

Eine modellgestützte Analyse der Entwicklung eines gekoppelten deutschen und französischen Elektrizitätsmarktes

Philipp RINGLER*, Andreas BUBLITZ*, Massimo GENOESE, Wolf FICHTNER

Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Hertzstraße 16, 76137 Karlsruhe, Deutschland, {philipp.ringler, andreas.bublitz, massimo.genoese, wolf.fichtner}@kit.edu

Kurzfassung: In diesem Beitrag wird die Entwicklung eines gekoppelten deutschen und französischen Strommarktes mithilfe eines agentenbasierten Simulationsmodells untersucht. Das für die Analyse gewählte Modell bildet die wichtigsten Akteure am Strommarkt sowie verschiedene technische Rahmenbedingungen ab. Es simuliert zum einen die Kopplung von nationalen Day-ahead-Märkten und zum anderen Investitionsentscheidungen über neue Kraftwerkskapazitäten. Die Ergebnisse zeigen, dass die Kopplung des deutschen und französischen Marktgebietes dazu beiträgt, extreme Last- bzw. Einspeisesituationen auszugleichen. Sie gewinnt mit zunehmender Einspeisung aus fluktuierenden Quellen an Bedeutung. In Deutschland werden modellendogen in den untersuchten Szenarien vor allem Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke zugebaut. Im französischen Marktgebiet wird lediglich in eine geringe Anzahl von Gas-und-Dampf-Kombikraftwerken investiert. Obwohl Anreize für Investoren für Neubauten bestehen, zeigt sich, dass in zukünftigen Jahren die Nachfrage in Frankreich und Deutschland unter den getroffenen Modellannahmen in vereinzelten Stunden nicht vollständig durch die nationale Kraftwerkskapazität und den simulierten Stromaustausch mit dem entsprechend gekoppelten Marktgebiet gedeckt werden kann. Aufgrund der vereinfachten bzw. statischen Berücksichtigung von Speichermöglichkeiten, der Stromnachfrage und des Stromaustausches mit weiteren Marktgebieten besteht zusätzlicher Untersuchungsbedarf insbesondere hinsichtlich des Zusammenspiels dieser Flexibilisierungsoptionen und deren künftige Auswirkung auf Erzeugungssicherheit.

Keywords: Agentenbasierte Simulation, Strommarktmodellierung, Marktkopplung, Versorgungssicherheit, Investitionsverhalten

1 Motivation und Fragestellung

Im Zuge einer fortschreitenden Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte, einer Integration von nationalen Teilmärkten sowie eines Anstiegs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien rückt die Frage der Versorgungssicherheit im europäischen Elektrizitätssystem zunehmend in den Fokus. Unter weiterer Berücksichtigung des alternden und zu einem großen Teil auf Bereitstellung von Grundlast ausgerichteten konventionellen Kraftwerksparks stellt sich die Frage, ob die derzeitigen Marktstrukturen die Besonderheiten von Elektrizitätssystemen ausreichend berücksichtigen, um Erzeugungssicherheit zu gewährleisten.

In diesem Beitrag werden mithilfe eines agentenbasierten Strommarktsimulationsmodells Entwicklungen auf dem deutschen und französischen Strommarkt und entsprechende Wechselwirkungen zwischen beiden Märkten untersucht. Deutschland und Frankreich zählen zu den größten Stromverbrauchern in Europa, verfügen jedoch über eine stark unterschiedliche Erzeugungsstruktur. In der Untersuchung werden unter anderem kurzfristige Effekte in Extremsituationen und das Investitionsverhalten in Energy-only-Märkten analysiert, ebenso werden Auswirkungen auf die Erzeugungssicherheit in beiden Marktgebieten aufgegriffen.

2 Rahmenbedingungen

2.1 Erzeugungssicherheit im europäischen Umfeld

Versorgungssicherheit in Elektrizitätsmärkten umfasst mehrere zeitliche Dimensionen. Langfristig muss in einem Elektrizitätssystem sichergestellt sein, dass genügend Erzeugungsleistung vorgehalten wird, um jederzeit Nachfrageänderungen und Extremsituationen bei einer geringen kurzfristigen Preiselastizität der Nachfrage sowie beschränkten Speichermöglichkeiten abdecken zu können. Dieser Aspekt wird auch mit Erzeugungssicherheit (engl. „generation adequacy“) bezeichnet (Roques 2008; Stoft 2002).

In liberalisierten Strommärkten hängt die Erzeugungssicherheit daher maßgeblich von den Investitionsentscheidungen dezentraler Akteure ab. In dem in Europa vorherrschenden Marktdesign mit einer hauptsächlichen Vergütung gelieferter Energie („energy-only“) müssen adäquate Anreize vorhanden sein, damit ausreichend Erzeugungskapazitäten zugebaut bzw. wirtschaftlich betrieben werden können. Insbesondere Spitzenlastkraftwerke mit wenigen Volllaststunden sind dabei auf viele bzw. ausreichend hohe Preisspitzen angewiesen, um die über die gesamte Betriebsdauer anfallenden Fixkosten zu decken. Durch die zunehmende Einspeisung aus erneuerbaren Energien stellt sich jedoch die Frage nach der Wirtschaftlichkeit dieser systemrelevanten Kraftwerke.

Die Nachfragedeckung in einem Marktgebiet ist ebenfalls abhängig von möglichen Stromaustauschmöglichkeiten mit angrenzenden Marktgebieten. In Europa wird derzeit die Bildung eines europäischen Stromgroßhandelsmarktes angestrebt. Unter anderem wird durch eine Marktkopplung („market coupling“) als grenzüberschreitende Engpassmanagementmethode die Auslastung von Interkonnektoren zwischen mehreren Marktgebieten verbessert (EPEX SPOT 2010).

2.2 Überblick über bestehende Untersuchungen

Zur Untersuchung der Entwicklung des deutschen oder französischen Elektrizitätsmarktes gibt es bereits verschiedene nationale Studien. Beispielhaft seien die „Leitstudien“, herausgegeben vom deutschen Bundesumweltministerium (BMU 2012), der „Netzentwicklungsplan 2013“ der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz Transmission 2013), DIW (2013) sowie eine Studienreihe des französischen Übertragungsnetzbetreibers (RTE 2013) erwähnt. Ebenso existieren Studien, die die gemeinsame Entwicklung im Kontext eines europäischen Elektrizitäts- bzw. Energiesystems untersuchen (z. B. ESA² 2013; Europäische Kommission 2011). Versorgungssicherheit im

Sinne von „generation adequacy“ wird sowohl rückblickend (BMU 2012) als auch zukünftig im Jahr 2023 (DIW 2013) betrachtet, wobei die zukünftige Versorgungssicherheit nicht als gefährdet angesehen wird. Jedoch ist bei der zukünftigen Betrachtung die Perspektive der Energieversorger nicht modellendogen berücksichtigt. In diesem Beitrag sollen die Auswirkungen einer an der Strommarktbörse EPEX SPOT angelehnten Marktkopplung zwischen Deutschland und Frankreich berücksichtigt werden, welche in bisherigen Studien nicht explizit betrachtet wurden.

3 Methodischer Ansatz

3.1 Modellgestützte Analyse von Elektrizitätssystemen

Zur Untersuchung von Strommärkten existiert eine Vielzahl unterschiedlicher Ansätze. Die weiteste Verbreitung haben Optimiermodelle, System-Dynamics-Modelle und agentenbasierte Modelle gefunden (Ventosa 2005).

Optimiermodelle, die die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes unter Betrachtung der gesamten Systemkosten zum Ziel haben, nehmen die Perspektive eines zentralen Planers an. Die Perspektive einzelner Akteure, die individuell Entscheidungen treffen, wird dabei jedoch nicht berücksichtigt. System-Dynamics-Modelle sind in der Lage auch aktorspezifisches Verhalten abzubilden, allerdings sind die Wirkungszusammenhänge, die in diesen Modellen angenommen werden, nur schwer zu validieren. Da Entscheidungen in einem liberalisierten Markt nicht durch einen zentralen Planer sondern durch einzelne Marktakteure getroffen werden, wird für diesen Beitrag ein agentenbasierter Ansatz gewählt, welcher die Akteursperspektive unmittelbar integriert.

3.2 Agentenbasierte Simulation

Agentenbasierte Simulation bietet grundsätzlich die Möglichkeit, interagierende Marktteilnehmer, verschiedene Teilmärkte und individuelle Strategien einzelner Akteure abzubilden (Tefatsion 2006). Ebenso können technische Gegebenheiten berücksichtigt werden. Dadurch eignet sich dieser Modelltyp unter anderem zur Untersuchung von Fragestellungen zum Strommarktdesign. In Guerci et al. (2010) und Weidlich und Veit (2008) erfolgt ein Überblick über bestehende agentenbasierte Simulationsmodelle für Stromgroßhandelsmärkte einschließlich des in diesem Beitrag angewendeten Modells.

3.3 PowerACE

Für die Analysen in diesem Beitrag wird das agentenbasierte Strommarktsimulationsmodell *PowerACE* (Genoese 2010) genutzt. *PowerACE* bildet die zentralen Akteure (z. B. Kraftwerksbetreiber, Netzbetreiber, Nachfrager) auf den verschiedenen Großhandelsmärkten für Strom (z. B. Day-ahead-Markt) ab. Dabei können auch mehrere Marktgebiete gleichzeitig simuliert werden. Durch eine integrierte Betrachtung einer stündlichen Markträumung einerseits sowie einer Kapazitätsausbauplanung andererseits, ist das Modell in der Lage, sowohl kurzfristige als auch langfristige Entwicklungen zu analysieren. Aufgrund der stündlichen Auflösung eignet es sich ebenso zur Untersuchung von Extremsituationen, die beispielsweise aufgrund einer hohen Einspeisung aus erneuerbaren Energien entstehen.

Der kurzfristige Einsatz von konventionellen Kraftwerken wird im Modell detailliert abgebildet, wobei der Day-ahead-Markt den wichtigsten Spotmarkt darstellt. Jedes verfügbare Kraftwerk wird dabei von seinem Betreiber auf dem Day-ahead-Markt zu den entsprechenden Grenzkosten unter Berücksichtigung von Kosten für Brennstoff, CO₂-Emissionszertifikate, Betrieb und Anfahr- bzw. Abfahrvorgänge angeboten. An der Day-ahead-Auktion nehmen darüber hinaus Agenten teil, welche die jeweilige Nachfrage, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und den Einsatz von Pumpspeicher anbieten bzw. nachfragen. Der Stromaustausch mit nicht modellierten angrenzenden Marktgebieten wird ebenfalls über entsprechende Kauf- bzw. Verkaufsgebote berücksichtigt.

Die Day-ahead-Märkte der modellierten Gebiete können gekoppelt werden, indem, analog zum Markträumungsverfahren an der Strommarktbörse EPEX SPOT, die Wohlfahrt unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten maximiert wird. Durch die Optimierung über alle Gebote aus den beteiligten Marktgebieten kann eine verbesserte Auslastung von Kraftwerken sowie ein Ausgleich von Extremsituationen erreicht werden. Abbildung 1 zeigt schematisch die wichtigsten Module zur Simulation des Day-ahead-Marktes im PowerACE-Modell.

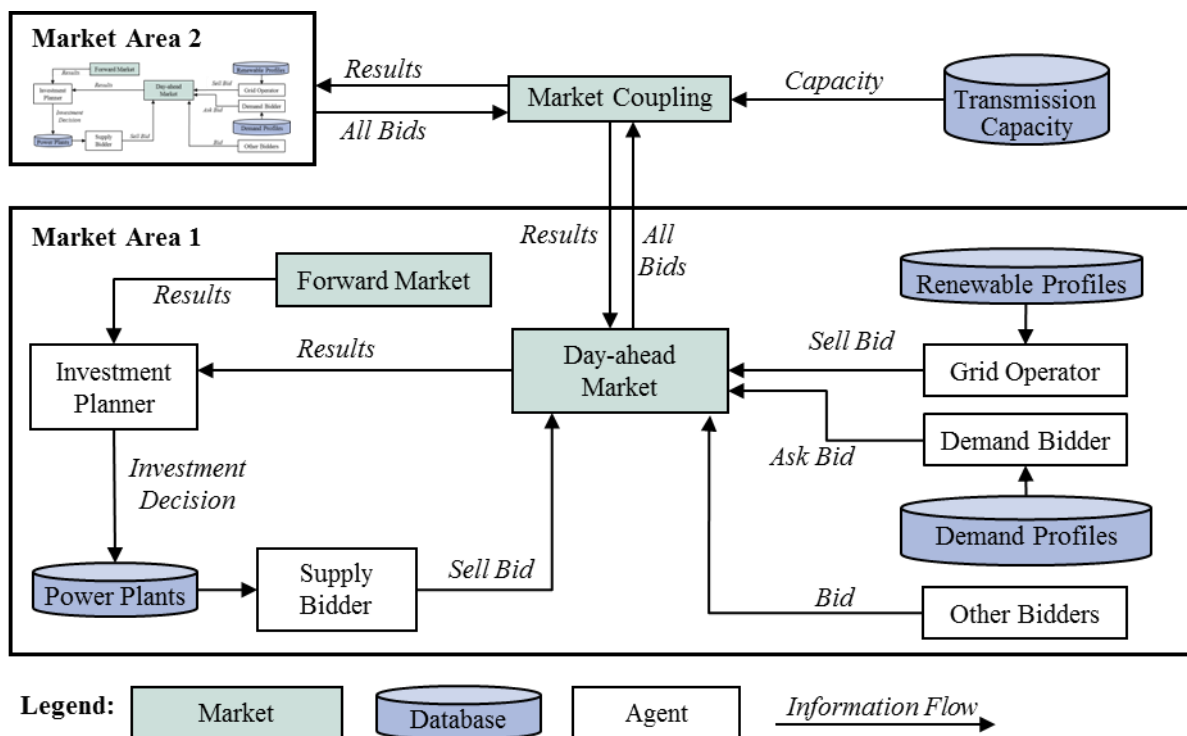


Abbildung 1: Vereinfachte Struktur des Day-ahead-Marktes im PowerACE-Modell.

Neben der kurzfristigen Kraftwerkseinsatzplanung ist der Neubau von konventionellen Kraftwerken eine weitere Entscheidungsvariable. Die Ausbauplanung wird von jedem Kraftwerksbetreiber mittels Kapitalwertmethode getroffen und umfasst Entscheidungen hinsichtlich Technologie und Menge an zuzubauender Erzeugungsleistung. Dafür wird jährlich eine Überprüfung von vorgegebenen Investitionsoptionen mit fester Laufzeit durchgeführt. Für die Kapitalwertberechnung wird eine langfristige Preisprognose herangezogen, welche auf einem vereinfachten Merit-Order-Modell für zukünftige Perioden beruht. Dabei werden nur Erlösmöglichkeiten auf dem Day-ahead-Markt betrachtet.

4 Eingangsdaten und Definition von Szenarien

Im Allgemeinen werden in *PowerACE* verschiedene Eingangsdaten exogen vorgegeben. Dazu zählen auf der Angebotsseite alle relevanten im Betrieb befindlichen Kraftwerke und erwarteten Neubauten, welche jeweils einzeln inklusive ihrer technisch-ökonomischen Eigenschaften berücksichtigt werden. Die Daten des deutschen und französischen Kraftwerksparks basieren auf der UDI World Electric Power Plants Database (Platts 2009), Daten der Bundesnetzagentur sowie zusätzlichen Recherchen zu projektierten und im Bau befindlichen Kraftwerken.

Für die Elektrizitätsnachfrage und die Erzeugung aus erneuerbaren Energien liegen jeweils stündliche Zeitreihen vor. Ebenfalls wird der Stromaustausch mit angrenzenden, nicht eigens simulierten Marktgebieten stündlich aufgelöst berücksichtigt. Erfolgt eine Simulation von mehreren, gekoppelten Marktgebieten, werden die kommerziell nutzbaren Übertragungskapazitäten auch entsprechend vorgegeben.

In diesem Beitrag werden Deutschland und Frankreich als räumliche Systemgrenzen festgelegt und die Modellrechnungen jeweils von 2012 bis einschließlich dem Jahr 2030 durchgeführt. Fokus der Analysen sind die Ergebnisse des Day-ahead-Marktes beider Marktgebiete und der Kapazitätsausbauplanung der abgebildeten Agenten. Die Untersuchungen basieren, soweit verfügbar, auf historischen Daten aus öffentlichen Quellen; für zukünftige Entwicklungen werden auf die im Folgenden beschriebenen Datenquellen zurückgegriffen.

Die Entwicklung der Gesamtnettostromnachfrage bis 2030 wird für Deutschland der „Leitstudie“ (Szenario 2011-A; BMU 2012) und für Frankreich der „Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France“ (Szenario „Référence“; RTE 2013) entnommen. Das stündliche Lastprofil basiert auf Daten von ENTSO-E für das Jahr 2012 (ENTSO-E 2013a) und wird für die zukünftigen Modellläufe entsprechend der jährlichen Nachfragemenge skaliert.

Der Ausbaupfad der erneuerbaren Energien einschließlich der angenommenen Volllaststunden basiert für Deutschland ebenfalls auf BMU (2012) (Szenario 2011-A). In Frankreich wird die Umsetzung des Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energien unterstellt (Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer 2009).

Der Stromaustausch mit Nachbarländern, welche nicht explizit simuliert werden, entspricht für alle Modelljahre dem Profil des Jahres 2012 (ENTSO-E 2013b). Für die im Day-ahead-Markt auktionierten Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und Frankreich werden die Nettotransferkapazitäten des Jahres 2012 angenommen (ENTSO-E 2013c).

Aufgrund der überregionalen Marktplätze für Öl, Gas, Steinkohle und CO₂-Emissionszertifikate wird eine Preisgleichheit für die simulierten Marktgebiete unterstellt. Die angenommenen Preisentwicklungen werden dem Preispfad „mäßig“ BMU (2012) entnommen.

Im Folgenden werden weiter verschiedene Szenarien untersucht, um durch Variation von Parametern einzelne Effekte und Sensitivitäten hinsichtlich der Entwicklung der Erzeugungssicherheit zu untersuchen. Im Basisszenario werden die Datenquellen wie oben

dargestellt berücksichtigt. Darüber hinaus erfolgt eine Variation der Kosten für Brennstoffe und CO₂-Emissionszertifikate. Die Szenarien zielen somit auf eine Analyse der relativen Vorteilhaftigkeit von Investitionsalternativen und des entsprechenden Investitionsverhaltens der Agenten ab. Für die verschiedenen Kostenszenarien werden entsprechend die drei definierten Preispfade aus BMU (2012) angenommen. In einem weiteren Szenario wird nicht mehr von einer konstanten Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Frankreich ausgegangen, sondern von einem Anstieg, der zu einer Verdopplung der Übertragungskapazität bis zum Jahr 2030 führt. Durch Vergleich mit dem Referenzfall soll der Effekt eines zusätzlichen Austausches zwischen den beiden Marktgebieten untersucht werden.

5 Ergebnisse

Die im Folgenden dargestellten Ergebnisse beziehen sich, sofern nicht anders angegeben, auf das Basisszenario. In den Modellergebnissen lässt sich ein Anstieg der durchschnittlichen Day-ahead-Strompreise zwischen 2012 und 2030 feststellen. Der Anstieg in Deutschland fällt stärker als in Frankreich aus. Insbesondere in den Jahren 2022-2023 zeigt sich ein Ausschlag nach oben. In dieser Periode gibt es in Deutschland mit dem Ende der Kernenergienutzung eine größere Anzahl von Kraftwerksschließungen. Die Betrachtung der simulierten Durchschnittspreise wird in künftigen Jahren jedoch zunehmend durch sehr hohe Markträumungspreise verzerrt, welche in Stunden auftreten können, in denen die zur Verfügung stehende Erzeugungsleistung nicht zur Nachfragedeckung ausreicht. Dabei erfolgt jeweils eine statische Berücksichtigung der Nachfrage und des exogenen Stromaustauschs. Werden die Durchschnittspreise um derartige Extrempreise über 250 EUR/MWh bereinigt, ergibt sich ein eher moderater Anstieg in beiden Marktgebieten. Abbildung 2 zeigt die jährliche Entwicklung der simulierten durchschnittlichen Day-ahead-Strompreise in beiden Marktgebieten im Zeitraum 2012-2030.

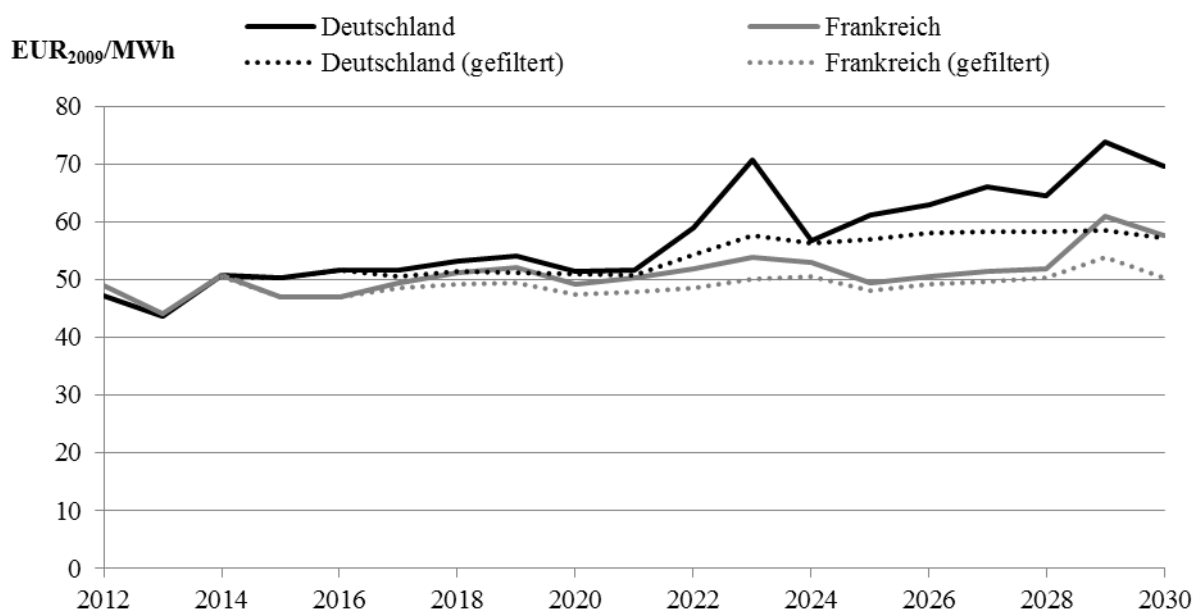


Abbildung 2: Entwicklung der durchschnittlichen Day-ahead-Strompreise in Deutschland und Frankreich 2012-2030.

Bei Variation der Kosten für Brennstoffe und CO₂-Emissionszertifikate bewegen sich die Veränderungen der gefilterten Strompreise bis 2030 zwischen -3 % und 40 % in Deutschland und zwischen -10 % und 20 % in Frankreich.

Da sie entsprechende Herausforderungen im zukünftigen Elektrizitätssystem verdeutlichen, sollen im Folgenden Situationen mit sehr hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowie solche mit nichtgedeckter Nachfrage detaillierter betrachtet werden. Wenn die Erzeugung aus erneuerbaren Energien die stündliche Nachfrage übersteigt, erfolgt in *PowerACE* eine „Abschaltung“ von erneuerbare Energien-Anlagen in dem Sinne, dass nur die Menge an Strom im Day-ahead-Markt vermarktet wird, die der Nachfrage entspricht. Der Überschuss wird in der Modellversion ohne aktiven Speichereinsatz nicht gespeichert; ebenso wenig erfolgt eine Steuerung der Nachfrage. Ein Ausgleich mit gekoppelten Marktgebieten ist jedoch möglich, sofern Übertragungskapazitäten zur Verfügung stehen. In den dargestellten Modellrechnungen führt die Markträumung vereinbarungsgemäß in solchen Situationen zu einem Preis von 0 EUR/MWh. Diese Situationen treten bis 2030 vor allem in Deutschland auf, während der Effekt in Frankreich vernachlässigbar ist. Die Anzahl dieser Situationen liegt im Modelljahr 2030 in Deutschland bei 877 h mit einer abgeschalteten Energiemenge von 8,6 TWh, während die Werte im Jahr 2020 noch bei 79 h bzw. 0,5 TWh liegen.

Im Gegensatz dazu zeigen die Modellrechnungen unter den getroffenen Annahmen auch, dass die Nachfrage in einigen Stunden nicht gedeckt werden könnte. In derartigen Situationen wird vereinbarungsgemäß ein Preis von 250 EUR/MWh bzw. in stark angespannten Situationen der momentan maximale Preis an der EPEX SPOT von 3.000 EUR/MWh angesetzt. In den Modellrechnungen liegt die Anzahl dieser Situationen in beiden Marktgebieten stets unter 1 % der Stunden im Jahr. 2030 betragen die Werte 85 h in Deutschland bzw. 96 h in Frankreich. Die dadurch zusätzlich benötigte Energiemenge beträgt 2020 (2030) in Deutschland 46 (378) GWh, in Frankreich 103 (270) GWh.

Als Sensitivität wurden die Modellrechnungen ebenfalls mit einem aktiven Pumpspeichereinsatz durchgeführt. Die tägliche Speichereinsatzplanung basiert in diesem Modul auf modellendogen simulierten Preisprognosen, welche genutzt werden, um Stunden mit hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien bzw. mit hoher Nachfrage auszugleichen. Es wird dafür eine konstante Pump- bzw. Generatorleistung der Speicher bis 2030 unterstellt. Dabei zeigt sich, dass kleinere Überschussmengen aus erneuerbaren Energiequellen ausgeglichen werden können, aber Stunden mit Überschuss weiterhin auftreten. Im Jahr 2030 reduziert sich in Deutschland die dadurch abgeschaltete Energiemenge um 15 % bzw. die Anzahl der Stunden um 27 %.

Die Modellrechnungen mit einer Verdopplung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Frankreich zeigen, dass unter diesen Bedingungen solche Extremsituationen ebenfalls weniger häufig auftreten. In Kombination mit einem aktiven Pumpspeichereinsatz kann ein Ausbau der Übertragungskapazitäten die Abschaltung von erneuerbaren Energien-Anlagen in Deutschland bis 2030 um ein Drittel reduzieren. Die Stundenanzahl mit Überangebot von erneuerbaren Energien liegt in diesem Szenario bei 557 h (5,8 TWh). Die Anzahl der Stunden, in denen die Nachfrage nicht gedeckt werden kann, verringert sich in Frankreich um 15 % im Jahr 2030. In Deutschland fällt dieser Effekt geringer aus.

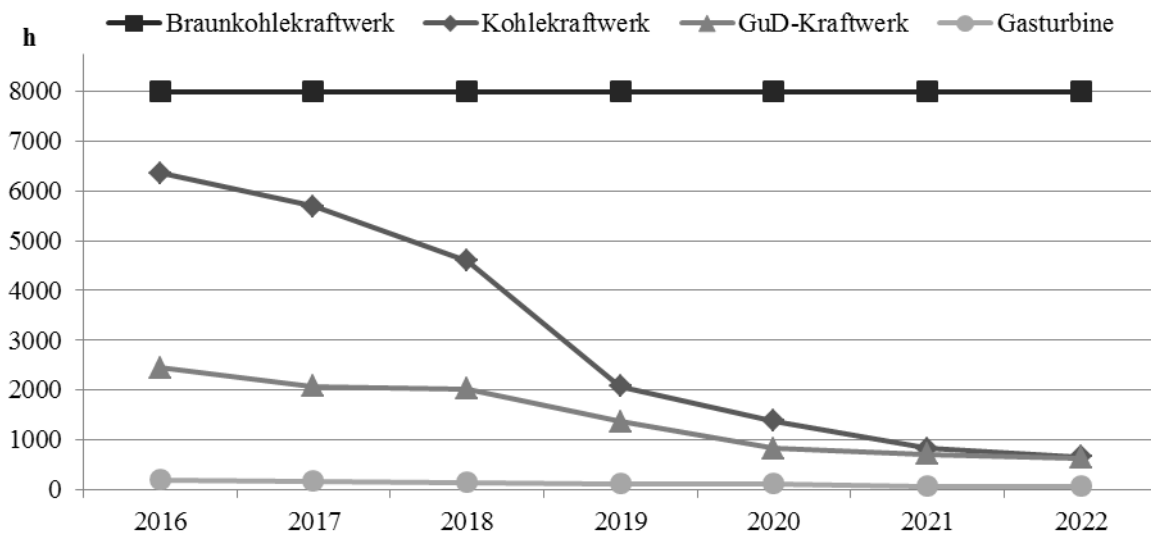


Abbildung 3: Erwartete Volllaststunden verschiedener Technologieoptionen in Deutschland in der 2012 simulierten Kapazitätsausbauplanung.

Neben der Einsatzplanung auf dem Day-ahead-Markt führen die modellierten Kraftwerksbetreiber jährlich eine Investitionsplanung durch. Etwaige Kraftwerksneubauten erhöhen die Erzeugungsleistung in späteren Jahren und tragen zur Nachfragedeckung bei. Die langfristige Preisprognose dient im Rahmen der Investitionsrechnung unter anderem dazu, die erwarteten Volllaststunden der verschiedenen zur Verfügung stehenden Investitionsoptionen abzuschätzen. In Abbildung 3 ist für die im Jahr 2012 durchgeführte Ausbauplanung beispielhaft die prognostizierte Entwicklung der Auslastung ausgewählter Technologien für die folgenden Jahre dargestellt. Dabei zeigt sich ein Rückgang der Volllaststunden für fast alle Investitionsoptionen, welcher hauptsächlich auf die zunehmende Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen zurückzuführen ist. Die erwartete Auslastung von Braunkohlekraftwerken ist mit Abstand am höchsten. Nach dem Ausstieg aus der Kernenergienutzung in Deutschland ab dem Jahr 2022 stellen diese Kraftwerke im Rahmen der Prognose die einzige Grundlastoption dar.

Die Modellrechnungen ergeben für die Investitionsentscheidungen im Basisszenario, dass in Deutschland ausschließlich neue Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke (15,5 GW bis 2030) zugebaut werden. Durch die Variation der variablen Erzeugungskosten für Brennstoff- und CO₂-Emissionszertifikate wird in einzelnen Jahren auch der Neubau von Braunkohlekraftwerken in Deutschland rentabel. Investitionen über den Neubau von Kraftwerken in Deutschland werden gegen Ende des derzeitigen Jahrzehnts beschlossen. Dies kann unter anderem mit stärkeren Knappheitssignalen ab 2022, dem letzten Jahr der Kernkraftnutzung in Deutschland, erklärt werden. In Frankreich werden dagegen modellendogen erst 2030 3 GW an neuen Gas-und-Dampf-Kombikraftwerken errichtet. Abbildung 4 zeigt die Entwicklung der endogen simulierten und exogen vorgegebenen Stilllegungen und Neubauten thermischer Kraftwerke in Deutschland und Frankreich für die Jahre 2012-2030 im Basisszenario.

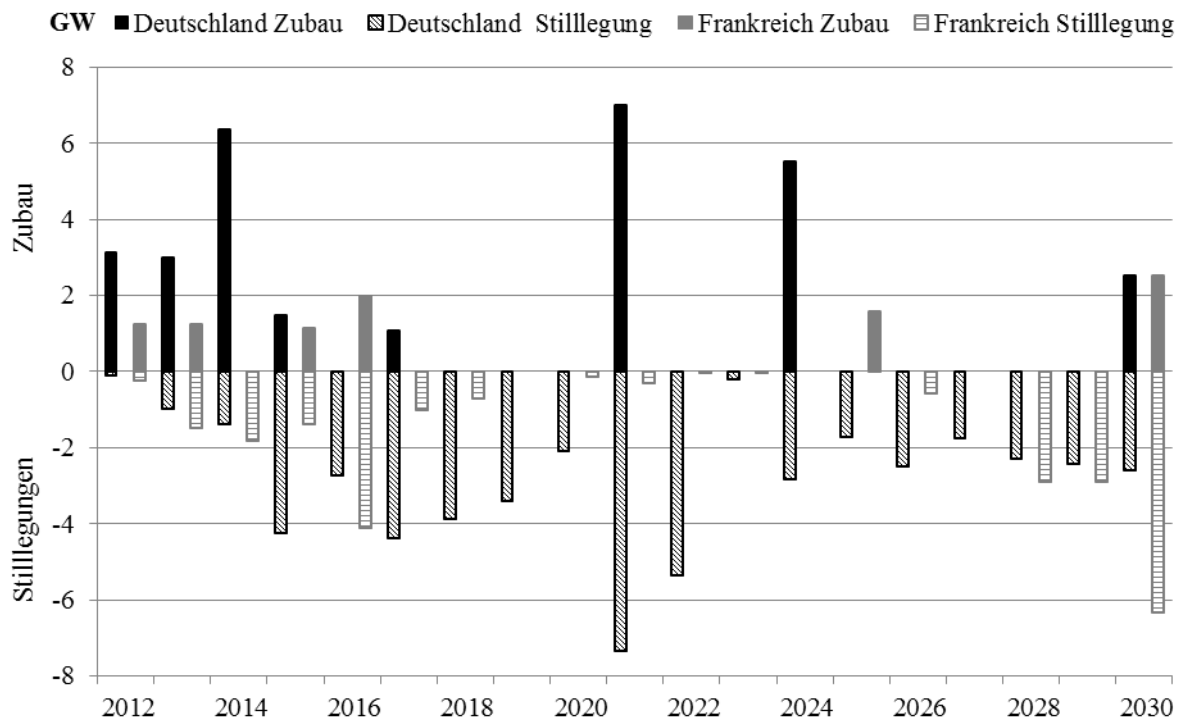


Abbildung 4: Summe Stilllegungen und Neubauten thermischer Kraftwerke in Deutschland und Frankreich für die Jahre 2012-2030 im Basisszenario.

Insgesamt zeigt sich schließlich, dass zwar Anreize für Investoren vorhanden sind, diese aber tendenziell zu spät auftreten, um die dargestellten extremen Preissituationen in den Folgejahren komplett zu vermeiden.

6 Schlussfolgerungen

In diesem Beitrag wird ein agentenbasiertes Strommarktsimulationsmodell genutzt, um Entwicklungen, Investitionen und Wechselwirkungen zwischen gekoppelten Strommärkten bis 2030 zu untersuchen. Durch die gleichzeitige Simulation mehrerer Marktgebiete sowie deren Kopplung mittels eines Markträumungsalgorithmus unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten können verschiedene Aspekte von Erzeugungssicherheit im Gesamtsystem sowie in den einzelnen Märkten betrachtet werden. Dies wird am Beispiel von Deutschland und Frankreich, zwei miteinander verbundenen Marktgebieten mit unterschiedlichem Erzeugungsmix, durchgeführt.

Die Untersuchungen tragen zur aktuellen Diskussion über die Funktionsfähigkeit des bestehenden Strommarktdesigns in Deutschland sowie angrenzenden Marktgebieten bei. Die Ergebnisse zeigen, dass die Kopplung des deutschen und französischen Marktgebietes dazu beiträgt, extreme Last- bzw. Einspeisesituationen zwischen Marktgebieten auszugleichen. Sie gewinnt mit zunehmender Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen an Bedeutung. In Deutschland werden modellendogen in den untersuchten Szenarien vor allem Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke zugebaut. Im französischen Marktgebiet wird lediglich in eine geringe Anzahl von Gas-und-Dampf-Kombikraftwerken investiert. Obwohl Anreize für Investoren für Neubauten bestehen, zeigt sich, dass in zukünftigen Jahren die Nachfrage in Frankreich und Deutschland unter den getroffenen

Modellannahmen in vereinzelt Stunden nicht vollständig durch die nationale Kraftwerkskapazität und den simulierten Stromaustausch mit dem entsprechend gekoppelten Marktgebiet gedeckt werden kann.

Die Untersuchungen in diesem Beitrag werden durch verschiedene Annahmen hinsichtlich Methodik und Eingangsdaten limitiert. Zwar ermöglicht die Simulation mehrerer miteinander gekoppelter Marktgebiete die Untersuchung entsprechender Interaktionen, jedoch bedarf die weitere Integration der europäischen Strommärkte (z. B. durch Ausbau von Übertragungskapazitäten, weitere Harmonisierung des Engpassmanagements, koordiniertes Marktdesign) zusätzlicher Analysen. Untersuchungsbedarf ist außerdem dahingehend notwendig, ob Erzeugungssicherheit weiterhin als nationales Ziel verfolgt werden soll. Traditionell wird Versorgungssicherheit auf nationaler Ebene definiert, jedoch kann eine Harmonisierung der nationalen Marktdesigns vorteilhaft sein, um unerwünschte Nebeneffekte (z. B. „capacity leakage“, Cepeda und Finon 2011) zu vermeiden.

Die Modellrechnungen in diesem Beitrag weisen darauf hin, dass zukünftig in einigen Stunden unter den gewählten Annahmen nicht die gesamte Nachfrage im Day-ahead-Strommarkt gedeckt werden kann. Trotz mehrerer Sensitivitätsanalysen, sind weitere Untersuchungen notwendig, um die Eignung des derzeitigen Marktdesigns zu bewerten. Dies trifft insbesondere auf die Analyse von Flexibilisierungsoptionen in Elektrizitätssystemen – wie Stromaustausch, Speicher und Nachfragesteuerung – zu. Darüber hinaus erfolgt keine integrierte Betrachtung der Gesamtsystemkosten. So wurde beispielsweise in einem Szenario der zusätzliche Ausbau von Übertragungskapazitäten ohne Investitionsrechnung vorgegeben und ohne diesen alternativen Optionen gegenüberzustellen. Daher sind direkte Rückschlüsse hinsichtlich der Förderung bestimmter Maßnahmen nicht möglich.

Quellen

50Hertz Transmission; Amprion; TenneT TSO; TransnetBW (2013): Netzentwicklungsplan Strom 2013. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2013-zweiter-entwurf>.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Online verfügbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eitstudie2011_bf.pdf.

Cepeda, M.; Finon, D. (2011): Generation capacity adequacy in interdependent electricity markets. In: Energy Policy 39 (6), S. 3128–3143.

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) (2013): Sicherung der Stromversorgung. Wochenbericht 48/2013. Online verfügbar unter http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.432358.de/13-48.pdf.

ENTSO-E (2013a): Consumption Data (Hourly load values). Online verfügbar unter <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption>.

ENTSO-E (2013b): Cross Border Commercial Schedules. Online verfügbar unter <http://www.entsoe.net>.

ENTSO-E (2013c): Day-ahead NTC. Online verfügbar unter <http://www.entsoe.net>.

EPEX SPOT (2010): Project Document. A report for the regulators of the Central West European (CWE) region on the final design of the market coupling solution in the region, by the CWE MC Project. Online verfügbar unter http://static.epexspot.com/document/7616/01_CWE_ATC_MC_project_documentation.pdf.

ESA² (2013): Shaping our energy system – combining European modelling expertise. Case studies of the European energy system in 2050. Online verfügbar unter <http://www.esa2.eu>.

Europäische Kommission (2011): Energy Roadmap 2050. COM (2011) 112 final. Online verfügbar unter <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0112:FIN:en:PDF>.

Genoese, M. (2010): Energiewirtschaftliche Analysen des deutschen Strommarkts mit agentenbasierter Simulation. Baden-Baden: Nomos.

Guerci, E.; Rastegar, M. A.; Cincotti, S. (2010): Agent-based Modeling and Simulation of Competitive Wholesale Electricity Markets. In: Handbook of Power Systems II. Berlin, Springer, S. 241–286.

Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer (2009): Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables. Période 2009-2020. En application de l'article 4 de la directive 2009/28/CE de l'Union européenne. Online verfügbar unter http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/0825_plan_d_action_national_ENRversion_finale.pdf.

Platts (2009): UDI World Electric Power Plants Data Base (WEPP).

Roques, F. A. (2008): Market design for generation adequacy: Healing causes rather than symptoms. In: Utilities Policy 16 (3), S. 171–183.

RTE (2013): Actualisation du Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France. Online verfügbar unter http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/bilan_previsionnel/bilan_actualisation_2013_v2.pdf.

Stoft, S. (2002): Power System Economics. Designing Markets for Electricity. Piscataway: IEEE Press/ John Wiley & Sons.

Ventosa, M.; Baíllo, Á.; Ramos, A.; Rivier, M. (2005): Electricity market modeling trends. In: Energy Policy 33 (7), S. 897–913.

Weidlich, A.; Veit, D. (2008): A critical survey of agent-based wholesale electricity market models. In: Energy Economics 30 (4), S. 1728–1759.