

Electricity Markets Working Papers

WP-EM-44

Nachfragesicherung und Lastflüsse nach dem Abschalten von Kernkraftwerken in Deutschland – Sind Engpässe zu befürchten?

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

May 2011



Dresden University of Technology
Chair of Energy Economics



Berlin University of
Technology
Workgroup for
Infrastructure Policy
(WIP)



European
University
Institute
Florence

Nachfragesicherung und Lastflüsse nach dem Abschalten von Kernkraftwerken in Deutschland – Sind Engpässe zu befürchten?

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

Abstract:

In dieser Studie werden die Auswirkungen des Kernkraftwerksmoratoriums bzw. des vollständigen -ausstiegs auf das deutsche Elektrizitätssystem ermittelt; insbesondere werden erstmalig die Energiebereitstellung und die Lastflüsse im deutschen und mitteleuropäischen Elektrizitätsnetz analysiert. Unter Verwendung des techno-ökonomischen Modells ELMOD werden der Kraftwerkseinsatz, die Importe und Exporte sowie die Leitungsbelastung für einen repräsentativen Lastfall in einem Wintermonat ermittelt. In den beschleunigten Ausstiegsszenarien verschiebt sich die Stromhandelsbilanz mit dem Ausland in Richtung höhere Nettoimporte Deutschlands, insb. im Handel mit den Niederlanden, Österreich sowie Polen. Zusätzliche Importe aus Kernkraftwerken (KKW) finden nicht statt, da bereits im Referenzfall die KKW's aufgrund der Abrufangfolge (Merit Order) voll ausgelastet sind. Innerhalb Deutschland und Mitteleuropas kommt es zu einer verstärkten Nutzung fossiler Energieträger. Die Preise liegen in den Ausstiegsszenarien um einige Euro pro Megawattstunde höher als im Status Quo. Die Ergebnisse weisen darauf hin, dass die fortgesetzte Abschaltung der sieben Kernkraftwerke des Moratoriums keine ernsthaften Engpässe induziert; ein vollständiger Ausstieg aus der Kernkraft in Deutschland ist insbesondere vor dem Hintergrund der sich derzeit im Bau befindlichen Kraftwerkskapazitäten in den nächsten 3-7 Jahren möglich.

Key words: electricity, Germany

JEL-code: L94

* Friedrich Kunz, Dominik Möst, TU Dresden, friedrich.kunz@tu-dresden.de, dominik.moest@tu-dresden.de
Christian von Hirschhausen, TU Berlin, cvh@wip.tu-berlin.de
Hannes Weigt, European University Institute, hannes.weigt@eui.eu

Abstract:

This paper analyzes the impact of the phasing-out of nuclear energy on the German electricity system. In particular, this is the first study that includes an analysis of energy supply security and critical line flows in the German and the European electricity networks. We use the technical-economic model of the European electricity market, ELMOD, to simulate alternative power plant dispatch, imports and exports, as well as the network use for a representative winter day. Closure of nuclear power plants in Germany leads to higher net imports of Germany, in particular in trade with the Netherlands, Austria, and Poland. None of the additional imports comes from nuclear power plants, because these are already fully utilized in the merit order. Electricity generation from fossil fuels increases slightly, both in Germany and in Central Europe. Electricity prices increase on average by a couple of Euro per MWh. The results indicate that the closure of the seven nuclear power plants within the “moratorium” causes no significant supply security issues neither network constraints; we also find that a full phasing out of nuclear power in the coming years is possible, given the significant constructions projects ongoing.

Key words: electricity, Germany

JEL-code: L94

1 Einleitung

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 bzgl. der Erzeugungskapazitäten vorliegen, welche im Ausstiegsfall benötigt werden, gibt es noch keine Studien, welche Erzeugungs- und Netzsituation gemeinsam abbilden. Die vorliegende Studie analysiert daher zwei Ausstiegsszenarien in Bezug auf die Stromversorgung und das Übertragungsnetz in Deutschland sowie in den europäischen Nachbarländern. Dabei werden die Auswirkungen der gegenwärtigen Außerbetriebnahme („Moratorium“) und eines vollständigen Ausstiegs aus der Kernenergie auf die Stromversorgung, Im- und Exporte, Netzflüsse sowie Preise analysiert.

Die Analyse basiert auf dem am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Public Sector Management der TU Dresden entwickelten europäischen Elektrizitätsmarktmodell ELMOD (Leuthold, Weigt und von Hirschhausen, 2011)² und simuliert zwei repräsentative Ausstiegsszenarien. Im Fall der Fortführung des Moratoriums, d.h. weiterhin abgeschalteter sieben Kernkraftwerke, ergeben sich insgesamt nur geringe Auswirkungen auf das deutsche Stromsystem. Im Fall eines vollständigen Ausstiegs aus der Kernkraft in Deutschland fehlen im Modell trotz erhöhten Stromimporten ca. 1 GW an Leistung; angesichts der bis 2013 zu erwartenden Nettokraftwerkszubau von 9 GW (BNetzA, 2011, S. 7) weist dies darauf hin, dass ein Ausstieg insbesondere vor dem Hintergrund der sich derzeit im Bau befindlichen (fossilen) Kraftwerkskapazitäten in den nächsten 3-7 Jahren möglich erscheint. Bevor das Modell und die Ergebnisse der Modellrechnungen im Einzelnen vorgestellt werden, wird im folgenden Abschnitt ein kurzer Überblick über jüngere Studien zum Kernenergieausstieg eingegangen.

2 Überblick über jüngere Arbeiten zum Kernenergieausstieg in Deutschland

In Matthes et al. (2011a) werden kurzfristige Ersatzoptionen für einen schnellen Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland aufgezeigt. Matthes et al. (2011a) kommen zu dem Schluss, dass kurzfristig die sieben ältesten Reaktoren sowie weitere zwei KKW-Blöcke problemlos abgeschaltet werden können. Weitere vier Blöcke können in Kombination mit zusätzlichen Kapazitäten derzeit im Bau befindlicher Kraftwerke und mit Lastmanagement-Maßnahmen vom Netz gehen. Die letzten drei Blöcke können laut Matthes et al. (2011a) „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 Matthes et al. (2011b) werden explizit die Auswirkungen der kurzfristigen Abschaltungen auf die Entwicklung des Stromaustausches analysiert. Die Autoren kommen zu dem Schluss, 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“.

² In dieser Referenz findet sich eine detaillierte Übersicht des Modells mit allen Modellvarianten und der Datengrundlage.

Eine erhöhte Produktion in Kernkraftwerken ist aufgrund der Abrufangfolge (Merit-Order) nicht zu erwarten.

In BNetzA (2011) werden die Auswirkungen des KKW-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit analysiert. Laut BNetzA (2011) ist die gegenwärtige Abschaltung für das Sommerhalbjahr beherrschbar, allerdings wird bei Beibehaltung der Abschaltung in Wintermonaten mit angespannten Netzsituationen gerechnet. Vor weiteren Abschaltungen wird in dem Gutachten explizit abgeraten. Zudem werden laut BNetzA (2011) aufgrund der höheren Stromtransporte Netzbau- und/oder Netzverstärkungsmaßnahmen verzögert, da Leitungen nicht wie geplant abgeschaltet werden können. Des Weiteren fallen insbesondere in Süddeutschland Bereitsteller von Blindleistung weg, die durch andere Quellen langfristig ersetzt werden müssen. Laut BNetzA (2011) besteht 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 in europäischen Verbund“ auftreten.

In r2b (2011) werden die energieökonomischen Auswirkungen eines Ausstiegs bis 2017 analysiert. Die Autoren rechnen mit einem CO₂-Preisanstieg um bis zu 48% und einer Erhöhung des Großhandelspreises für Strom um bis zu 30% im Jahr 2018. Der Endverbraucherpreis steigt laut r2b (2011) in Verbindung mit dem starken Ausbau der erneuerbaren Energien um ca. 18% im Vergleich zum heutigen Niveau. Prognos (2011) kommt 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.“ (Prognos, 2011, S. 29).

3 Netzmodell

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

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

N.B.:

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

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

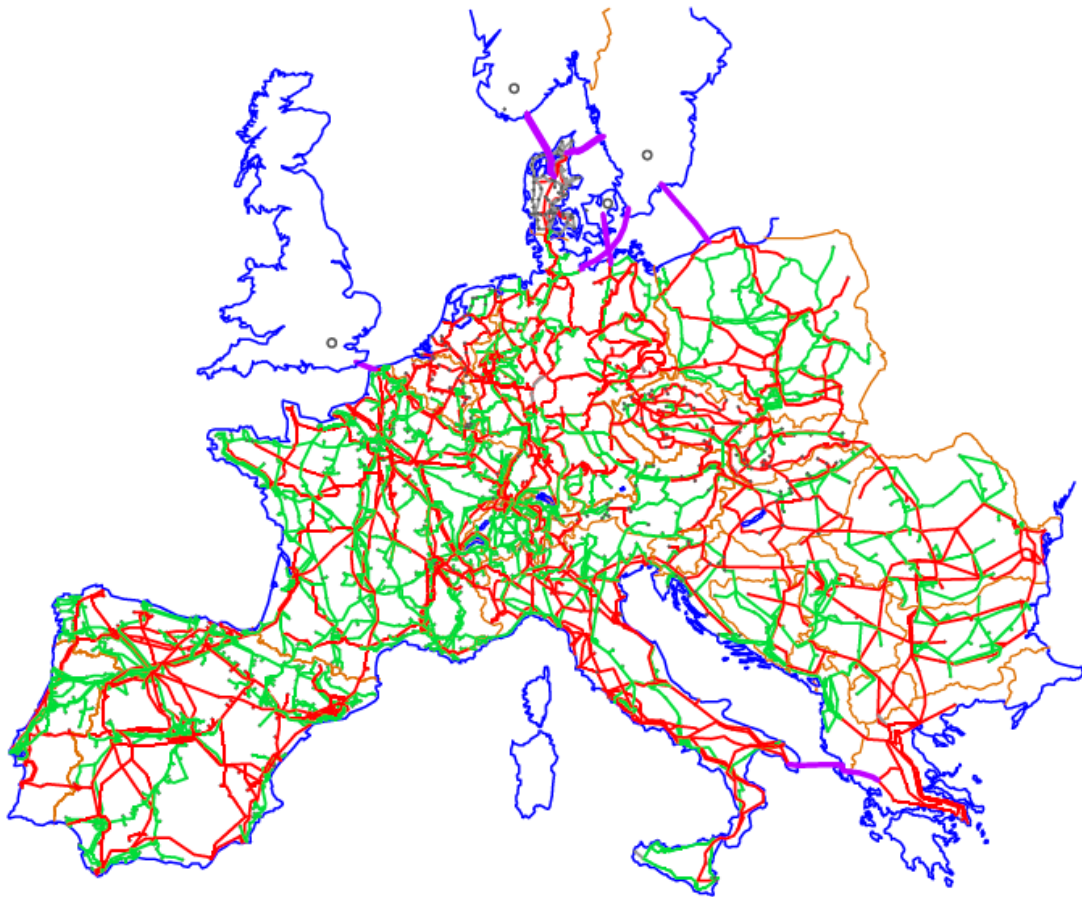
$$|P_l| \leq P_l^{\max} \quad (4)$$

Die Zielstellung des Modells ist die Ermittlung eines kostenminimalen Kraftwerkseinsatzes 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 n_i entsprechen (Gleichung 2). Zusätzlich ist eine extern vorgegebene Einspeisung von Windenergie w_i 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 Kraftwerkseinsatz 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 (Schweppe et al., 1988). Der Lastfluss P auf einer Leitung darf die zulässige Maximallast P^{\max} in keine der beiden Flussrichtungen überschreiten (Gleichung 4). Die maximale Leitungslast wird um einen Faktor von 25% reduziert um das n-1 Sicherheitskriterium zu approximieren.

Als Referenztag für die Berechnungen wird der 3. Mittwoch im November des Jahres 2010 verwendet.³ Brennstoff- und Zertifikatpreise entsprechen den damaligen Tagespreisen. Das Modell umfasst alle Knoten und Leitungen im europäischen Übertragungsnetz (Abbildung 1). Die Optimierung des Kraftwerksdispatch in dieser Studie umfasst lediglich die mitteleuropäischen Länder.⁴ Die Nachfrage ist fix vorgegeben und reagiert nicht preiselastisch.

Abbildung 1: Netzrepräsentation



4 Szenarien und Ergebnisse

4.1 Szenariendefinition

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

- **Status Quo:** basierend auf dem 3. Mittwoch im November des Jahres 2010 wird ELMOD auf reale Marktergebnisse hin kalibriert. Dieser Durchlauf repräsentiert somit den „normalen“

³ Der Referenztag wurde gewählt, da einerseits eine gute Datenverfügbarkeit gegeben ist. So hat die ENTSO-E jeweils für den 3. Mittwoch eines Monats die stundenscharfen Netzlasten für alle Länder im Verbundsystem veröffentlicht. Andererseits ist an einem Wochentag im Winter eine höhere Nachfrage und damit eine stärkere Kraftwerksauslastung sowie Netzbelastung zu erwarten.

⁴ Belgien, Dänemark, Deutschland, Frankreich, Italien, Luxemburg, die Niederlande, Österreich, Polen, Schweiz, Slowakei, Slowenien, Tschechien, Ungarn und Kroatien

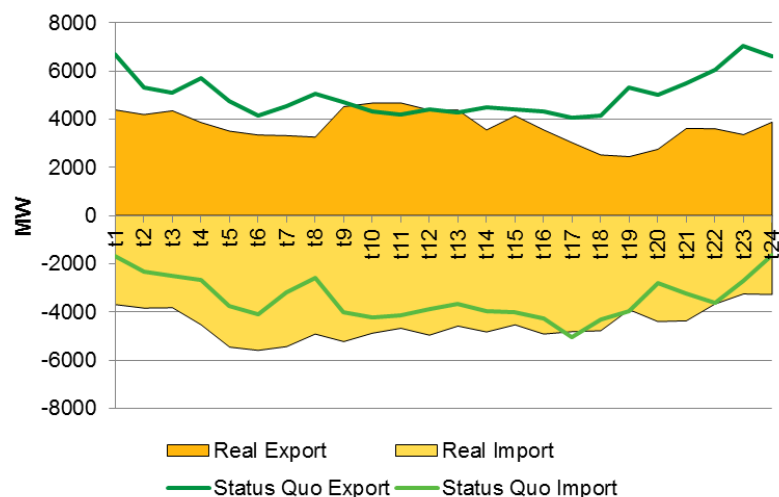
Marktzustand, in welchem die deutschen KKW's entsprechend der Revisionspläne verfügbar sind. Dieses Szenario dient ebenfalls dazu Abweichungen ELMODs zu den realen Marktergebnissen zu quantifizieren.

- **Moratorium:** Im zweiten Durchlauf werden die sieben älteren Meiler entsprechend des Atom-Moratoriums vom 14.03.2011 vom Netz genommen. Dieser Durchlauf repräsentiert somit eine Approximation der aktuellen Marktsituation im Juni 2011. Damit können die Auswirkungen auf Preise, Dispatch, Import und Export und Netzengpässe ermittelt werden.
- **Phase-Out:** Im dritten Szenario wird eine theoretische Situation simuliert, in welcher alle deutschen KKW's 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.⁵

4.2 Status Quo

Abbildung 2 und Abbildung 3 zeigen die Übereinstimmung von Modell und Realität anhand des Vergleichs der tatsächlichen Lastflüsse mit den Lastflüssen im Modell und den Grenzkosten der Stromerzeugung mit den Marktpreisen. Deutschland war am 17. November 2010 Nettoimporteur von Elektrizität, wobei Deutschland v.a. in Richtung Schweiz, Niederlande, und Polen exportiert und aus Frankreich, Österreich, und Tschechien importiert (Abbildung 2). Die simulierten Preise sind in Abbildung 3 dargestellt.⁶

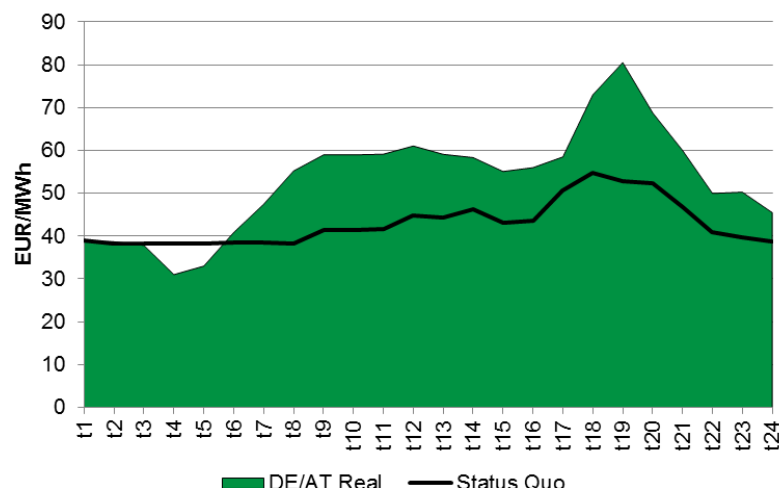
Abbildung 2: Vergleich von Grenzflüssen



⁵ Die Nachfrage, Erzeugungskosten, Emissionspreise und Kraftwerksverfügbarkeiten bleiben in allen Szenarien gleich („ceteris-paribus“ Simulation).

⁶ Differenzen zwischen tatsächlichen und modellierten Mengen und Preisen sind unvermeidlich. Bzgl. der Mengen wird von ELMOD zuviel 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.

Abbildung 3: Vergleich von Marktpreisen



4.3 KKW Abschaltungen: „Moratorium“ und „Phase-Out“

Import/Export

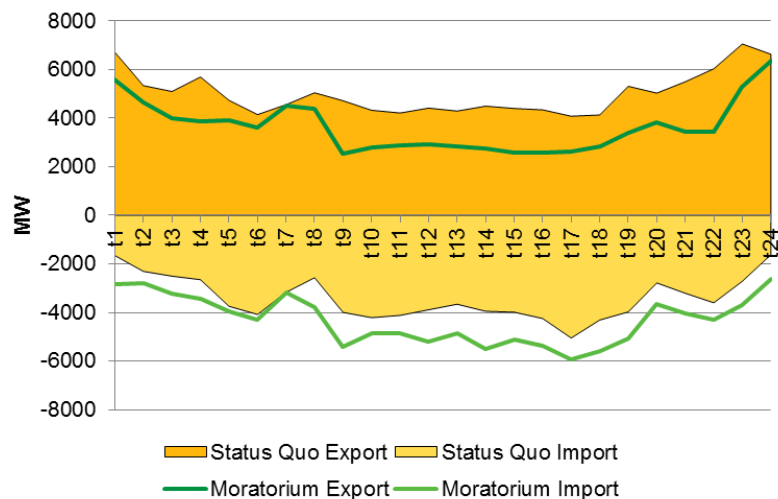
Im Falle der Abschaltung von KKW in Deutschland kommt es zu einer Erhöhung der Importe bei gleichzeitiger Reduktion der Exporte (Abbildung 4). Im Falle der Abschaltung der sieben alten Meiler im Rahmen des Moratoriums vermindern sich die Exporte auf 75% des Status Quo und die Importe erhöhen sich um 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, und andererseits durch ausländische Kapazitäten kompensiert.

Im Fall des Kernkraftsmoratoriums 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 aufweisen. Im Fall des Phase-Out der Kernkraft setzt sich der Trend fort. Die physischen Exporte gehen zurück und finden nur noch nach Polen und 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 Importe/Exporte spiegeln in beiden betrachteten Fällen einerseits die verminderten Importe bzw. erhöhten Exporte nach Deutschland wider, andererseits auch den Einfluss der Kernkraftwerke auf den physischen Stromfluss auf den Grenzleitungen. Beispielhaft wird der physische Grenzfluss nach Frankreich, Österreich und den Niederlanden auch maßgeblich durch die

grenznahen abgeschalteten Kernkraftwerke vermindert und weniger durch die gesteigerte Erzeugung in diesen Ländern erhöht.⁷

Abbildung 4: Auswirkungen auf Grenzflüsse



Kraftwerkseinsatz und Netzengpässe

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 (Abbildung 5, linke Seite). Diese kann durch vorhandene Kohle- 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 den Peakzeiten sind die deutschen Kohlekraftwerke bereits ausgelastet, so dass eine zusätzliche Produktion nur noch mit Gaskraftwerken möglich ist. Weiterhin werden Kapazitäten in den Niederlanden, Italien, Österreich und Ungarn herangezogen, um das Defizit zu decken.

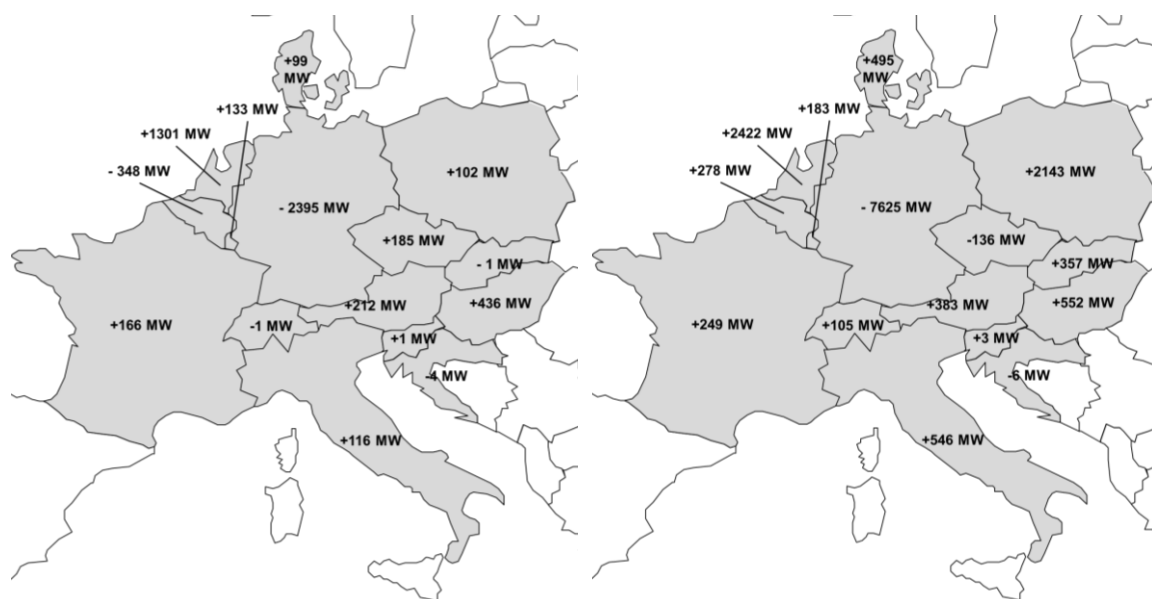
Im Falle einer sofortigen kompletten Abschaltung deutscher KKW's wird in Offpeakzeiten ebenfalls eine Kompensation durch deutsche Kohle- und Gaskraftwerke vorgenommen (Abbildung 5, rechte Seite). Zusätzlich werden Kraftwerke in den Nachbarländern, insbesondere Polen und Tschechien, herangezogen; Italien 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 nicht mehr gedeckt werden, trotz eines erhöhten Importes von Strom aus den Nachbarländern. 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 die Versorgung in Deutschland im ausreichenden Maße verhindern.

⁷ 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.

Im Falle eines sofortigen Ausstiegs aus der Kernenergie kann die fehlende Leistung somit nicht kompensiert werden, wobei das Modell die fehlende Leistung tendenziell unterschätzt.⁸ 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 (BNetzA, 2011, S. 7); hierzu kommen mehrere GW aus dem Bereich der erneuerbaren Energien.

Die Veränderung des europaweiten Dispatches zeigt, dass die fehlende Kernkraftenergie in Deutschland durch Kohle- und Gaskraftwerke ersetzt wird. Die Kernkraftwerke in anderen Ländern verändern ihre Ausbringungsmenge nicht, da sie bereits Vollast fahren. Je nach Typ der Ersatzenergie können sich im Beobachtungszeitraum erhöhte CO₂-Ausstöße ergeben: Die Veränderungen im Vergleich zum Status Quo betragen 0,1 Mio. t („Moratorium“) bzw. 0,3 Mio. t („Phase Out“).⁹ Aufgrund der vorgegebenen Minderungsziele im Emissionshandel ändern sich die Emissionen in Gesamteuropa nicht. Allerdings wird der Emissionszertifikatepreis ansteigen.

Abbildung 5: Gemittelte Veränderung des Kraftwerkseinsatzes im Fall Moratorium (links) und Phase-Out (rechts) gegenüber Status Quo



Preise

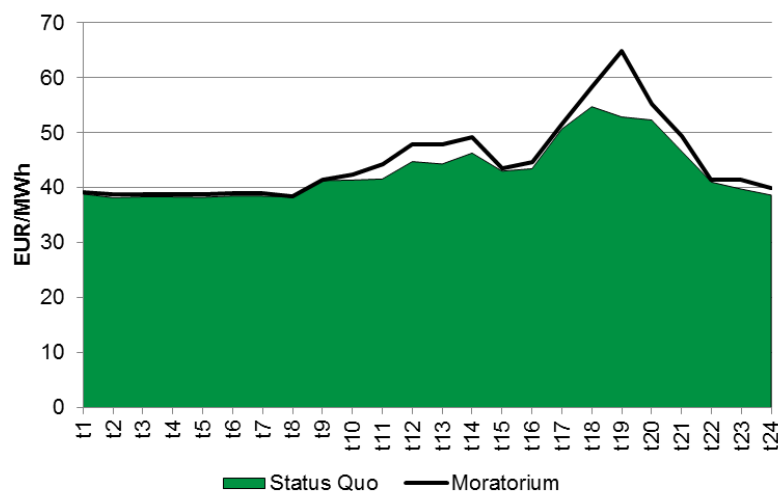
Der veränderte Dispatch spiegelt sich ebenfalls in den Marktpreisen wider (Abbildung 6). In beiden Fällen sind die Auswirkungen zu Offpeakzeiten eher gering, da der europäische Markt zu diesen Schwachlastzeiten über ausreichend Kapazität verfügt, um den Rückgang in Deutschland zu

⁸ Durch die Modellierung eines Referenztages werden Extremereignisse und durch den vollständig deterministischen Modellaufbau die Unsicherheit der Verfügbarkeit erneuerbarer und fossiler Kraftwerke nicht berücksichtigt.

⁹ Die Gesamtemissionsmenge im Status Quo beträgt 2,04 Mio. t CO₂ für den betrachteten Zeitraum (24h) und Region.

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

Abbildung 6: Auswirkungen auf Marktpreise



5 Zusammenfassung

In dieser Studie werden die Auswirkungen des Kernkraftwerksmoratoriums bzw. des vollständigen Ausstiegs auf das deutsche Elektrizitätssystem ermittelt. Insbesondere werden erstmalig die Änderung der Energiebereitstellung und der Lastflüsse im deutschen bzw. mitteleuropäischen Elektrizitätsnetz analysiert.¹⁰ Unter Verwendung des technisch-ökonomischen Modells ELMOD werden der Kraftwerkseinsatz, die Importe 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 höhere Nettoimporte Deutschlands, insb. im Handel mit den Niederlanden, Österreich sowie Polen. Zusätzliche Importe aus Kernkraftwerken finden nicht statt, da die europäischen KKW's aufgrund der Abrufangfolge (Merit Order) bereits im Referenzfall voll ausgelastet sind. Dies deckt sich mit den Ergebnissen aus Matthes et al. (2011b). 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.

¹⁰ 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.

Im Fall der Fortführung des Moratoriums, d.h. weiterhin abgeschalteter sieben Kernkraftwerke, 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 erhöhten Stromimporten ca. 1 GW an Leistung. Angesichts der bis 2013 zu erwartenden Nettokraftwerkszubau von 9 GW (BNetzA, 2011, S. 7) weist dies darauf hin, dass ein Ausstieg insbesondere vor dem Hintergrund der sich aktuell im Bau befindlichen (fossilen) Kraftwerkskapazitäten in den nächsten 3-7 Jahren möglich erscheint.

Allerdings sind weitere Analysen erforderlich, die nicht nur einen typischen Tag umfassen. Dabei muss bei der Analyse des Energieversorgungssystems insbesondere die Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien adäquat berücksichtigt werden.

6 Referenzen

- BNetzA (2011): Fortschreibung des Berichts der Bundesnetzagentur zu den Auswirkungen des Kernkraftwerks-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit. Bonn, 27. Mai.
- Leuthold, Florian U., Hannes Weigt, and Christian von Hirschhausen (2011): 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.
- Matthes, Felix, Ralph O. Harthan und Charlotte Loreck (2011a): Schneller Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland. Kurzfristige Ersatzoptionen, Strom- und CO₂-Preiseffekte. Berlin; Kurzanalyse für die Umweltstiftung WWF Deutschland.
- Matthes, Felix, Ralph O. Harthan und Charlotte Loreck (2011b): Atomstrom aus Frankreich? Kurzfristige Abschaltungen deutscher Kernkraftwerke und die Entwicklung des Strom-Austauschs mit dem Ausland. Berlin; Kurzanalyse für die Umweltstiftung WWF Deutschland.
- Prognos (2011): Das energiewirtschaftliche Gesamtkonzept – Konsequenzen eines beschleunigten Ausstiegs aus der Kernenergie in Deutschland. München; Eine Studie im Auftrag der vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V.
- r2b (2011): Energieökonomische Analyse eines Ausstiegs aus der Kernenergie in Deutschland bis zum Jahr 2017. Köln, Studie im Auftrag des BDI.
- Schweppe, Fred C., Michael C. Caramanis, Richard D. Tabors und Roger E. Bohn (1988): Spot Pricing of Electricity. Boston, Massachusetts, Kluwer Academic Publishers.