaftsminister Rösler sagt, mit zusätzlich 1 Cent/kWh, sondern mit dem vier- bis fünffachen zu Buche schlagen. Das bedeutet für jeden durchschnittlichen Drei-Personen-Haushalt 140 bis 175 € Mehrkosten pro Jahr.

Dabei fließen beim Haushaltsstrom schon heute rund 14 % in die erneuerbaren Energien und beim Industriestrompreis durchschnittlich sogar 31 %. Die energieintensiven Industrien wie Baustoffe, Chemie, Glas, NE-Metalle, Papier und Stahl sind davon am stärksten betroffen. Bei einem Energiekosten-Anteil von bis zu einem Viertel an der Bruttowertschöpfung kann jede minimale Preissteigerung die internationale Wettbewerbsfähigkeit drastisch schmälern.

Deutschlands wirtschaftlicher Erfolg baut maßgeblich auf zwei Säulen auf: Export und Industrie. Daher ist es in unserem ureigensten Interesse, die deutschen Strompreise im internationalen Vergleich wettbewerbsfähig zu halten.

Im Zuge der Energiewende wurde die Zahl der von der EEG-Umlage befreiten Betriebe bereits von 600 auf 1 560 erhöht. Laut einer Studie der Technischen Universität Berlin wurden diese Betriebe damit um 3,3 Mrd. € entlastet, was ein wichtiger Schritt zu Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit ist. Diese Kosten werden aber auf alle anderen Stromkunden umgelegt. Der Weg kann also nicht sein, einige Kunden von der Umlage zu befreien, sondern es gilt, die Umlage an sich strukturell zu überdenken oder zu deckeln.

#### **6. Erneuerbare Energien müssen versorgungssicher und netzstabil sein**

Bisher leistet grüner Strom kaum einen Beitrag zur Versorgungssicherheit und zur Netzstabilität. So wurden beispielsweise am 13. April dieses Jahres 18 813 MW Windstrom in die Netze eingespeist. Am darauf folgenden Tag waren es jedoch nur noch 628 MW.

Maximal 10 % der installierten Leistung erneuerbarer Energien gelten als gesichert, sind also jederzeit abrufbar. 90 % hingegen unterliegen ständigen Schwankungen aufgrund von Windflauten oder Wolken, welche die Sonne verdecken.

Wenn wir in nur neun Jahren rund ein Drittel unserer Stromversorgung größtenteils aus wetterabhängigen Technologien einspeisen wollen, benötigen wir ausreichend Speicher und konventionelle Reservekraftwerke. Wenn es uns gelingt, ein europaweites Netz zu bauen, ähnlich der häufig propagierten Kupferplatte, können wir diese Schwankungen teilweise ausgleichen.

Bei einem angenommenen Anteil der Erneuerbaren von 80 % am Stromverbrauch in 2050 sind das gewaltige Herausforderungen: Wollten wir nur Speicher zum Ausgleich einsetzen, müssten die heutigen Speicherkapazitäten um das 250- bis 300-fache erhöht werden. Das Problem ist, dass die hierfür notwendigen Flächen für Pumpspeicherkraftwerke sehr begrenzt sind und neue Speichertechnologien – entgegen der allgemeinen Auffassung – noch nicht einmal ansatzweise zur Verfügung stehen.

Für Flaute-Phasen und sonnenschwache Zeiten brauchen wir daher einen „Airbag“ aus konventionellen Kraftwerken, die die erneuerbaren Energien flexibel ergänzen und wetterunabhängig Leistung bereitstellen können. Doch mit den aktuellen Großhandelspreisen für Strom von rund 50 €/MWh lassen sich neue Kraftwerke auf Basis fossiler Brennstoffe wirtschaftlich weder bauen noch betreiben.

#### **7. Markt-Design an Stelle von Kapazitätsmärkten**

Trotz des massiven Ausbaus von Windrädern und Photovoltaik-Anlagen brauchen wir weiter konventionelle Kraftwerke. Wir müssen sogar neue, moderne Kohle- und Gaskraftwerke bauen: Je mehr regenerative Energie wir haben, desto mehr konventionelle Reservekapazität brauchen wir für Zeiten, in denen der Wind nicht weht und der Himmel bewölkt ist.

Der Kernenergieausstieg, die Absagen zahlreicher Neubauprojekte und die zunehmend angespannte Netzsituation haben diesbezüglich zu einer verstärkten politischen Diskussion darüber geführt, ob das bestehende Markt-Design die Versorgungssicherheit in Deutschland noch gewährleisten kann.

Der Ruf nach so genannten „Kapazitätsmärkten“ wird lauter. Hinter diesem Begriff verbirgt sich ein breites Spektrum teilweise



sehr unterschiedlicher Anreizmechanismen zur Bereitstellung gesicherter Leistung. Da der deutsche Markt derzeit und auch in absehbarer Zukunft über ausreichend Kapazitäten verfügt und kein Marktversagen erkennbar ist, besteht keine Notwendigkeit für einen umfassenden Kapazitätsmarkt. Dieser ist insbesondere keine Lösung für regionale, netzbedingte Engpässe, die von der Bundesnetzagentur im kommenden Winter für Süddeutschland erwartet werden. Insofern sollte der Fokus bei der Weiterentwicklung der Strommärkte zum Beispiel auf die Ausweitung der Regelenergiemärkte oder die Einführung zusätzlicher Reserven gelegt werden.

## 8. Versorgungssicherheit gewährleisten

Die Energieversorgung Deutschlands muss auch in Zukunft sicher und zuverlässig sein. Auch wenn durch den Ausstieg aus der Kernenergie kein akuter Blackout droht, bleibt die Netzsituation in Deutschland sehr angespannt.

In manchen Regionen haben unsere Netze nur Kreisstraßenniveau, obwohl wir dort dreispurige Autobahnen bräuchten. Wird noch mehr Windstrom in die Netze eingespeist, ohne sie auszubauen, drohen weitflächige Stromausfälle.

In Ostdeutschland stehen beispielsweise 42 % aller Windräder, dort werden aber nur 18 % des gesamten Strombedarfs verbraucht.

Im Bereich des Stromübertragungsnetzbetreibers Tennet musste beispielsweise seit Beginn des Kernenergie-Moratoriums über ein Dutzend Mal pro Tag in das Netz eingegriffen werden, um Windkraftanlagen herrunterzufahren. Im Jahr 2003 gab es im ganzen Jahr nur an zwei Tagen derartige Eingriffe.

## 9. Ein schnellerer Ausbau der Netze ist unabdingbar

Der Aufbau einer leistungsfähigen Energieinfrastruktur muss dringend beschleunigt werden. Fällt der Strom deutschlandweit aus, kostet uns das pro Stunde etwa 1 Mrd. €.

Der schnelle Ausstieg aus der Kernenergie muss deshalb zu einem noch schnelleren Aus-

bau der Stromnetze und -speicher sowie der Modernisierung des Kraftwerksparks führen.

Seit 2005 werden pro Jahr rund 20 km Stromnetze errichtet. Um die Ziele der Bundesregierung zu erreichen, müssen wir die Geschwindigkeit ab sofort auf 500 km pro Jahr steigern. Dabei benötigen wir für heutige Genehmigungsverfahren oftmals bis zu 10 oder sogar 20 Jahre.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird durch überbordende Bürokratie und massive Akzeptanzprobleme vor Ort gehemmt. Mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz wurde ein erster Schritt in die richtige Richtung unternommen. Entscheidend ist aber vor allem, dass wir vor Ort die Zustimmung der Bevölkerung für die neuen Stromtrassen und Kraftwerke einholen.

## 10. Überprüfung der deutschen und europäischen Klimaschutz-Prioritäten

Bei der Erreichung der Klimaziele müssen wir ehrlich sein: Zwar sind die Klimaziele EU-weit mit einer Obergrenze gedeckelt, allerdings sinkt der deutsche Beitrag durch den Ausstieg deutlich: 22,5 % an CO<sub>2</sub>-freier Erzeugung werden innerhalb eines Jahrzehnts verschwinden. Wollte man die gesicherte Leistung durch den Ausbau nur durch Windenergieanlagen und ohne zusätzliche Speicher ersetzen, wären 40 000 Windenergieanlagen mit je 5 MW notwendig.

Angesichts dieser Zahlen ist es dringend erforderlich, die eigenen nationalen Klimaschutzziele objektiv zu überprüfen und gegebenenfalls die Instrumente neu auszurichten. So verfügen neue Kohlekraftwerke inzwischen über einen Wirkungsgrad von bis zu 46 % – das sind 30 % mehr als bei älteren Anlagen. Könnten wir den Wirkungsgrad aller Kohlekraftwerke weltweit um nur einen Prozentpunkt erhöhen, würden wir so viel CO<sub>2</sub> einsparen wie ganz Deutschland ausstößt.

Zudem sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Erzeugung aus Kohle nicht so schlecht wie häufig dargestellt. Betrachtet man die gesamte Prozesskette, vom Bohrloch bzw. vom Tagebau bis zur Steckdose, wird der Unterschied zwischen Gas und Braunkohle wesentlich geringer, als wenn man nur dem Ausstoß am Kraftwerk betrachtet.

## 11. Forschung und Entwicklung schnell und ergebnisoffen vorantreiben

Laut den jüngsten Prognosen wird die Weltbevölkerung von derzeit sieben auf 9,3 Mrd. Menschen im Jahr 2050 anwachsen. Wenn es so weiter geht wie heute, werden die Menschen dann weltweit auch drei Mal so viel Mineralien, Erze und fossile Brennstoffe verbrauchen.

Daher ist es dringend notwendig, dem Klimawandel aus wissenschaftlich-technologischer Perspektive und ohne Scheuklappen zu begegnen. So hält zum Beispiel die Internationale Energie-Agentur Technologien zur Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> (CCS) im Jahr 2035 für genauso wichtig wie erneuerbare Energien. Sie könnten global bis zu 20 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen auffangen.

Gleichzeitig müssen wir hochinnovative Verfahren weiter erforschen, die klimaschädliches CO<sub>2</sub> nutzen und damit nicht in die Atmosphäre entweichen lassen (CCU). Zudem müssen insbesondere mechanische Speichertechnologien wie Druckluftspeicher-Kraftwerke oder auch elektrochemische und thermische Speicherlösungen weiter gefördert werden. Sie können in Zukunft wirtschaftliche Beiträge zur sicheren Stromversorgung leisten.

## Zum Erfolg verdammt

Wir dürfen uns nichts vormachen: Die angedachte Energiewende ist zum Erfolg verdammt. Ein Scheitern können wir uns nicht erlauben. Der vor uns liegende Transformationsprozess erfordert jedoch ein hohes Maß an Sorgfältigkeit und wirtschaftlichem Sachverstand. Insbesondere aus volkswirtschaftlicher Perspektive müssen wir weiter auf unsere Grundwerte vertrauen.

Kreativität und Innovation entstehen in Freiheit und nicht per staatlichem Dekret. Wenn wir es schaffen, die Herkulesaufgaben in diesem Sinne zu bewältigen, dann könnten wir auch die zahlreichen Chancen der Energiewende nutzbar machen.

*Dr. J. Lambertz, Vorsitzender der Bundesfachkommission Energiepolitik, W. Steiger, Generalsekretär, Wirtschaftsrat der CDU e.V., Berlin  
info@wirtschaftsrat.de*

## Interessante Möglichkeiten für kleinere und mittlere Unternehmen

*Der Rahmen für die Energiewende steht, nun geht es zügig an die Umsetzung. Welche Aufgaben und Chancen bestehen dabei für kleinere und mittlere Unternehmen (KMU)? Was sind die Innovationen, die angestoßen und die neuen Geschäftsfelder, die von diesen dezentralen Akteuren im Energiemarkt angepackt werden sollten? „et“ befragte RAIN Heike Schoon, Leiterin der KMU-Vertretung beim BDEW.*

**„et“:** Die Transformation der Energiewirtschaft erfordert riesige Anstrengungen auf mehreren Gebieten. Wo sollten die KMU vorwiegend ansetzen?

**Schoon:** Es besteht auf allen Wertschöpfungsstufen großer Handlungsbedarf. Ich möchte aber gerne zwei Bereiche herausstellen: die Erzeugung und die Verteilnetze. In beiden Bereichen muss noch erheblich investiert werden, wenn wir die Energiewende schaffen wollen. Für den Erzeugungssektor gilt das bekanntermaßen sowohl für die erneuerbaren Energien als auch für konventionelle Kraftwerke. Zwar ist der Bereich Erzeugung ein Geschäftsfeld, auf dem bislang eher wenige KMU tätig sind, auch wenn dies nach meiner Wahrnehmung gerade im Bereich erneuerbare Energien zunimmt. Mit dem neuen EEG und den damit gegebenen Rahmenbedingungen wird das Engagement der KMU weiter wachsen, vor allem im Bereich Windkraft. Die Aktivitäten von Stadtwerken und KMU im Erzeugungsbereich erhalten aktuell auch politisch viel Unterstützung. Das geplante Kraftwerksförderprogramm der Bundesregierung ist ein Beispiel dafür.

**„et“:** Und wie schätzen Sie Lage und Perspektiven bei den Verteilnetzen ein?

**Schoon:** Im Verteilnetzbereich sieht die Situation hingegen etwas anders aus. Auch hier sind zwar erhebliche Investitionen in den Ausbau erforderlich. Der starke und wünschenswerte Ausbau der erneuerbaren Energien und die damit verbundene Netz-

integration ist für die Verteilnetzbetreiber unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen eine große Herausforderung - insbesondere aufgrund des bundesweiten Zubaus von Photovoltaik-Anlagen.

Die Verteilnetzbetreiber haben eine Anschluss- und Netzausbaupflicht, ohne dass dieser Pflicht nach Auffassung des BDEW eine angemessene Rendite gegenübersteht. Hier haben die KMU und alle anderen Verteilnetzbetreiber eine große Last und Verantwortung zu schultern. Das geht in der politischen Diskussion, die sich für meinen Geschmack immer noch zu sehr auf die Übertragungsnetze allein konzentriert, leider etwas unter. Mit der Verteilnetzstudie des BDEW konnten wir es allerdings schaffen, dieses Thema stärker in den politischen Fokus zu rücken. Zurzeit bemühen wir uns ganz konkret um bessere Investitionsbedingungen bzw. Investitionsanreize für die Verteilnetzbetreiber im Rahmen der anstehenden Novellierung der Anreizregulierungsverordnung.

**„et“:** In welchen der Bereiche Beschaffung/Erzeugung/Speicherung, Netzverstärkung/-ausbau (Smart Grid) sowie Vertrieb wäre eine Zusammenarbeit von KMU sinnvoll?

**Schoon:** Es existieren bereits vielfältigste Arten von Kooperationen, die KMU eingehen, sei es im Netzbereich, bei der Beschaffung, bei erneuerbaren-Energien-Projekten, beim überregionalen Vertrieb, aber auch in den klassischen Shared

Service-Bereichen wie Abrechnung, IT etc. Hier gibt es auch viele erfolgreiche Modelle. Dabei werden gerade die horizontalen Kooperationen, also die Kooperationen mit anderen - oftmals benachbarten - KMU stark bevorzugt. Dies ist jedenfalls das Ergebnis der BDEW-Stadtwerke-Studie 2011. Der Grund liegt meiner Meinung nach häufig in der Ähnlichkeit der kommunalen Strukturen und der damit verbundenen vergleichbaren Unternehmenskultur.

**„et“:** Handelt es sich also hauptsächlich um nachbarschaftliche Zusammenarbeit vergleichbarer Unternehmen?

**Schoon:** Die Studie hat auch gezeigt, dass es Geschäftsfelder gibt, in denen Kooperationen unter Einbindung größerer Marktteilnehmern bevorzugt werden. Das ist häufig dann der Fall, wenn es um Gebiete geht, die nicht zu den klassischen Kernkompetenzen der KMU zählen, sondern mit denen sie neue Wege bestreiten oder die sehr kapitalintensiv sind, wie zum Beispiel die Beteiligungen an Offshore-Windparks oder an Speicherprojekten. Dies gilt auch für Geschäftsfelder, bei denen ein gewisses Know-how bzw. Markterfahrung des Kooperationspartners von Vorteil ist, etwa in den Bereichen Beschaffung und Energiehandel oder bei größeren konventionellen Kraftwerksvorhaben.

**„et“:** Wie können die KMU ihre größten Trümpfe, Kundennähe und Kenntnis der Bedingungen vor Ort, bei den anstehenden Aufgaben am besten ausspielen?

**Schoon:** Natürlich ist es angesichts des Widerstands, den Projekte wie etwa der Bau von siedlungsnahen Windrädern oder Biogasanlagen regelmäßig in der Bevölkerung erfahren, durchaus wertvoll, wenn man die spezifischen Verhältnisse und Bedingungen vor Ort genau kennt und einschätzen kann. Entgegen der häufig anzutreffenden bekannten Haltung „not in my backyard“ habe ich von vielen kommunalen KMU vernommen, dass sie ganz bewusst erneuerbare-Ener-



*„Unbestritten ist, dass die Neuausrichtung des Messwesens für die meisten KMU, die aufgrund ihrer Netzbetreibereigenschaft auch Messstellenbetreiber sind, sehr starke Auswirkungen haben wird. Wichtig ist dabei, nicht nur auf die Umsetzung der gesetzlichen Verpflichtung zu schauen, sondern auf den größeren Zusammenhang zwischen den Smart Metern als Bausteine für die Verwirklichung eines Smart Grid. Hier bieten sich - auch im Zusammenhang mit der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) und möglicherweise auch dem Breitbandausbau - grundsätzlich interessante Möglichkeiten für KMU.“*

Heike Schoon, Leiterin der KMU-Vertretung beim Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin

## Forum für kleinere und mittlere Stadtwerke

Wo stehen die mittelständischen Energieversorger beim Aufbau smarter Energiestrukturen insbesondere bei der effizienten Netzeinbindung dezentraler Quellen? Wie können diese selbst innovative Stromerzeugungsoptionen nutzen? Antworten auf diese Fragen und weitere Themen (auch aus dem Wasserbereich) liefert das vom BDEW veranstaltete „Forum für kleinere und mittlere Stadtwerke“ am 29.9.2011 in Tübingen für KMU-Führungskräfte aus dem Süden Deutschlands sowie am 17.11.2011 in Osnabrück speziell zugeschnitten auf Nord- und Mitteldeutschland. In Tübingen wird zusätzlich ein Intensiv-Workshop zum Portfoliomanagement für Stadtwerke angeboten.

Ansprechpartner: RAin Heike Schoon (heike.schoon@bdew.de)

Für organisatorische Fragen zur Veranstaltung: Meike.Jaehnel@ew-online.de

www.ew-online.de/PK\_Forum\_KMU\_3.pdf

en-Projekte in ihrer Gemeinde und nicht überregional umsetzen wollen, weil die Kommune einen eigenen Beitrag zur Energiewende leisten will. Ein Schlüssel zum Erfolg ist es dabei häufig auch, den Bürgern die Möglichkeit zu geben, sich vor Ort an diesen Projekten finanziell direkt zu beteiligen. Dies stärkt in der Regel spürbar die Akzeptanz für diese Investitionen.

„et“: Welche neuen Geschäftsfelder bieten sich in der Energiewende besonders KMU an? Gibt es schon erfolgreiche Geschäftsmodelle und Praxisbeispiele?

**Schoon:** Neben den bereits angesprochenen Geschäftsfeldern wie zum Beispiel der Beteiligung an erneuerbare-Energien-Projekten sehe ich hier vor allem das Thema Effizienz und Energiedienstleistungen. Sicherlich gibt es noch Anlaufschwierigkeiten, wie mit Energieeffizienz ein Geschäftsmodell verbunden werden kann, was ja auf den ersten Blick etwas widersprüchlich erscheint. Aber es existieren bereits viele gute Ansätze auch von KMU, die über eine breite Palette von Dienstleistungen ein interessantes Gesamtpaket für den Kunden anbieten. So werden dezentrale, effiziente Versorgungslösungen auf Erdgasbasis wie zum Beispiel Mikro/Mini-KWK-Anlagen in absehbarer Zeit mit zunehmender Geräteanzahl im Markt und damit verbundener Wirtschaftlichkeit eine größere Rolle spielen. Hier bieten sich Contractinglösungen (auch unter Einbeziehung von Marktpartnern) gerade auch für KMU, die von der Kundennähe und der Präsenz vor Ort profitieren, als interessante Geschäftsmodelle an.

„et“: Wie sieht es bei den Transformationstechnologien wie Smart Metering und Smart Grid aus? Werden die Chancen erkannt und – wo sinnvoll – gemeinsam angepackt?

**Schoon:** Durch das neue EnWG ist wieder mehr Dynamik in das Thema Smart Metering bzw. intel-

ligente Messsysteme gekommen, auch wenn viele Unternehmen hier noch sehr zurückhaltend sind. Vor dem Hintergrund der auch nach der gerade in Kraft getretenen EnWG-Novelle immer noch relativ unklaren Rahmenbedingungen und vielen ungeklärten technischen Fragestellungen ist dies für mich auch völlig verständlich. Unbestritten ist jedoch, dass die Neuausrichtung des Messwesens für die meisten KMU, die aufgrund ihrer Netzbetreibereigenschaft auch Messstellenbetreiber sind, sehr starke Auswirkungen haben wird. Wichtig ist dabei, nicht nur auf die Umsetzung der gesetzli-

chen Verpflichtung zu schauen, sondern auf den größeren Zusammenhang zwischen den Smart Metern als Bausteine für die Verwirklichung eines Smart Grid. Hier bieten sich – auch im Zusammenhang mit der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) und möglicherweise auch dem Breitbandausbau – grundsätzlich interessante Möglichkeiten für KMU.

„et“: Frau Schoon, vielen Dank für das Interview.

Die Fragen stellte Franz Lamprecht

# Energie und Wasser aus Regensburg.



**Das Geschäftsjahr 2010**

**Absatzzahlen**

Strom	Mio. kWh	1.322
Gas	Mio. kWh	2.399
Wärme	Mio. kWh	141,5
Wasser	Mio. m <sup>3</sup>	9,95
Umsatzerlöse ohne Stromsteuer	Mio. €	208,2
Bilanzsumme	Mio. €	243,9
Investitionen in Sachanlagen	Mio. €	35,8

**ausgewählte Kennzahlen**

Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter im Durchschnitt des Geschäftsjahres	380
Auszubildende	32

Immer für Sie nah!



www.rewag.de