

Agentenbasierte Analyse der Auswirkungen des französischen Kapazitätsmarkts

Florian Zimmermann¹ Autor, Dogan Keles, Wolf Fichtner Co-Autor(en)

Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Karlsruher Institut für Technologie, Hertzstr. 16, 76187 Karlsruhe, Deutschland, Telefon: +49 721 608-44580, florian.zimmermann@kit.edu, www.iip.kit.edu

Kurzfassung:

In dieser Untersuchung wird mittels des agentenbasierten Simulationsmodells PowerACE die Wirkung von verschiedenen Kapazitätsmechanismen auf gekoppelte Marktgebiete betrachtet. Im Fokus liegen dabei die strategische Reserve in Deutschland und Belgien sowie der Kapazitätsmarkt in Frankreich. Die Ergebnisse zeigen, dass bei Einführung dieser Mechanismen Preiseffekte in Nachbarländern entstehen und daraus Änderungen im Investitionsverhalten in den gekoppelten Marktgebieten resultieren.

Keywords: Agentenbasierte Simulation, Kapazitätsreserve, strategische Reserve, Kapazitätsobligation, Kapazitätsmarkt, Frankreich, Deutschland

1 Motivation

Die französischen Großhandelspreise für Elektrizität sind seit Oktober 2016 deutlich angestiegen. Als Grund werden u.a. Revisionen mehrerer französischer Atomkraftwerksblöcke bei gleichzeitig hoher Nachfrageprognose z.B. von über 101 GW im Januar 2017 genannt. Das ließ die Week-Ahead-Peak Großhandelspreise für Frankreich auf fast 350 Euro/MWh ansteigen. [1]

Während Deutschland bereits eine umfassende Umstrukturierung der Erzeugung eingeleitet hat (Atomausstieg und Ausbau der erneuerbaren Energien), werden ebenso in Frankreich bedingt durch das Alter der bestehenden Anlagen in den nächsten 10–20 Jahren Investitionen in Kraftwerke unabdingbar sein. So schrumpft bei einer (rein hypothetischen) Annahme der maximalen Laufzeit der nuklearen Kraftwerke von 50 Jahren deren Gesamtkapazität innerhalb von 15 Jahren (ohne Neuinvestitionen) von über 60 GW auf unter 10 GW (Abbildung 1).

Ob Neuinvestitionen oder Investitionen in den Forterhalt der Anlagen erfolgen ist zweitrangig. Solange die Nachfrage nicht anderweitig (z.B. durch Stromimporte, höhere Erzeugung erneuerbarer Energien oder Nachfragereduzierung) gedeckt werden kann, sind diese Erzeugungskapazitäten notwendig, um die Versorgungssicherheit nicht zu gefährden. Darüber hinaus steigen in Deutschland und in vielen anderen europäischen Energiemärkten die Anteile von fluktuierenden erneuerbaren Energien an der Erzeugung. Das bewirkt jedoch eine

¹ Jungautor

zunehmend unsichere Erlössituation der flexibel einsetzbaren Kraftwerke wegen sinkender Volllaststunden und geringerer Deckungsbeiträge.

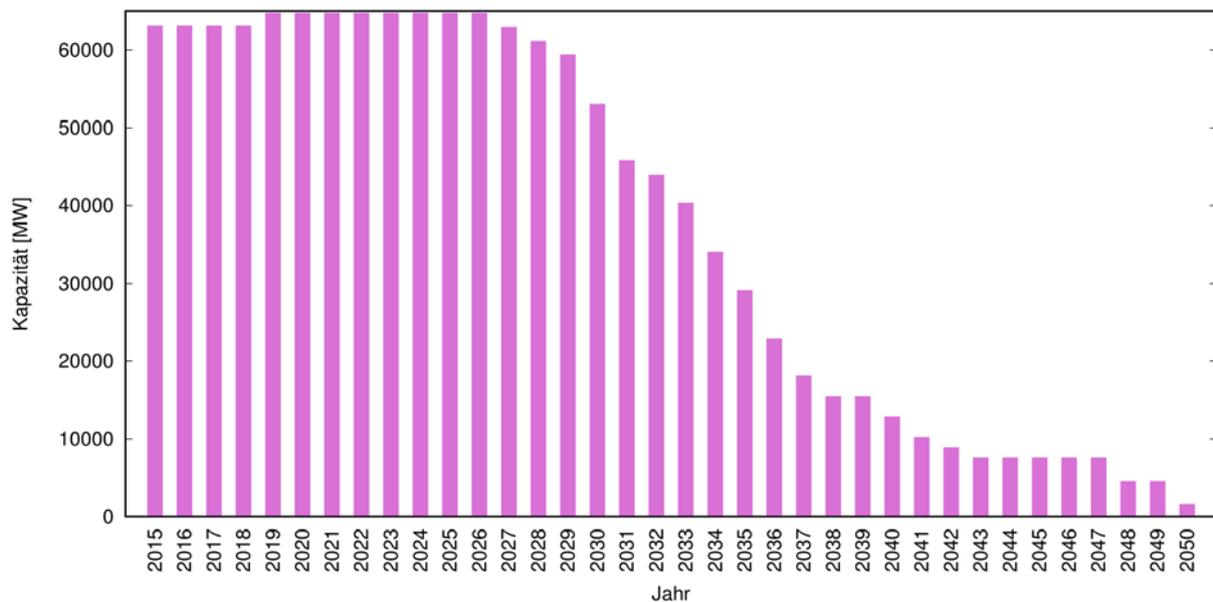


Abbildung 1: Entwicklung der Kapazitäten der französischen Atomkraftwerke bei einer hypothetischen Laufzeit von 50 Jahren

Für die Versorgungssicherheit sind flexibel einsetzbare Kraftwerke aufgrund der weitgehend unelastischen Nachfrage jedoch weiterhin nicht komplett substituierbar. Unterstützende Maßnahmen wie Speicher oder Nachfrageflexibilisierung werden mittelfristig für die Versorgungssicherheit an Bedeutung gewinnen, bis dahin sind allerdings andere Maßnahmen notwendig.

Vor diesem Hintergrund führen einige Länder in Europa zusätzliche Märkte für das Produkt „Kapazität“ ein. Durch zusätzliche Erlöse für Kraftwerke, Speicher oder Nachfrageflexibilisierung soll der ökonomische Betrieb sichergestellt werden. Zusätzlich können neue Investitionen in flexible Kraftwerke angereizt werden, um die Versorgungssicherheit mit Elektrizität langfristig zu garantieren.

Unter anderem wird in Deutschland eine strategische Reserve und in Frankreich ein Kapazitätsmechanismus implementiert. Da es sich bei diesen Ländern um die größten Elektrizitätsmärkte in Europa handelt, sind starke Wechselwirkungen mit anderen Märkten zu erwarten, die es weiter zu untersuchen gilt. Diese Wechselwirkungen können Änderungen der Großhandelsstrompreise und damit ein abweichendes Investitionsverhalten hervorrufen. Die einzelnen Länder agieren hinsichtlich der Ausgestaltung ihres Marktdesigns weitestgehend autonom, ohne die Effekte auf die gekoppelten Märkte zu berücksichtigen. [2]

Für diese Untersuchung wurden mit einem agentenbasierten Strommarktsimulationsmodell Szenarien gerechnet, deren erste Ergebnisse in diesem Beitrag vorgestellt werden. Der Fokus liegt auf den Marktgebieten Deutschland und Frankreich, in welchen jeweils neu ein zusätzlicher Mechanismus implementiert wird. Es werden ausschließlich Investitionen in flexibel einsetzbare Kraftwerke wie Gasturbinen oder andere fossil befeuerte Großanlagen betrachtet. Investitionen in erneuerbare Energien werden modellexogen durch das EU Reference Scenario 2016 vorgegeben.

2 Methodische Vorgehensweise

2.1 Agentenbasierte Simulationsmodell PowerACE

Für diese Analyse wurden im agentenbasierten Simulationsmodell PowerACE (siehe u.a. [3, 4]) die Day-Ahead-Strommärkte von Deutschland, Niederlande, Belgien und Frankreich abgebildet. Beabsichtigt ein Marktgebiet Mechanismen (wie eine strategische Reserve in Deutschland oder ein Kapazitätsmarkt in Frankreich) zu implementieren oder wurden bereits Mechanismen umgesetzt (Belgien), sind diese zusätzlich modelliert.

Das Modell simuliert die Day-Ahead-Spotmärkte in stündlicher Auflösung (8760 h/a) bis 2050 und Investitionsentscheidungen der Agenten in jährlicher Auflösung. Durch ein Merit-Order-Modell werden Preise sowie die gehandelten Mengen auf den Großhandelsmärkten unter Deckung der Residuallast (Nachfrage reduziert um die Einspeisung der fluktuierenden Erneuerbaren sowie der Nettoimporte) bestimmt. Bedingt durch die detaillierte Abbildung der Märkte sind für jedes Marktgebiet ausführliche Eingangsdaten für die Modellsimulationen notwendig. Diese Daten umfassen u.a. installierte konventionelle Kraftwerke (blockscharf), Nachfrage(-profile), Einspeiseprofile für erneuerbare Energien, Brennstoff- und CO₂-Preise sowie Investitionsoptionen.

Tabelle 1: Elektrizitätsnachfrageentwicklung in TWh [5]

Bruttonachfrage	2015	2020	2030	2040	2050
DE	522	530	559	566	580
FR	439	452	469	509	548
BE	82	84	89	97	108
NL	105	111	116	123	133

Die Nachfrageentwicklung (Tabelle 1), Entwicklung der installierten Kapazität der erneuerbaren Energien (Tabelle 2) sowie die Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklung wurden aus dem Referenzszenario 2016 der Europäischen Union (EU) [5] entnommen. Die detaillierten Kraftwerksdaten entstammen aus der Platts WEPP-Kraftwerksliste [6] sowie von der Bundesnetzagentur [7]. Die Profile für Nachfrage und Einspeisung von erneuerbaren Energien basieren auf dem Jahr 2015 und sind bei [8] einzusehen. Tabelle 3 zeigt die unterstellten Handelskapazitäten zwischen den verschiedenen Marktgebieten und deren Anpassung bis 2030 bzw. 2035. Sie sind für den Marktkopplungsalgorithmus als stündliche Obergrenze für den internationalen Handel hinterlegt.

Tabelle 2: Einspeisung durch erneuerbare Energien in TWh [5]

Bruttoeinspeisung	2015	2020	2030	2040	2050
DE	182	215	267	299	385
FR	105	169	211	256	362
BE	15	20	29	33	41
NL	17	49	50	52	67

Im PowerACE Modell senden Angebots- und Nachfrageagenten Gebote (Preis-Volumen Paare) in den Spotmarkt. Die Nachfrageagenten versuchen stets das exogen vorgegebene Nachfrageprofil zu decken. Die Angebotsagenten für erneuerbare Energien bieten ebenfalls

die exogen vorgegebenen Profile für die jeweiligen Technologien zum Preis von 0 Euro/MWh in den Markt (vorrangige Einspeisung). Agenten der flexiblen Kraftwerke bieten mit einem Preis, der den variablen Kosten zuzüglich eines Aufschlags (Markup) entspricht, dessen Höhe von der Knappheit in der jeweiligen Stunde abhängig ist.

Tabelle 3: Entwicklung der maximalen Handelskapazitäten in MW [9, 10]

Handelskapazitäten (2020/2030 bzw. 2035) Von/Nach	DE	FR	BE	NL
DE		3000/4800	1000/2000	4450/6000
FR	3000/4800		4300/4300	-
BE	1000/2000	2800/2800		2400/2400
NL	4450/6000	-	2400/2400	

Vorteile dieser Methode ergeben sich durch die Möglichkeit auch Knappheitssituationen bis hin zum vollständigen Marktversagen adäquat abzubilden. Das ist bei vielen anderen Ansätzen nicht ohne weiteres möglich (siehe [11]).

2.2 Investitionen

In den Marktgebieten werden von den Agenten einmal im Jahr Investitionsentscheidungen basierend auf der Kapitalwertmethode getroffen. Jeder Agent steht für ein Energieversorgungsunternehmen im jeweiligen Marktgebiet. Dabei werden für die Investitionsentscheidungen die Agenten in zufälliger Reihenfolge ausgewählt, um eventuelle bevorzugte Behandlung von einzelnen Agenten zu vermeiden. Die Investitionsentscheidung eines Agenten beeinflusst die Preisprognose und damit die Bewertungsgrundlage der Investitionsentscheidungen aller anderen Agenten. Der Kapitalwert (englisch: „Net Present Value (NPV)“) wird für jede einzelne Investitionsoption j berechnet:

$$NPV_j = -I_{0,j} + \sum_{t=1}^{n_j} \frac{-c_{t,j}^{fix} + \sum_{h=1}^{8760} \max\{p_{h,t,j}^{prog} - c_{h,t,j}^{var}, 0\}}{(1+i)^t}$$

Investitionsoptionen werden exogen vorgegeben und repräsentieren einen speziellen flexiblen Kraftwerkstyp, wie eine Gasturbine oder ein Braunkohlekraftwerk. Die Optionen enthalten alle ökonomischen (wie die Investition I_0 oder den Investitionshorizont n) und technologischen Parameter (wie den Wirkungsgrad), die über den Simulationszeitraum variieren. Zusätzlich werden zukünftige technologische Entwicklungen wie CO₂-Abscheideanlagen bei verschiedenen Investitionsoptionen berücksichtigt.

Für die Berechnung der jährlichen Cashflows wird eine stündliche Preisprognose (p^{prog}) zur Ermittlung der erwarteten Einnahmen über den Spotmarkt hinzugezogen. Davon werden die variablen Kosten (c^{var}) für jede Stunde h des Jahres t abgezogen. Da ein Kraftwerk nur dann produziert wenn mindestens die variablen Kosten gedeckt werden, sind alle negativen Cashflows ausgeschlossen (unter Vernachlässigung von Must-run-Bedingungen). Um eine Überschätzung der Investition aufgrund von kurzzeitiger Knappheit zu vermeiden, werden die Prognosepreise (p^{prog}) gedeckelt.

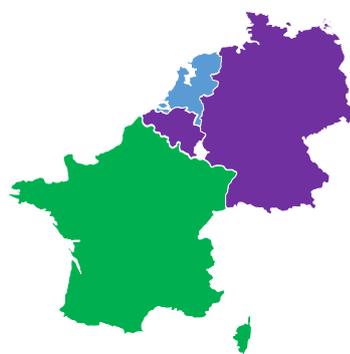
Identifiziert ein Agent eine Kapazitätslücke aufgrund von altersbedingten Kraftwerksstilllegungen oder steigender residualer Nachfrage, dann evaluiert der Agent die verschiedenen Investitionsoptionen und investiert anschließend in die Option mit dem höchsten positiven Kapitalwert:

$$\max\{NPV_j\}, \forall j \in \{j | NPV_j > 0\}$$

Durch jede Investition steigt die Kapazität. Deshalb wird eine neue Preisprognose erstellt und daraufhin die Investitionsoptionen erneut evaluiert, solange bis alle Kapitalwerte negativ sind oder die identifizierte Kapazitätslücke geschlossen ist. Jeder Agent versucht seinen Marktanteil an der residualen Spitzenlast zu halten. [3]

2.3 Marktkopplung

Um speziell auf die Wechselwirkungen mit anderen Marktgebieten eingehen zu können, wurden verschiedene Marktgebiete implementiert und simuliert. Dafür werden auf den einzelnen lokalen Märkten



Modellierte Marktdesigns:

Strategische Reserve

Dezentraler Kapazitätsmarkt

EOM

die Gebote für den Großhandel einmal täglich für jede Stunde des Folgetages abgegeben (ähnlich dem realen Day-Ahead Spotmarkt). Danach wird für alle implementierten Märkte ein Wohlfahrtsmaximierender Markträumungsalgorithmus angewandt,

Abbildung 2: Modellierte Marktgebiete in PowerACE

unter den Nebenbedingungen der Nachfragedeckung, der begrenzten Übertragungskapazität und einer ausgeglichenen Energiebilanz im Marktgebiet. Als Ergebnis liefert der Algorithmus für jede Stunde und jedes Gebiet einen Markträumungspreis sowie die bezuschlagten Gebote bzw. Kraftwerke. [12]

In Abbildung 2 sind die simulierten Marktgebiete mit den zusätzlich modellierten Marktdesignerweiterungen dargestellt, die im Folgenden vorgestellt werden.

2.4 Modellierung der strategischen Reserve/Kapazitätsreserve

Die Kapazitätsreserve in Deutschland weist viele Gemeinsamkeiten mit einer strategischen Reserve auf. Es werden neben dem Strommarkt Kraftwerkskapazitäten vorgehalten, die bei Bedarf eingesetzt werden können; Bedarf herrscht, wenn der Strommarkt Angebot und Nachfrage nicht ausgleichen kann. Für Anlagen, die zur Kapazitätsreserve gehören, besteht ein Vermarktungs- und Rückkehrverbot zu den regulären Strommärkten (Day-Ahead-, Intraday- oder Regelenergiemärkte). Die Kapazitätsreserve wird erst nach Abschluss aller möglichen Handelsaktivitäten an den Strommärkten auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber eingesetzt. Die Allokation erfolgt über ein Gebotsverfahren in einer Einheitspreisauktion. [13]

Die Kapazitätsreserve startet 2018 mit zunächst 2 GW [14]. Im Modell wächst die Reserve bis 2021 auf ca. 5 GW an. Auf die zusätzliche Implementierung der sogenannten Klimareserve für alte Braunkohlekraftwerke wird aufgrund des kurzen, lediglich klimawirksamen Hintergrunds in dieser Untersuchung verzichtet.

In PowerACE führt der Marktbetreiber einmal im Jahr die Auktion für die strategische Reserve durch. Alle Kraftwerke mit einer Kaltstartzeit von weniger als 10 h können an dieser Auktion teilnehmen. Da die Kraftwerke in der Reserve in keinen weiteren Märkten teilnehmen dürfen, müssen alle Kosten eines Kraftwerks j über die Zahlungen der Reserve erwirtschaftet werden. Dafür übermitteln die Kraftwerksbetreiber dem Marktbetreiber ein Gebot b basierend auf den fixen Kosten c^{fix} und den Opportunitätskosten c^{opp} . [3]

$$b_j = \max\{c_j^{fix}, c_j^{opp}\}$$

Die Opportunitätskosten c^{opp} ergeben sich aus den entgangenen Einnahmen auf den anderen Märkten und dem verbleibenden Optionswert, der durch die zukünftige Teilnahmemöglichkeit an anderen Märkten über die technische Lebensdauer der Anlage gegeben ist. Da vorzugsweise alte Kraftwerke an der Reserveauktion teilnehmen werden, wird ein Optionswert von 0 für diese Kraftwerke angenommen. Bei Einsatz der Reserve wird Marktpreis auf 3000 Euro/MWh gesetzt. [3]

Grundsätzliche Vorteile einer strategischen Reserve sind die einfache Implementierung und die geringe Auswirkung auf den Strommarkt. Nachteil ist u.a. der ineffiziente Einsatz. Näheres zur Modellierung der strategischen Reserve ist auch in [15] zu finden.

In Belgien wurde dieselbe Methodik für die dortige Reserve implementiert, jedoch mit einer geringeren Kapazität in Höhe von 1177 MW. [16]

2.5 Modellierung des Kapazitätsmarkt in Frankreich

Frankreich implementierte 2015 einen Kapazitätsmarkt (Kapazitätsobligationen), der zum ersten Mal für das Jahr 2017 eine Kapazitätsauktion vorsieht. Alle Versorger müssen ihren Anteil an der Nachfrage während der Spitzenlast als Leistungszertifikate/Obligationen halten. Die Nachfrage nach Obligationen bzw. die Prognose der Spitzenlast ergibt sich anhand eines Versorgungssicherheits- und eines Temperaturfaktors. Der Versorgungssicherheitsfaktor berücksichtigt regionale Unsicherheiten und der Beitrag der Interkonnektoren zur Versorgungssicherheit. Der Temperaturfaktor wird auf Basis eines Ein-in-zehn-Jahren-Kälteereignisses bestimmt. Obligationen können von Kraftwerken oder Demand-Side-Management-Maßnahmen (DSM) nach einer Zertifizierung angeboten werden. Die Vorhaltepfllicht der Versorgungsunternehmen kann durch erworbene Obligationen oder durch eigene (zertifizierte) Kapazitäten erfüllt werden. Auch die erneuerbaren Energien können auf Basis eines Kapazitätskredits am Markt teilnehmen und Obligationen ausgeben. [17]

Die Obligationen müssen in Spitzenlastperioden in der entsprechenden Höhe vorgelegt werden können. Dafür ruft der Übertragungsnetzbetreiber (RTE) mit einem Tag Vorlaufzeit einen oder mehrere Knappheitstage aus. Um auf Kundenwechsel oder Veränderungen der Spitzenlast reagieren zu können, soll ein permanenter Markt für die Obligationen etabliert werden. Es können auch Kapazitäten aus gekoppelten Märkten am Kapazitätsmarkt teilnehmen, sofern ausreichend Übertragungskapazität in das französische Marktgebiet in Spitzenlastzei-

ten vorhanden ist. Diese Ausgestaltung erlaubt grundsätzlich eine marktbasierende Preisbildung für Zertifikate. [17]

Für die Abbildung in PowerACE wurde ein weiteres Marktelement integriert. Anbieter von Obligationen sind die Agenten für Kraftwerksbetreiber. Nachfrager sind die Agenten für Verbraucher bzw. die Energieversorgungsunternehmen, die für ihre jeweiligen Endkunden Obligationen erwerben oder vorhalten. Das Handelsvolumen und der Marktpreis werden in PowerACE durch eine einmal jährlich stattfindende Einheitspreisauktion bestimmt, da keine unterjährige Veränderung der Spitzenlast abgebildet ist.

Obligationen in Höhe der Spitzenlast zuzüglich einer Sicherheitsmarge von 2 GW werden 2 Jahre im Voraus [17] von den Agenten nachgefragt. Dafür erstellen die Nachfrageagenten ein Gebot mit Volumen und Preis auf Basis einer Preisprognose für den Leistungszertifikatemarkt und senden es an den Marktbetreiber.

Die Angebotsagenten bzw. Kraftwerksbetreiber bieten in PowerACE Zertifikate für das Kraftwerk j im Jahr t in Höhe der Differenzkosten c^{diff} an:

$$c_{j,t}^{diff} = \max\{0, I_{j,t}^{an} + c_{j,t}^{fix} - CF_{j,t}^{Exp}\}$$

$$\text{mit } I_j^{an} = \text{Investitionen}_j \cdot \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1}$$

Die Differenzkosten setzen sich aus der jährlichen Annuität I^{an} der Investition und den fixen Kosten c^{fix} abzüglich der erwarteten Cashflows CF^{Exp} (Preis abzüglich der variablen Kosten) durch den Verkauf von Elektrizität an den Spotmärkten zusammen. Kein Kraftwerksbetreiber würde Zertifikate für weniger als 0 Euro/MW anbieten, da es Zweck der Obligationen ist, zusätzliche Erlöse zu generieren. Deshalb ist 0 als untere Schranke gesetzt. Weiter stehen i für den Zinssatz und n für die Nutzungsdauer in Jahren.

Differenzkosten werden als die Kosten verstanden, die aus Sicht des Kraftwerksbetreibers nicht durch die Marktaktivität gedeckt werden können und mindestens über zusätzliche Zahlungen gedeckt werden müssen, um einen langfristigen ökonomischen Betrieb aufrecht zu erhalten. Als Preisobergrenze für die Zertifikate wurde die Annuität der Investitionen einer Referenzgasturbine gesetzt, da im Falle einer Knappheit der Preis im französischen Markt administrativ gesetzt werden würde [17]. Durch die Obergrenze wird sichergestellt, dass nur Spitzenlastkraftwerke, die aufgrund geringer Einsatzzeiten nicht ausreichend Gewinne erzielen können (um alle fixen Kosten zu decken) diese Kosten anderweitig erwirtschaften und einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

Die Investition in die Kraftwerke erfolgt dann analog der Methode aus Kapitel 2.2. Lediglich eine Preisprognose p^{zert} auf Basis der vergangenen Marktergebnisse wird für die Evaluation der Investitionsoptionen verwendet. Somit ergibt sich folgende Formel für die Berechnung des Kapitalwerts:

$$NPV_j = -I_{0,j} + \sum_{t=1}^{n_j} \frac{CF_{t,j} + p_t^{zert}}{(1+i)^t}$$

Die weitere Evaluation erfolgt analog zu Kapitel 2.2.

In PowerACE sind keine Daten für DSM in Frankreich hinterlegt, deshalb konnte im Modell keine Nachfrageflexibilität in den Auktionen für Kapazitätsobligationen berücksichtigt werden.

2.6 Szenarien

In dieser Untersuchung werden verschiedene Szenarien betrachtet. Zunächst werden alle Marktgebiete als Energy-only-Markt (EOM) simuliert und als Vergleichsbasis hinzugezogen. Das heißt, es werden in diesem Szenario keine zusätzlichen Mechanismen zur Erlösgenerierung eingesetzt. Demgegenüber werden in weiteren Szenarien die Marktgebiete Deutschland und Belgien mit einer strategischen Reserve und Frankreich mit einem Kapazitätsmarkt modelliert und simuliert. Schließlich werden alle Marktgebiete mit dem jeweiligen Mechanismus simuliert, der den zukünftigen Marktdesigns entspricht (siehe Abbildung 2). Der wohlfahrtsmaximierende Marktkopplungsalgorithmus ist in allen Szenarien aktiv. Die Szenarien mit zusätzlich implementierten Mechanismen werden jeweils mit dem EOM-Szenario direkt verglichen.

Diese Szenarien liefern erste Erkenntnisse, inwiefern Wechselwirkungen zwischen den Marktgebieten und Mechanismen auftreten und die Grundlage für weitergehende detaillierte Untersuchungen legen.

3 Ausgewählte Ergebnisse: Preiseffekte und installierte Kapazität

Das Modell liefert detaillierte Ergebnisse zur Kraftwerksparkentwicklung, zum Stromaus-tausch zwischen den verschiedenen Marktgebieten, zu Großhandelsstrompreisen, zu Zah-lungsströmen der Kraftwerke inklusive Wirtschaftlichkeitsberechnungen, zu Marktergebnis-sen der Kapazitätsmechanismen, zu Investitionen und deren Entscheidungsgrundlagen und zu Stunden mit Unterdeckung der Nachfrage. Als Betrachtungszeitraum für diese Untersu-chung wurde 2020-2050 gewählt.

Der Fokus liegt auf den Preiseffekten der eingeführten Mechanismen auf die umliegenden Marktgebiete und den Investitionen in den jeweiligen Märkten.

3.1 Strategische Reserve in Belgien

In einem Szenario ohne zusätzlich implementierte Kapazitätsmechanismen in den umliegen-den Ländern hat die Einführung der belgischen Reserve im Durchschnitt eine Erhöhung der Spotmarktpreise von etwa 1,7 % in Belgien bewirkt, während in den benachbarten Ländern die Preise nahezu unverändert blieben (Tabelle 4).

Tabelle 4: Durchschnittliche Preisänderung am Spotmarkt in PowerACE nach Einführung einer strate-gischen Reserve in Belgien

DE	NL	BE	FR
-0,11%	-0,21%	1,74%	-0,11%

Wie in Abbildung 3 dargestellt verändert sich das Investitionsverhalten lediglich in Belgien. Die Effekte auf die Investitionen, nach Einführung der strategischen Reserve, ergeben ein unklares Bild. Das könnte der Vorläufigkeit der Ergebnisse geschuldet sein und muss noch näher untersucht werden.

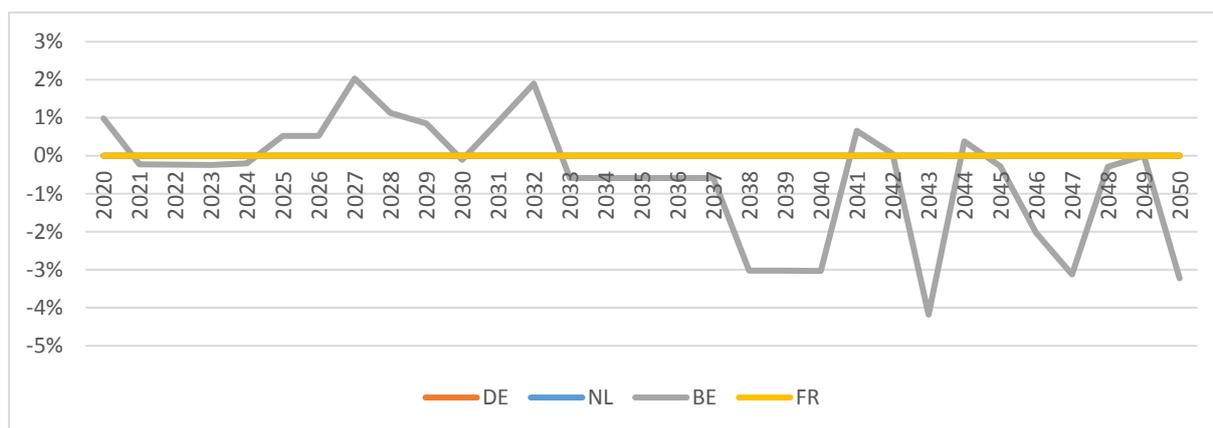


Abbildung 3: Veränderung der installierten Kapazität der flexiblen Kraftwerke nach Einführung einer strategischen Reserve in Belgien

Grund für die Preisänderung könnte die gesunkene Erzeugungskapazität am Spotmarkt sein (auch durch die Allokation von Kraftwerken für die Reserve) und damit eine Erhöhung der Preise aufgrund der größeren Knappheit. Änderungen der Erzeugungskapazität bzw. die Investitionen sind nur in Belgien zu verzeichnen. Zusätzlich zu den geringfügig höheren Spotmarktpreisen müssen die Kosten für die strategische Reserve in Belgien getragen werden.

3.2 Strategische Reserve in Deutschland

Bei Einführung einer strategischen Reserve in Deutschland, der sog. „Kapazitätsreserve“, und Beibehalten der Energy-only-Märkte in Belgien, Frankreich und den Niederlanden ergeben sich Effekte auf das Investitionsverhalten in Deutschland und zusätzlich in Belgien.

Tabelle 5: Durchschnittliche Preisänderung am Spotmarkt in PowerACE nach Einführung der strategischen Reserve in Deutschland

DE	NL	BE	FR
-6,18%	-0,20%	-0,70%	-0,16%

Tabelle 5 zeigt eine Preissenkung in allen Marktgebieten, jedoch in vernachlässigbarer Größenordnung. Lediglich in Deutschland fallen die Preise mit 6 % höher aus. Dieser Preiseffekt ist durch die zusätzliche Kapazität zu begründen.

Die Investitionen und damit die installierte Kapazität in Deutschland steigen ab 2022 um bis zu 6 % an. In Belgien erhöht sich ebenfalls die Kapazität in einigen Jahren.

Nichtsdestotrotz muss die strategische Reserve im deutschen Marktgebiet finanziert werden, was den Preissenkungseffekt relativieren wird. Die Änderung der Kapazität in Belgien könnte auf die Preisänderungen an den Spotmärkten zurück zu führen sein, muss jedoch noch genauer untersucht werden.

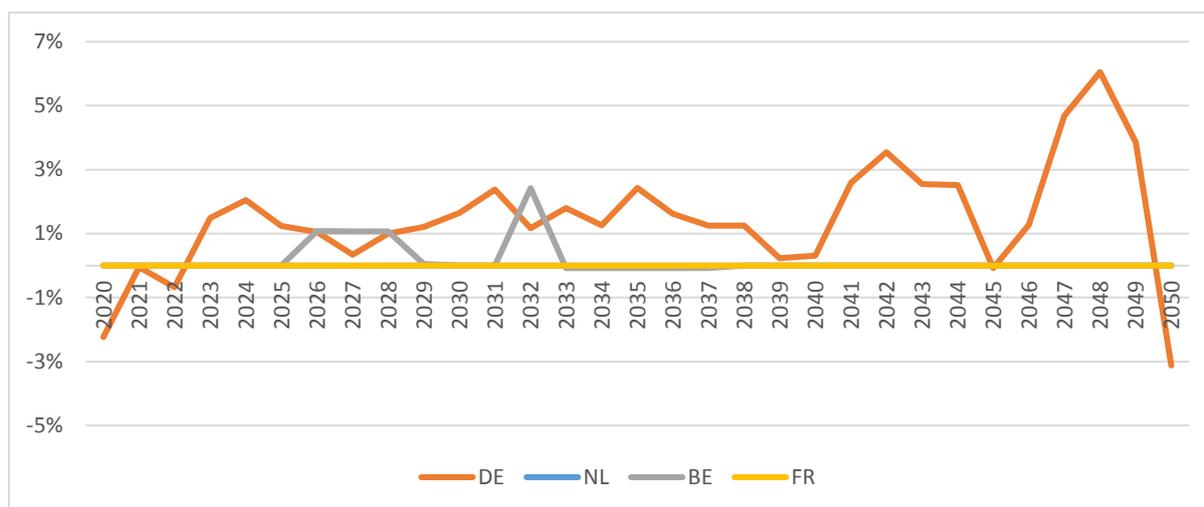


Abbildung 4: Veränderung der installierten Kapazität der flexiblen Kraftwerke nach Einführung einer strategischen Reserve in Deutschland

3.3 Französischer Kapazitätsmarkt

Nach Einführung des französischen Kapazitätsmarkts sinken die Spotmarktpreise in Frankreich deutlich (ca. um -16 %) im Vergleich zu dem EOM-Szenario bis 2050. Jedoch geht diese Reduzierung mit zusätzlichen Kosten für die Kapazitätsobligationen einher. Deutschland muss mit höheren Spotpreisen rechnen, die anderen gekoppelten Märkte zeigen konträre, jedoch vernachlässigbare Preiseffekte (Tabelle 6).

Tabelle 6: Durchschnittliche Preisänderung am Spotmarkt in PowerACE nach Einführung der Kapazitätsobligationen in Frankreich

DE	NL	BE	FR
9,21%	-0,32%	0,84%	-15,91%

Während die Einführung der strategischen Reserve in Deutschland das Investitionsverhalten in Frankreich nicht beeinflusst hat, ist die Auswirkung des Kapazitätsmarkts in Frankreich auf das Investitionsverhalten in Deutschland deutlich sichtbar. Das ist insoweit nicht überraschend, als dass durch die Kapazitätsobligationen (und die damit verbundenen Zahlungen) zusätzliche Investitionen in Frankreich ab 2030 angereizt werden. Diese höhere Kapazität beeinflusst die Preise nun auch in Deutschland und damit die dortigen Investitionen. Jedoch ist die Höhe der Investitionen in Frankreich kritisch zu hinterfragen. Diese könnte durch zu hohe Preise für Kapazitätsobligationen in Kombination mit hohen Knappheitspreisaufschlägen begründet sein. Das sollte in einer weiteren Untersuchung intensiver betrachtet werden.

Die geringeren Investitionen in Deutschland, bedingt durch den französischen Kapazitätsmarkt, sorgen in den Folgejahren für eine größere Knappheit und damit einen Anstieg der Spotpreise im deutschen Marktgebiet. Dass im deutschen Marktgebiet die Preise nicht von den geringeren Preisen in Frankreich gedrückt werden hängt mit der beschränkten Kuppelkapazität zusammen. Bei Spitzenlastpreisen sind die Handelskapazitäten in den Modellrechnungen weitestgehend komplett ausgelastet.

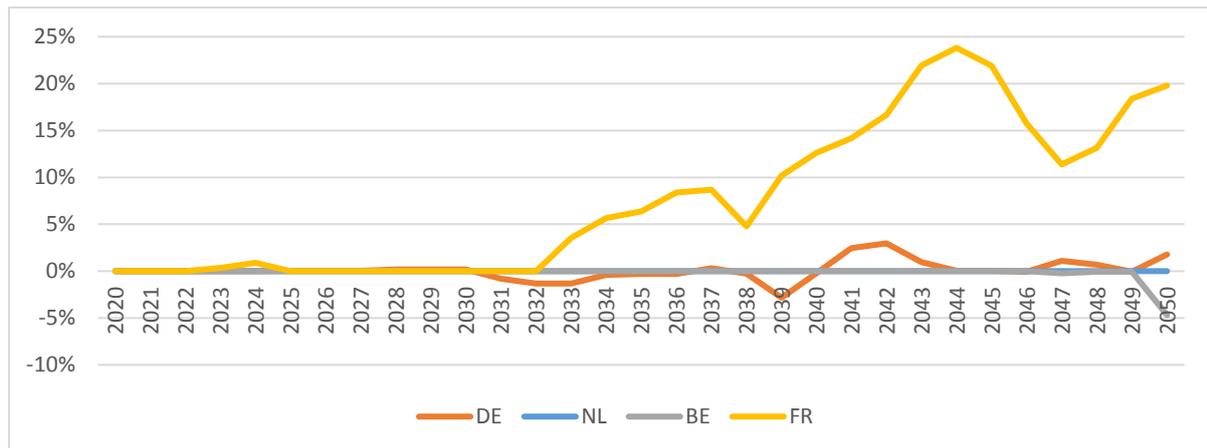


Abbildung 5: Veränderung der installierten Kapazität der flexiblen Kraftwerke bei Einführung der Kapazitätsobligationen in Frankreich

Aufgrund der in Kapitel 2.5 vorgestellten Methodik haben sich für die französischen Kapazitätsobligationen folgende Preise im Modell ergeben (Abbildung 6). Deutlich erkennbar ist, dass mit ansteigen der Preise für Kapazitätsobligationen auch der Zubau an Kapazität zunimmt. Die hohe Volatilität hängt mit zu hohem Kapazitätsangebot in den Jahren 2025-2031 und einer zusätzlich zu geringen Nachfrage nach Leistungszertifikaten zusammen, was zu Preisen für Kapazitätsobligationen von 0 Euro/MW führt. In den Folgejahren fällt Kapazität weg (Abbildung 1) und die Preise für Kapazitätsobligationen steigen. Weiter beeinflussen die volatilen Spotmarktpreise auch die Berechnung des Angebotspreises (Differenzkosten) für Leistungszertifikate.

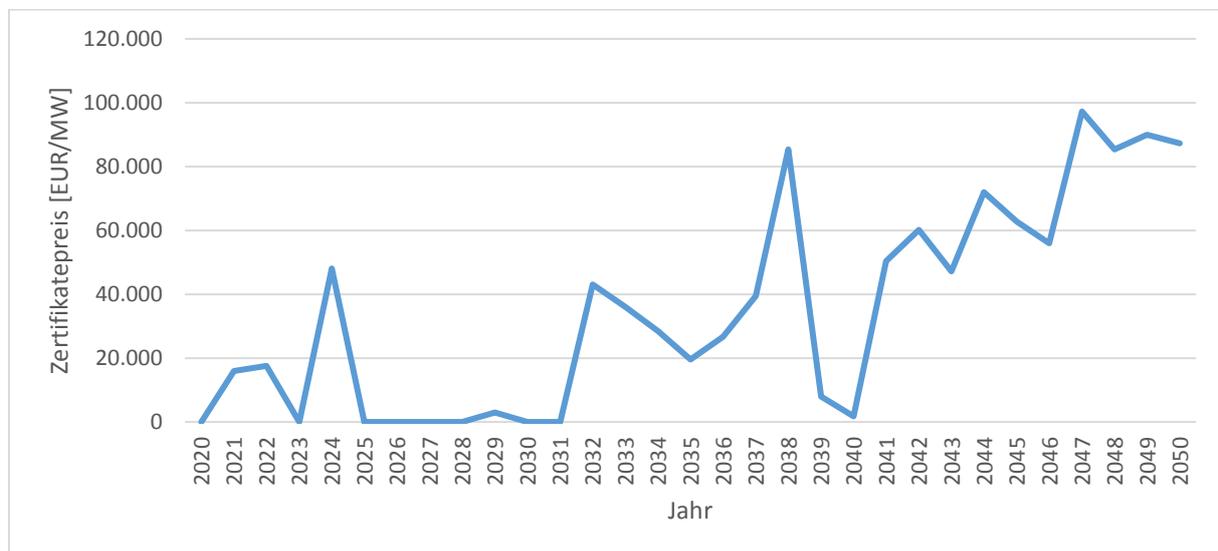


Abbildung 6: Preise der französischen Kapazitätsobligationen in PowerACE

3.4 Zukünftige Entwicklung bei Einführung aller beschlossenen Marktdesignänderungen

Dieses Szenario repräsentiert die zukünftige Kombination von strategischen Reserven in Deutschland und Belgien mit dem Kapazitätsmarkt in Frankreich.

Für Belgien und Niederlande ergeben sich, wie in Tabelle 7 dargestellt, mit implementierten Kapazitätsmechanismen in Frankreich, Deutschland und Belgien keine signifikante Änderung der Spotmarktpreise. Da in Belgien bereits eine strategische Reserve eingeführt wurde und dabei mit höheren Preisen belastet wurde, erfolgt nun sogar eine Senkung der Großhandelsstrompreise (vgl. dazu Tabelle 4). Die resultierende Erhöhung von 0,2 % fällt damit deutlich geringer aus als die simulierte Spotmarktpreiserhöhung von 1,7 % bei Einführung einer Reserve ausschließlich in Belgien. Zusätzlich müssen jedoch die Kosten für die Kapazitätsmechanismen getragen werden.

Tabelle 7: Durchschnittliche Preisänderung am Spotmarkt in PowerACE nach Einführung aller Kapazitätsmechanismen

DE	NL	BE	FR
-6,3%	-0,8%	0,2%	-16,2%

Die Spotmarktpreise in Frankreich und Deutschland sinken aufgrund der höheren Kapazität bedingt durch den französischen Kapazitätsmarkt und die strategische Reserve in Deutschland.

Durch Einführung der Kapazitätsmechanismen ergeben sich Unterschiede bei den Investitionen in flexible Kraftwerke (Abbildung 7). Diese Betrachtung unterscheidet sich wenig von der isolierten Betrachtung der Mechanismen in den einzelnen Ländern. Woran die geringen Wechselwirkungen bei der Investition im Modell liegen, muss in einer weiteren Untersuchung evaluiert werden.

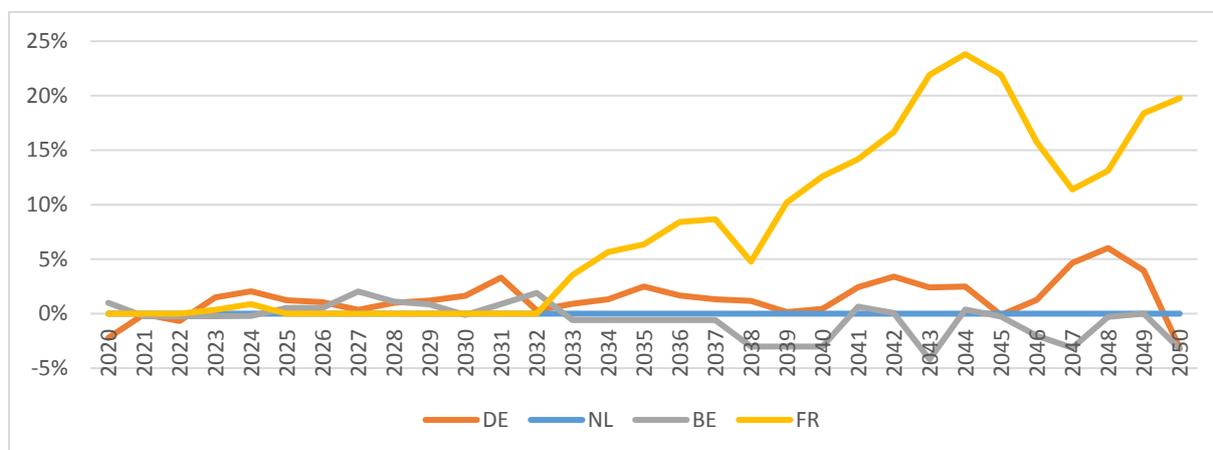


Abbildung 7: Entwicklung der installierten Leistung der flexiblen Kraftwerke nach Einführung der Kapazitätsmechanismen im Vergleich zu EOM über alle Marktgebiete

3.5 Kritische Würdigung

Die hier vorgestellten Ergebnisse bedürfen weiterer Analysen und müssen deshalb kritisch hinterfragt werden. So wurden einige Marktgebiete noch nicht mit berücksichtigt, deren Einfluss aber eine Veränderung der Ergebnisse durch die vorhandenen hohen Kuppelkapazitäten erwarten lässt. Deshalb wird im nächsten Schritt das Modell um die Strommärkte der Schweiz und Italien erweitert. Außerdem sind Speicher oder DSM noch nicht abgebildet. Diese Technologien können allerdings (unter der Annahme weiter steigender Erzeugung durch erneuerbare Energien) signifikanten Einfluss auf das Investitionsverhalten haben. Wei-

terhin sollten die Methodik und die Ergebnisse für die französischen Kapazitätsobligationen anhand künftiger Marktergebnisse validiert werden.

Bei näherer Betrachtung der Spotmarktpreise fällt auf, dass sich Median und Mittelwerte der Spotmarktpreise in den Simulationsjahren deutlich unterscheiden (Abbildung 8). Das kann mit einem zu hohen Aufschlag (Markup) bei Knappheit im Markt zusammenhängen, die die Angebotsagenten im Modell durchsetzen können, sich jedoch in der Realität nicht reproduzieren lassen. Bei zu hohen Marktpreisen werden tendenziell die Investitionen überschätzt, was bei den Investitionen im Szenario mit Kapazitätsobligationen sowohl für den Day-ahead als auch für den Leistungszertifikatemarkt gelten könnte. Deshalb werden weitere Untersuchungen mit Fokus auf den Preisaufschlägen und der Wirkung auf die Investitionen erfolgen.

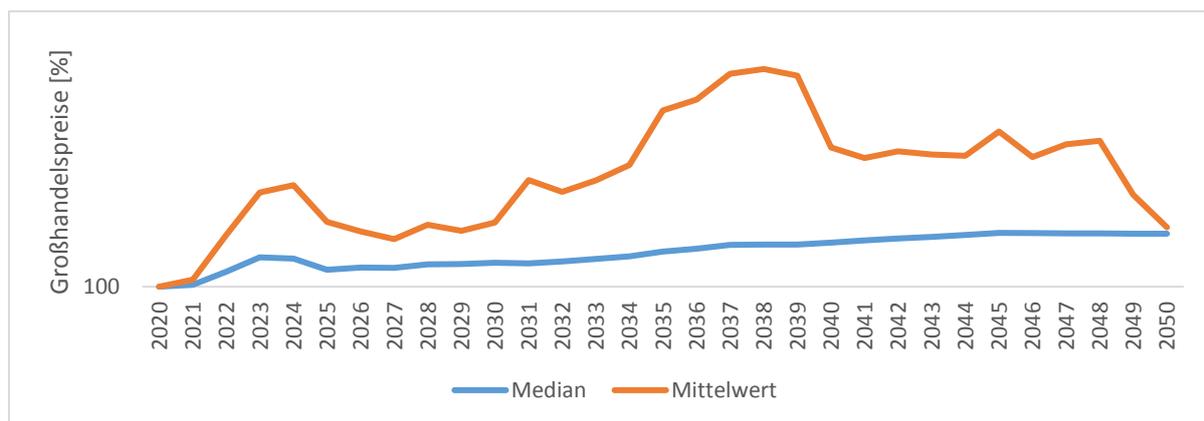


Abbildung 8: Median und Durchschnittspreise der Simulation

Schließlich scheint die Investitionsmethodik die Veränderungen der Marktkopplung nicht ausreichend zu berücksichtigen, sodass die Notwendigkeit der Investitionen möglicherweise überschätzt wird.

Nichtsdestotrotz eignet sich dieser Ansatz für diese Untersuchung um die grundsätzlichen Wirkungen und Zusammenhänge aufzuzeigen, auch wenn manche Effekte möglicherweise in der Höhe überschätzt werden.

4 Schlussfolgerungen und Fazit

Die vorliegenden Ergebnisse zeigen, dass die Einführung von Kapazitätsmechanismen in gekoppelten Marktgebieten durchaus einen Einfluss auf die Großhandelsstrompreise auf den benachbarten Spotmärkten hat. Die wesentlichen Änderungen der Großhandelspreise finden in den jeweiligen Märkten nach der Marktdesignanpassung statt. Folglich sind auch Auswirkungen auf die Investitionen gegeben, die jedoch in den bisherigen Simulationen geringer ausfallen als zunächst erwartet. Deshalb ist diese Analyse keinesfalls als abgeschlossen zu betrachten, sondern das Modell muss in einigen Punkten erweitert und angepasst werden, um die Effekte genauer zu quantifizieren.

Die Ergebnisse deuten außerdem darauf hin, dass die Handelskapazitäten zwischen den betrachteten Marktgebieten erhöht werden sollten, um effizientere Märkte zu erhalten. So konvergieren im Modell und auch in der Realität in relativ wenigen Stunden des Jahres die Preise der Marktgebiete. Das erklärt warum nach Einführung eines neuen Marktdesigns relativ geringe Preisänderungen in den gekoppelten Märkten im Modell zu beobachten sind und

selbst große Preisunterschiede nach einer Marktdesignänderung nicht gänzlich übertragen werden. Mit Abbildung der realen Handelskapazitäten kann deshalb das Ausbleiben signifikanter Preiseffekte nicht auf die Modellierung zurückgeführt werden.

Für die weitere Untersuchung sind im Modell weitere Anpassungen notwendig. Deshalb werden die Länder Schweiz und Italien integriert, die ebenfalls große Elektrizitätshandelsströme mit Deutschland und Frankreich aufweisen. Weiterhin könnte PowerACE um Nachfrageflexibilität (wie DSM) und Pump-Speicher-Kraftwerke erweitert werden, da sich aus diesen Maßnahmen/Technologien ebenfalls Preiseffekte ergeben, die das Investitionsverhalten beeinflussen.

Wie bereits zu Beginn dieses Beitrags erwähnt, besteht in Frankreich aufgrund der Annahme einer begrenzten Lebensdauer von technischen Anlagen ein hoher Investitionsbedarf. Ab ca. 2027 könnten deshalb vermehrt altersbedingte Stilllegungen in Frankreich drohen (siehe u.a. Abbildung 1). Angesichts der schwierigen Erlössituation von flexiblen Kraftwerken durch steigende Anteile erneuerbarer Energien, ist eine Einführung von zusätzlichen Mechanismen in Frankreich vor diesem Hintergrund möglicherweise vorteilhaft. Denn die Ergebnisse zeigen, dass nach der Einführung der Kapazitätsobligationen die installierte Kapazität steigt.

Danksagung

Die Autoren danken der Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg für die Förderung des Projektes E-Save, in dessen Rahmen diese Untersuchung durchgeführt wurde.

Literatur

- [1] *French prompt surges into 2017*. In: *Power in Europe* (2017-01-16), Issue 741
- [2] BHAGWAT, Pradyumna C. ; IYCHETTIRA, Kaveri ; VRIES, Laurens J. de: Cross-border effects of capacity mechanisms. In: *2014 11th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, S. 1–5
- [3] KELES, Dogan ; BUBLITZ, Andreas ; ZIMMERMANN, Florian ; GENOESE, Massimo ; FICHTNER, Wolf: *Analysis of design options for the electricity market : The German case*. In: *Applied Energy* 183 (2016), S. 884–901
- [4] GENOESE, Massimo ; GENOESE, Fabio ; FICHTNER, Wolf: Model-based analysis of the impact of capacity markets on electricity markets. In: *2012 9th International Conference on the European Energy Market (EEM 2012)*, S. 1–6
- [5] VITA, A. de ; TASIOS, N. ; EVANGELOPOULOU, S. ; FORSELL, N. ; FRAGIADAKIS, K. ; FRAGKOS, P. ; FRANK, S. ; GOMEZ-SANABRIA, A. ; GUSTI, M. ; CAPROS, P. ; HAVLÍK, P. ; HÖGLUND-ISAKSSON, L. ; KANNAVOU, M. ; KARKATSOULIS, P. ; KESTING, Monika ; KOUVARITAKIS, N. ; NAKOS, Ch ; OBERSTEINER, M. ; PAPADOPOULOS, D. ; PAROUSSOS, L. ; PETROPOULOS, A. ; PUROHIT, P. ; SISKOS, P. ; TSANI, S. ; WINIWARTER, W. ; WITZKE, H. P. ; ZAMPARA, M.: *EU reference scenario 2016: Energy, transport and GHG emissions: trends to 2050*. Luxembourg: Publications Office, 2016
- [6] S&P GLOBAL PLATTS: *World Electric Power Plants Database: World Electric Power Plants Database*. September 2016. URL <http://www.platts.com/products/world-electric-power-plants-database>

- [7] BUNDESNETZAGENTUR: *Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur*. URL https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerkslistenode.html
- [8] ENTSO-E: *Transparency Platform: Central collection and publication of electricity generation, transportation and consumption data and information for pan-European market*. URL <https://transparency.entsoe.eu/>
- [9] ENTSO-E: *Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2016*. URL <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/ten%20year%20network%20development%20plan%202016/Pages/default.aspx>
- [10] FEIX, Olivier ; WIEDE, Thomas ; STRECKER, Marius ; KÖNIG, Regina: *Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030 (NEP 2030): Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. URL https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-file-download?file=160108_nep_szenariorahmen_2030.pdf
- [11] VENTOSA, Mariano ; BAÍLLO, Álvaro ; RAMOS, Andrés ; RIVIER, Michel: *Electricity market modeling trends*. In: *Energy Policy* 33 (2005), Nr. 7, S. 897–913
- [12] RINGLER, Philipp ; KELES, Dogan ; FICHTNER, Wolf: *How to benefit from a common European electricity market design*. In: *Energy Policy* 101 (2017), S. 629–643
- [13] BUNDESMINISTERIUMS FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE [BMWi]: *Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve* (in Kraft getr. am 2016) (2016). URL http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/kapazitaetsreserve-referentenentwurf.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [14] BUNDESMINISTERIUMS FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE [BMWi]: *Strommarkt der Zukunft*. URL <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/strommarkt-der-zukunft.html>
- [15] BUBLITZ, Andreas ; RENZ, Lea ; KELES, Dogan ; GENOESE, Massimo ; FICHTNER, Wolf: *An assessment of the newly proposed strategic reserve in Germany*. In: *2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, S. 1–5
- [16] ELIA GROUP: *Annual Report. Annual Report. 2015*. URL <http://www.elia.be/~media/files/Elia/publications-2/annual-report/annual-report-Elia-2015.pdf>
- [17] RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ [RTE]: *French Capacity Market – Report accompanying the draft rules*. 09.04.2014