

**Modellgestützte Analyse von Designoptionen für den deutschen
Elektrizitätsmarkt zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei
zunehmender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien**

Lea RENZ, Dr. Dogan KELES, Prof. Dr. Wolf FICHTNER

Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktionswirtschaft (IIP), Karlsruher
Institut für Technologie (KIT), Hertzstraße 16, 76187 Karlsruhe, +49 721 608-44573,
lea.renz@kit.edu, www.iip.kit.edu

Kurzfassung: Zweifel, ob der derzeitige Energy-Only-Markt (EOM) ausreichend Investitionsanreize zur Gewährleistung einer dauerhaften Versorgungssicherheit setzen kann, haben in Deutschland eine Diskussion über die Einführung eines Kapazitätsmechanismus als neues Marktsegment für das Produkt gesicherte Leistung entfacht. Es herrscht jedoch noch große Unklarheit und Uneinigkeit bezüglich der generellen Notwendigkeit als auch bezüglich der konkreten Zielsetzung und Ausgestaltung eines Kapazitätsmarkts. Neben der Intention, ausreichend Kapazitäten zu Spitzenlastzeiten bereit zu stellen, wird mit der Einführung eines Kapazitätsmechanismus außerdem die Beseitigung von Engpässen, insbesondere in Süddeutschland, als auch der Umbau des Kraftwerksparks hin zu mehr Flexibilität angestrebt. Die Einführung eines Kapazitätsmechanismus in den derzeitigen EOM würde jedoch eine tiefgreifende Veränderung des deutschen Elektrizitätsmarkts bedeuten, deren Folgen und Auswirkungen auf bspw. Strompreise und Investitionsverhalten z.T. schwer abzuschätzen und zu quantifizieren sind. Vor diesem Hintergrund wird die Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarktes in den deutschen Strommarkt genauer erläutert und mit Hilfe des agentenbasierten Simulationsmodells untersucht. Die Auswirkungen dieser Veränderung des Strommarktdesigns auf die Entwicklung von Erzeugungskapazitäten, Strompreisen, CO₂-Emissionen und Kosten werden für einen Zeithorizont bis 2050 analysiert und mit denen im Falle der Fortführung des reinen EOM verglichen. Die Ergebnisse zeigen, dass der EOM unter bestimmten Rahmenbedingungen nicht ausreichend konventionelle Kraftwerkskapazität zur Verfügung stellen kann, um die notwendige Systemsicherheit zu garantieren. Kritisch zu hinterfragen bleibt allerdings der mögliche Aufbau von Überkapazitäten mit Kapazitätsmarkt.

Keywords: Energiemarktmodellierung, Kapazitätsmärkte, Agentenbasierte Modellierung

1 Motivation und Zielsetzung

Derzeit wird in Deutschland intensiv über die mittelfristige Einführung eines Kapazitätsmechanismus diskutiert. Grund dafür sind Zweifel, ob der derzeitige Energy-Only-Markt (EOM) ausreichend Investitionsanreize in neue Kraftwerke setzen und somit eine dauerhafte Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Die momentan niedrigen Großhandelsstrompreise lassen sich einerseits durch noch vorhandene Überkapazitäten durch den Ausbau der erneuerbaren Energien sowie durch die Kopplung verschiedener Marktgebiete erklären. Andererseits tragen die derzeit niedrigen CO₂-Preise zu einem geringen Strompreisniveau auf dem Großhandelsmarkt bei. Durch die zunehmende Einspeisung von Strom auf Basis volatiler erneuerbarer Energien sinken die Einsatzstunden konventioneller Kraftwerke und ihre Erlössituation verschlechtert sich momentan dadurch erheblich. Es werden jedoch weiterhin vor allem flexible konventionelle Back-up-Kapazitäten notwendig sein, insbesondere wenn Spitzenlastzeiten und geringe Wind- und PV-Einspeisung aufeinandertreffen. Es stellt sich daher die Frage, ob der grenzkostenbasierte EOM genügend Anreize für Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten bietet, oder ob ein Kapazitätsmechanismus als neues Marktsegment für das Produkt gesicherte Leistung eingeführt werden sollte.

Des Weiteren besteht erhebliche Uneinigkeit über die konkrete Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus und so stehen unterschiedliche Vorschläge zur Diskussion. Die Einführung eines Kapazitätsmechanismus in den derzeitigen EOM würde eine tiefgreifende Veränderung des deutschen Elektrizitätsmarkts bedeuten und somit Auswirkungen auf Preise, Kosten der Stromversorgung und Investitionsverhalten haben. Hinzu kommt, dass vor allem komplex ausgestaltete Kapazitätsmechanismen nicht bzw. nur schwierig kurzfristig wieder abgeschafft werden können. Andere Länder haben bereits seit einiger Zeit Kapazitätsmechanismen eingeführt (z.B. USA, Chile, Spanien). Kaum einer dieser Kapazitätsmechanismen blieb jedoch in seiner anfänglichen Ausgestaltung erhalten, sondern einzelne Parameter wurden in der Vergangenheit z.T. häufig angepasst. Dies verdeutlicht, dass eine adäquate und angemessene Parametrierung eines Kapazitätsmechanismus schwierig ist. Häufige Veränderungen in der Ausgestaltung können jedoch zu einer zunehmenden Verunsicherung von Investoren führen und zusätzliche Kosten aufgrund höherer Risikoaufschläge verursachen. Die Einführung eines Kapazitätsmechanismus in den deutschen Strommarkt sollte folglich mit Bedacht und dessen Parametrierung auf fundierten Analysen bzw. Szenarien erfolgen.

Neben der Bereitstellung ausreichender Kapazität zu Spitzenlastzeiten werden mit der Einführung eines neuen Marktdesigns teilweise weitere Ziele verfolgt. Dazu gehören zum einen die Beseitigung lokaler Versorgungsengpässe mit Fokus auf Süddeutschland, zum anderen der Umbau des Kraftwerksparks hin zu mehr flexibler Stromerzeugung und -speicherung. Letzteres ist im Hinblick auf das angestrebte Ziel der Bundesregierung, bis 2050 80% des Stroms durch erneuerbare Energien zu erzeugen, besonders von Bedeutung. In Zukunft werden dadurch hauptsächlich flexible konventionelle Back-up-Kapazitäten, wie bspw. Gaskraftwerke und Energiespeicher erforderlich sein, um die Stromerzeugung volatiler erneuerbarer Energien auszugleichen. Diese unterschiedlichen Zielsetzungen haben ebenfalls Einfluss auf die Ausgestaltung des zukünftigen Marktdesigns und die Parametrierung eines Kapazitätsmechanismus.

Vor diesem Hintergrund wird in diesem Papier die Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarktes genauer erläutert und untersucht. Dazu wird dieses Marktdesign im agentenbasierten Simulationsmodell PowerACE, welches den deutschen Strommarkt abbildet, implementiert. Anhand der Modellierung soll untersucht werden, wie sich dieser Mechanismus unter der Annahme bestimmter Parametrierungen auswirkt, insbesondere auf die Entwicklung konventioneller Kraftwerkkapazitäten, Strompreise und Kosten. Anschließend werden diese Auswirkungen mit denen im Falle der Fortführung des reinen EOM-Marktes verglichen.

2 Methodologie

Umfassende Veränderungen im Strommarktdesign können Investoren verunsichern und zusätzliche Transaktionskosten und Risikoaufschläge verursachen. Es ist somit zunächst die Funktionsfähigkeit des EOM zu analysieren. Dieses Marktdesign dient in dieser Arbeit als Referenzszenario und Vergleichsbasis.

In einem nächsten Schritt wird das in dieser Arbeit ausgewählte Strommarktdesign des umfassenden Kapazitätsmarkts in das agentenbasierte Simulationsmodell PowerACE implementiert. Anschließend wird das Investitionsverhalten der Agenten sowie die Entwicklung von Erzeugungskapazitäten, Strompreisen und CO₂-Emissionen in der Simulation mit reinem EOM sowie mit Kapazitätsmarkt analysiert und miteinander verglichen. Des Weiteren wird untersucht, ob es in einzelnen Szenarien bzw. unter bestimmten Parametrierungen zu einer Unterdeckung der Nachfrage kommt. Schwerpunkt der Untersuchung ist die Analyse eines Strommarktdesigns mit sehr hohen Anteilen an erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger Gewährleistung der notwendigen Versorgungssicherheit. Kernelement ist daher die Untersuchung der Entwicklung konventioneller Erzeugungskapazitäten, welche die Versorgungssicherheit garantieren.

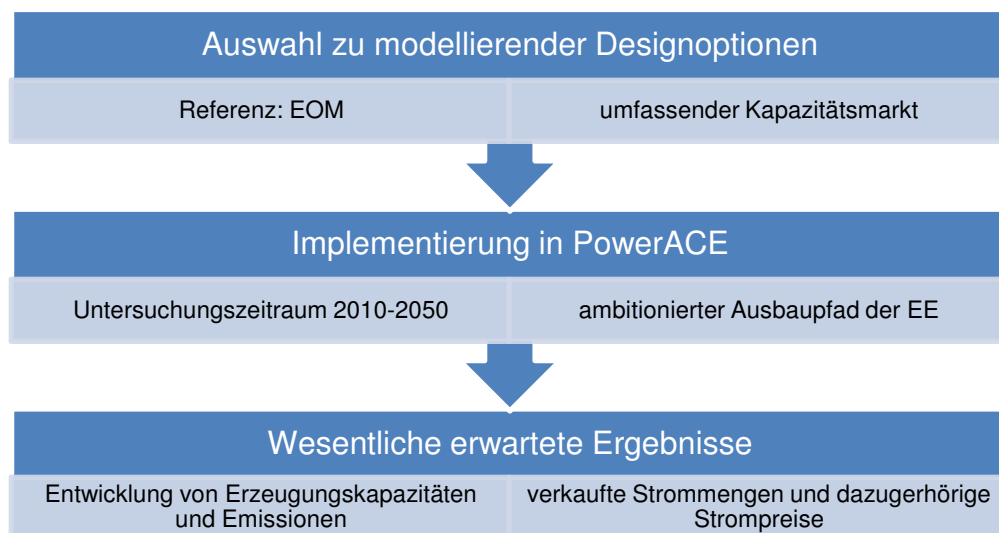


Abbildung 1: Methodische Vorgehensweise

2.1 Auswahl analysierter Kapazitätsmechanismen

Die Auswahl des in dieser Untersuchung analysierten Kapazitätsmechanismus erfolgt anhand der derzeit für Deutschland diskutierten und als relevant identifizierten Ausgestaltungsvorschläge sowie anhand internationaler Umsetzungen. Dazu gehören bspw. die Mechanismen Strategische Reserve, umfassende Kapazitätsmärkte bzw. Kapazitätsoptionen sowie der Vorschlag eines dezentralen Kapazitätsmarkts (vgl. EWI 2012, VKU 2013, Winkler et al. 2013).

Im Folgenden wird der für diese Arbeit relevante Mechanismus der Kapazitätsoptionen näher beschrieben. Dieser wurde bereits 2006 von einem amerikanischen Übertragungsnetzbetreiber eingeführt (vgl. ISO New England ISO New England und The Brattle Group 2009) und ist aktuell in ähnlicher Form in einer Studie des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität zu Köln (EWI) als sogenannter Markt für Versorgungssicherheitsverträge für den deutschen Elektrizitätsmarkt vorgeschlagen (vgl. EWI 2012).

Grundlage des Mechanismus ist ein neuer Markt, auf dem Kapazitätsoptionen mit Stromversorgern zur Sicherstellung von Kapazitäten in Knappheitszeiten gehandelt werden. Dabei definiert eine zentrale Instanz ein bestimmtes Niveau an Versorgungssicherheit und entsprechend eine Zielmenge an sicher verfügbarer Kapazität, welche in einer Auktion mit einer Vorlaufzeit von 5-7 Jahren beschafft werden soll. Dies ermöglicht es auch neuen Kraftwerken an der Auktion teilzunehmen. Jedes Energieversorgungsunternehmen muss sich in dieser Auktion entsprechend des Anteils seiner Kunden an der Spitzenlast mit Kapazitätsoptionen eindecken. Der Mechanismus gibt vor, dass der Erzeuger, falls der Spotmarktpreis den Strikepreis übersteigt, die Differenz zurückzahlen muss. Im Gegenzug erhält er eine fixe Optionsprämie zur Vollkostendeckung. Investitionstätigkeiten werden somit auf Basis von Spot- und Forwardmarktpreisen und zusätzlich auf Basis von Erlösen aus dem Kapazitätsmarkt getroffen. Die Kapazitätsoptionen sichern Nachfrager gegen hohe Preisspitzen ab und stellen außerdem einen zusätzlichen Anreiz für Stromerzeuger dar, in Knappheitszeiten verfügbar zu sein.

2.2 Modellierung und Datengrundlage

2.2.1 Agentenbasiertes Simulationsmodell PowerACE

Die Analyse und Auswertung der ausgewählten Kapazitätsmechanismen erfolgen mit Hilfe des agentenbasierten Simulationsmodells PowerACE, welches den gesamten deutschen Strommarkt auf Akteursebene abbildet. Einzelne Akteure werden als Agenten modelliert, welche kein gemeinsames übergeordnetes Ziel verfolgen, sondern ihre eigene Wirtschaftlichkeit im Fokus haben. Agentenbasierte Simulationsmodelle ermöglichen somit die differenzierte Nachbildung einzelner Rollen und Funktionen unterschiedlicher Akteure.

Im Wesentlichen besteht das Modell aus den vier Modulen Märkte, Stromversorgung, Stromnachfrage und Regulator. Eine Übersicht dazu zeigt Abbildung 3.1, welche exemplarisch außerdem das Modul Kapazitätsmärkte enthält.

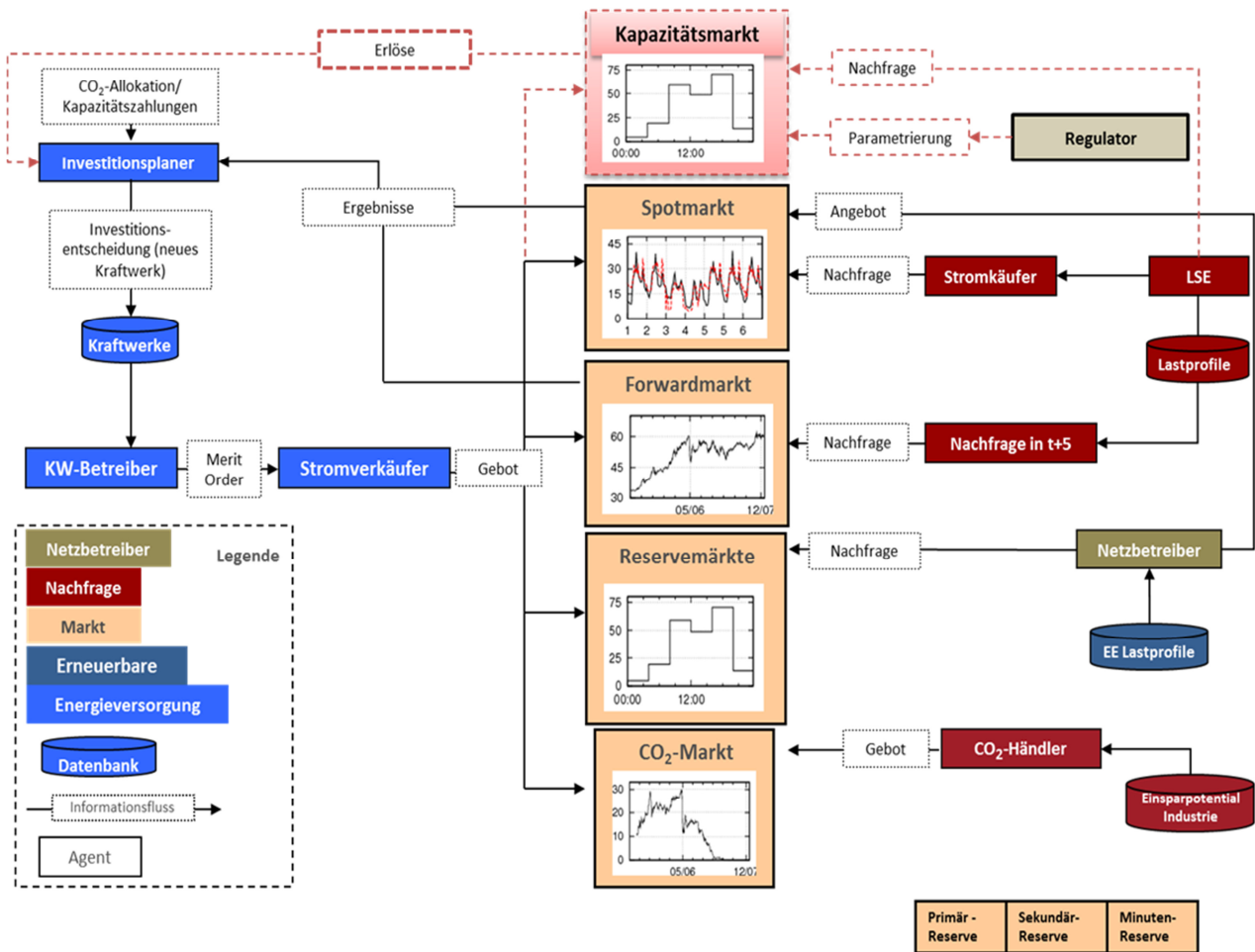


Abbildung 1: Schematische Darstellung des agentenbasierten Simulationsmodells PowerACE (in Anlehnung an Genoese 2010)

Das Modell bildet den deutschen Strommarkt kraftwerksscharf ab. Wesentliche Inputparameter sind die Entwicklung der zukünftigen Stromnachfrage, CO₂- und Brennstoffpreise, Stromimporte und -exporte sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien.

Die Stromversorgungsseite wird durch sieben Akteure im Modell abgebildet (ENBW, EON RWE, STEAG, Vattenfall; Industrie und regionale Betreiber in aggregierter Form). Jeder dieser Stromversorger wird durch eigene Agenten, wie bspw. Stromhändler, Kraftwerksbetreiber und Investitionsplaner dargestellt, die bestimmte Aufgaben im Modell erfüllen.

Für die kurzfristige Marktsimulation geben die einzelnen Stromhändler auf Grundlage von Preisdaten, verfügbaren Kraftwerken und Strompreisprognosen Gebote auf dem Spotmarkt, dem Forwardmarkt sowie den verschiedenen Regenergiemärkten ab.

Ausgangspunkt für Investitionsentscheidungen im Modell ist die Wirtschaftlichkeitsberechnung auf Grundlage des simulierten Kraftwerkseinsatzes vorgegebener konventioneller Technologieoptionen. Entscheidungsbasis der einzelnen Investitionsplaner sind dabei die im Modell simulierten stündlichen Preise des Spot- und Forwardmarktes und

ggfs. die zusätzlichen Erlöse auf dem Kapazitätsmarkt. Ausgangspunkt der Investitionsentscheidung ist die Annahme, dass Kraftwerke in Betrieb sind, wenn die Marktpreise mindestens deren variable Kosten decken, da nur so ein positiver Deckungsbeitrag erzielt werden kann. Für jede zur Verfügung stehende Technologieoption wird auf Grundlage erwirtschafteter Deckungsbeiträge und unter Hinzunahme von Literaturwerten zu Investitionsausgaben und ökonomischer Lebensdauer der Kapitalwert der einzelnen Technologieoptionen berechnet. Anschließend überprüft der Investitionsplaner in Abhängigkeit von seinem Marktanteil und der zukünftigen Residuallast, wie viele Kraftwerke von der Technologieoption mit dem höchsten Kapitalwert gebaut werden sollen (vgl. Genoese 2010).

2.2.2 Modellierung von Kapazitätsmechanismen

Eine wichtige Modellerweiterung stellt die Implementierung der in Abschnitt 2.1. beschriebenen Kapazitätsmechanismen dar. Im Folgenden wird die Modellierung des Mechanismus der Kapazitätsoptionen vorgestellt. Einziger Unterschied zu dem vom EWI vorgeschlagenen Markt für Versorgungssicherheitsverträge (vgl. EWI 2013) ist die Umsetzung der Kapazitätsoptionen. Diese orientiert sich am Forward Capacity Market, der derzeit im Marktgebiet des amerikanischen Netzbetreibers ISO New England implementiert ist. Das theoretische Konzept der Kapazitätsoptionen sieht vor, dass bei Überschreiten des Ausführungspreises der Option durch den Spotmarktpreis der Verkäufer der Option, in diesem Fall der Kraftwerksbetreiber, den Differenzbetrag in jedem Fall erstatten muss, auch wenn er keinen Strom produziert und Erlöse generiert. Dies bedeutet eine Strafzahlung für Nichtverfügbarkeit; die Ausübung von Marktmacht wird dadurch erheblich eingedämmt. Im Forward Capacity Market ist dieser Mechanismus über die sogenannte Peak Energy Rent (PER) umgesetzt. Dabei wird monatlich der Deckungsbeitrag einer Referenzgasturbine von den Kapazitätserlösen abgezogen. Dies entspricht einem Ausführungspreis in Höhe der höchsten kurzfristigen Grenzkosten der vorhandenen Erzeugungskapazitäten; Kapazitätszurückhaltung wird für Kraftwerksbetreiber durch die immer zu zahlende Differenz unattraktiv. Des Weiteren führt dieses Konzept zum Ziel, mit einem Kapazitätsmechanismus die Verfügbarkeit von Kraftwerken insbesondere zu Knappheitszeiten zu gewährleisten. Diese einzelnen Umsetzungssetzungsschritte des Kapazitätsmechanismus im PowerACE-Modell werden im Folgenden näher beschrieben.

In einem ersten Schritt bestimmt der Regulator im Modell am Ende jeden Jahres die Menge sicher verfügbarer konventioneller Kraftwerkskapazität zur Deckung der Peaklast und Reservemarge, die im Ausführungsjahr $t+x$ benötigt wird, um ein definiertes Niveau an Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dies wird beschrieben durch die Beziehung.

$$ConCap_{t+x} = (1 + R_{t+x}) * (D_{peak,t+x} - EE_{t+x} - Imp_{t+x})$$

Mit

ConCap benötigte sicher verfügbare konventionelle Kraftwerkskapazität in $t+x$

R Reservemarge in $t+x$

D_{peak}	prognostizierte Spitzenlast in t+x
EE	sicher verfügbare Kapazität erneuerbarer Erzeugungsanlagen in t+x
Imp	Importe in der Stunde der Spitzenlast in t+x

Die in Prozent hinterlegte Reservemarge R kann frei gewählt werden und steuert somit das definierte Niveau an Versorgungssicherheit.

Als nächstes bestimmt der Regulator die benötigte Leistung (Capacity Obligation CO), die von jedem einzelnen Energieversorger bereitgestellt werden muss. Dazu wird die Nachfrage ermittelt, die der jeweilige Energieversorger in der Stunde der Spitzenlast bedient. Die CO des jeweiligen Energieversorgers für das Ausführungsjahr t+x ergibt sich durch Multiplikation aus den Werten für ConCap und dem Anteil der Nachfrage an der Spitzenlast. Jedes Energieversorgungsunternehmen kann seine CO durch bestehende konventionelle Anlagen, durch Neuanlagen oder durch zugeteilte Kapazitätsoptionen aus dem Kapazitätsmarkt bereitstellen.

Im Anschluss an die Bestimmung der Eingangsparameter werden die einzelnen Investitionsplaner-Agenten der Energieversorger aufgerufen. In der Kapazitätsauktion können diese drei unterschiedliche Angebotstypen abgeben:

- Typ 1: offerSelf bereits bestehende Kapazität, die zur Erfüllung der CO genutzt werden soll. Diese wird mit einem Preis von null €/kW angeboten.
- Typ 2: offerExistent: bereits bestehende Kapazität, die nach Erfüllung der CO im Überschuss vorhanden ist. Diese muss ebenfalls zu einem Preis von null €/kW angeboten werden.
- Typ 3: offerNEW: Neubauten. Diese können zu einem beliebigen Preis innerhalb des Floor- und Startpreises der Kapazitätsauktion angeboten werden.

Zur Bestimmung des Kapazitätspreises für Neubauprojekte ermitteln die Investitionsplaner zunächst den Kapitalwert ihrer zur Verfügung stehenden Technologieoptionen. Anschließend wird der Angebotspreis für diejenige Option ermittelt, die bisher den höchsten Kapitalwert hat (auch wenn dieser negativ ist). In der Berechnung des Kapitalwerts muss die PER berücksichtigt werden, da diese im Ausführungsjahr von den Kapazitätszahlungen, die ein Kraftwerk erhält, abgezogen wird. Nach Erdmann und Zweifel (2010) ergibt sich der Angebotspreis analog zum Strompreis aus dem Kapitalwert, der die Investition gerade noch lohnend macht. Das bedeutet, der optimale Angebotspreis ergibt sich bei einem Kapitalwert von null €/kWa und lässt sich nach folgender Gleichung berechnen. Dabei erhalten Neuanlagen diesen errechneten Angebotspreis für y Jahre und für alle weiteren z Jahre, an denen sie am Kapazitätsmarkt teilnehmen müssen, einen prognostizierten Preis. Der prognostizierte Kapazitätspreis wird in der Simulation fest vorgegeben und kann als Inputparameter variiert werden.

$$C = -I_0 + \underbrace{\sum_{t=1}^n \frac{(db - c_{fix})}{(1+z)^t}}_{\text{Bisher höchster Kapitalwert}} + \underbrace{(af * p_{cap}) * \sum_{t=1}^{t+x} \frac{1}{(1+z)^t}}_{\text{y Jahre fixer Preis}} + \underbrace{(af * p_{prog}) * \sum \frac{1}{(1+z)^t}}_{\text{z Jahre prognostizierter Preis}} = 0$$

Mit:

- I_0 spez. Investition
- db Deckungsbeitrag aus dem Stromverkauf
- c_{fix} Fixe Ausgaben pro Jahr
- z Kalkulationszinssatz
- n Nutzungsdauer der Anlage
- af Verfügbarkeitskoeffizient der Technologieoption
- p_{cap} Kapazitätsangebotspreis
- p_{prog} prognostizierter Kapazitätspreis

Im Anschluss an die Berechnung des Gebotspreises der Zubauoption übergeben die einzelnen Investitionsplaner dieses Gebot an den Kapazitätsmarkt. Dabei fließt die Kapazitätsmenge der Angebote von Typ 1 und 2 kumuliert ein, wohingegen alle Angebote vom Typ 3 kraftwerksscharf in die Auktion eingehen, da diese den Preis setzen.

Die Kapazitätsauktion wird als Descending-Clock-Auktion ausgeführt. Floor- und Startpreis werden in Abhängigkeit der Cost of New Entry (CONE) vom Regulator vorgegeben. Die NetCONE entsprechen den annuitätischen Fixkosten einer Referenzgasturbine abzüglich der erwarteten Deckungsbeiträge aus dem Stromverkauf. Grund für diese Parametrierung ist, dass bei optimaler Kapazität der Kapazitätspreis genau den NetCONE entsprechen sollte. Dies lässt sich durch das Missing Money Problem erklären: wenn ein Spitzenlastkraftwerk Strom erzeugt, profitieren alle verfügbaren Kraftwerke mit geringeren Grenzkosten von den Knappheitspreisen. Ein Kapazitätsmarkt sollte deshalb allen Kraftwerken im System genau die Fixkosten eines Referenz-Spitzenlastkraftwerks zur Verfügung stellen, wenn die optimale Kapazität erreicht ist. Damit eine doppelte Vergütung verhindert wird, werden die Einnahmen aus den Strom- und Regelenergiemärkten abgezogen und man erhält die NetCONE.

Für die Durchführung der Auktion werden alle eingehenden Angebote zunächst zufällig gemischt und anschließend aufsteigend nach ihrem Kapazitätspreis geordnet. Die kumulierte Menge im Markt wird im Folgenden so lange angebotsweise reduziert, bis die vorgegebene ConCap erreicht ist. Daraus resultiert der endgültige Kapazitätspreis. Diesen erhalten Neuanlagen für einen längeren Zeitraum, alle bestehenden Anlagen für ein Jahr. Abbildung 2 zeigt die schematische Funktionsweise des Kapazitätsmarkts im PowerACE-Modell.

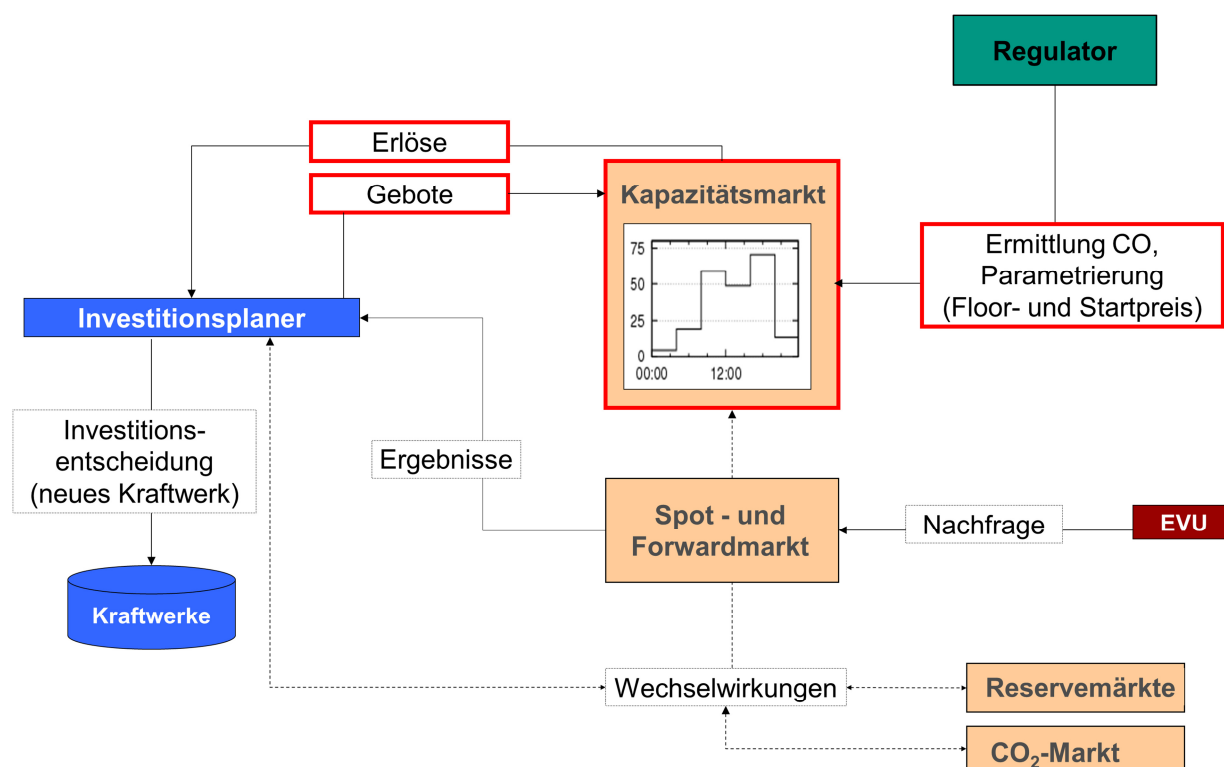


Abbildung 2: Schematische Darstellung des Kapazitätsmarkt-Modells im agentenbasierten Simulationsmodell PowerACE

2.3 Datengrundlage und Parametrierung

Die Datengrundlage bilden Inputparameter aus verschiedenen Quellen, bspw. die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur und die Energy Roadmap 2050 der Europäischen Kommission. Die Stromnachfrage Deutschland ist in dieser Simulation durch einen Anstieg von ca. 547 TWh 2010 auf ca. 667 TWh 2050 gekennzeichnet. Diese Entwicklung lässt sich u.a. durch die Annahme einer starken Zunahme der Elektromobilität erklären.

Die analysierte Zeitperiode umfasst die Jahre 2010-2050. Es können mehrere Simulationen mit Variation der Inputparameter durchgeführt werden. Der Ausbaupfad der erneuerbaren Energien entspricht in allen Simulationen den Zielen der Bundesregierung, einen Anteil von 80% an der Stromversorgung bis 2050 zu erreichen.

Die vorgegebene Reservemarge liegt in dieser Simulation bei 8%, die CONE ergeben sich bei einer Referenzgasturbine mit einer Anfangsinvestition von 400 €/kW und jährlichen Fixkosten in Höhe von 7 €/kW, sowie einer angenommenen Nutzungsdauer von 20 Jahren zu etwa 50 €/kW.¹ Die Eingangsparameter der Kapazitätsauktion orientieren sich an der aktuellen Parametrierung im Forward Capacity Market von ISO New England mit einem Floorpreis in Höhe von 0,6* CONE und einem Startpreis in Höhe von 2*CONE. Die Auktion findet mit einer Vorlaufzeit von 5 Jahren statt, für Neuanlagen werden die

¹ Bei einem Kalkulationszinssatz von 8%.

Kapazitätzahlungen für 10 Jahre fixiert. Die Anlagen sind verpflichtet für insgesamt 25 Jahre am Kapazitätsmarkt teilzunehmen.

3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse aus Simulationsläufen für den EOM sowie für den Mechanismus der Kapazitätsoptionen unter in 2.3. genannter Parametrierung werden im Folgenden zusammengefasst.

Abbildung 3 zeigt die Entwicklung der installierten Kraftwerkskapazitäten im EOM sowie im Falle der Einführung eines Kapazitätsmarktes. Die Investitionstätigkeit im EOM ist stark von Zyklen geprägt, welche sich durch ein hohes Preisniveau auf dem Großhandelsmarkt während Knappheitszeiten erklären lassen. Je öfters der Markt knapp ist umso häufiger treten Spitzenpreise auf, welche Anreize für Investitionen liefern. In der Simulation mit einem Kapazitätsmarkt wird dagegen gleichmäßiger investiert, bevor eine größere Knappheit im Markt entsteht. Dies zeigt auch Abbildung 4 mit der jährlich neu installierten konventionellen Kraftwerkskapazität im EOM sowie im Kapazitätsmarkt.

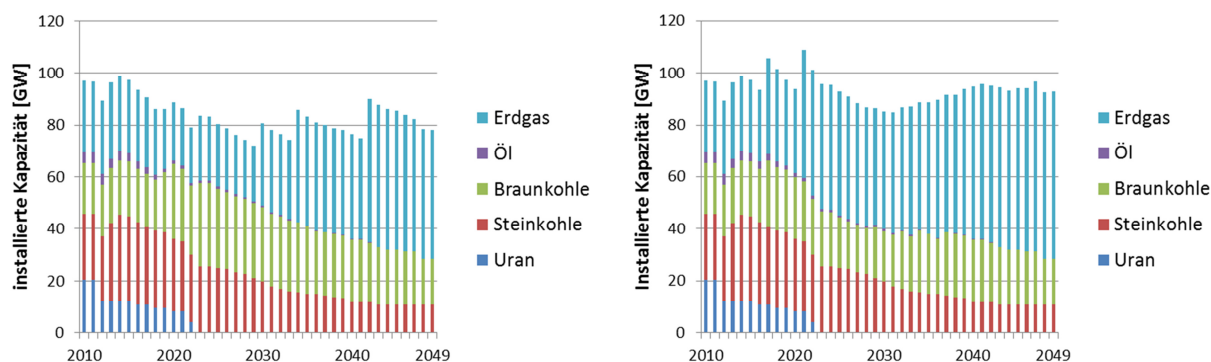


Abbildung 3: Entwicklung der installierten konventionellen Kraftwerkskapazitäten im EOM (links) und mit zentralem Kapazitätsmarkt (rechts)

Das Niveau der Versorgungssicherheit ist somit mit Kapazitätsmarkt konstant deutlich höher als im EOM. Des Weiteren werden mit Kapazitätsmarkt im Zeitraum 2010-2050 insgesamt ca. 15 GW mehr Erdgaskapazitäten zugebaut. Dies entspricht der bei zunehmender Einspeisung erneuerbarer Stromerzeugung notwendigen Umstrukturierung des Kraftwerksparks hin zu mehr Flexibilität.

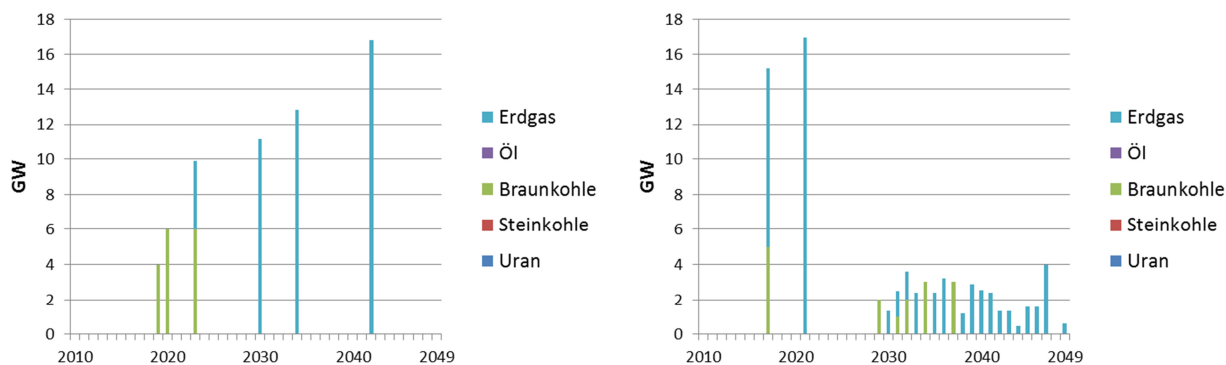


Abbildung 4: Jährlich neu installierte Kapazität im EOM (links) sowie mit zentralem Kapazitätsmarkt (rechts)

Es stellt sich jedoch die Frage, ob es mit Kapazitätsmarkt tendenziell zu einem Aufbau von Überkapazitäten kommt, bzw. ob im EOM Situationen auftreten, in denen die Nachfrage nicht gedeckt werden kann. Agentenbasierte Simulationsmodelle ermöglichen im Gegensatz zu Optimierungsmodellen die Prüfung einer Unterdeckung der Nachfrage. Im Modell wird diese Situation mit Hilfe eines Referenzanbieters gelöst. Tritt während einer Simulation die Situation ein, dass die (fixe) Nachfrage das Angebot übersteigt, springt der Referenzagent mit einem Referenzgaskraftwerk ein. Dieses wird zu besonders hohen Preisen und hohem Volumen auf dem Markt angeboten und sollte somit keinen Einfluss auf die simulierten Strompreise haben. Durch das Referenzkraftwerk soll lediglich vermieden werden, dass der Markt mangels Angebot nicht geräumt werden kann und die Simulation abbricht. Ein Zeichen für eine Unterdeckung der Nachfrage im Modell ist also das Auftreten des hohen Gebotspreises des Referenzkraftwerks.

Mit Kapazitätsmarkt kommt es auf Grund dessen Zielsetzung und Parametrierung zu keiner Unterdeckung der Nachfrage. Im EOM tritt diese Situation jedoch ein, besonders ausgeprägt in den Jahren 2039, 2040, 2041, 2048 und 2049. Abbildung 5 zeigt die Anzahl an Stunden pro Jahr, in denen im EOM die Nachfrage das Angebot übersteigt. Da diese Situation zum ersten Mal im Jahr 2028 auftritt, ist die Abbildung auf die Jahre 2028-2049 beschränkt.

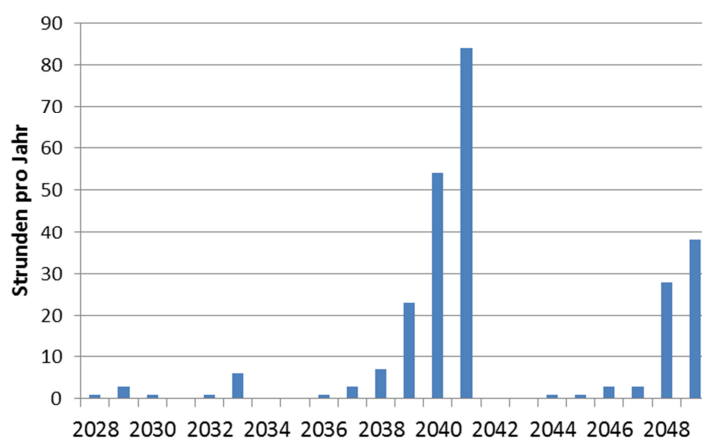


Abbildung 5: Stunden pro Jahr, in denen im EOM die Nachfrage das Angebot übersteigt

Der Höhepunkt der Marktknappheit wird in der Simulation im Jahr 2041 erreicht. In diesem Simulationsjahr ergeben sich insgesamt 84 Stunden, in denen die Nachfrage das Angebot übersteigt und theoretisch Marktversagen eintreten würde. Betrachtet man den gesamten Untersuchungszeitraum 2010-2050, dann summieren sich die Zeiten mit Unterdeckung der Nachfrage auf 258 Stunden.

Abbildung 6 zeigt außerdem die Entwicklung der durchschnittlichen Großhandelsstrompreise jeweils mit und ohne Kapazitätsmarkt sowie mit der Umlegung der jährlichen Kapazitätzahlungen auf den Großhandelsstrompreis. Es fällt auf, dass im EOM der durchschnittliche Großhandelsstrompreis in Jahren mit Kapazitätsknappheit deutlich stärker ansteigt als der durchschnittliche Großhandelsstrompreis mit Kapazitätsmarkt. Außerdem weist der durchschnittliche Großhandelsstrompreis im EOM über die gesamte Untersuchungsperiode größere Preisgefälle auf. Dies lässt sich durch eine regelmäßige Investitionstätigkeit mit Kapazitätsmarkt erklären.

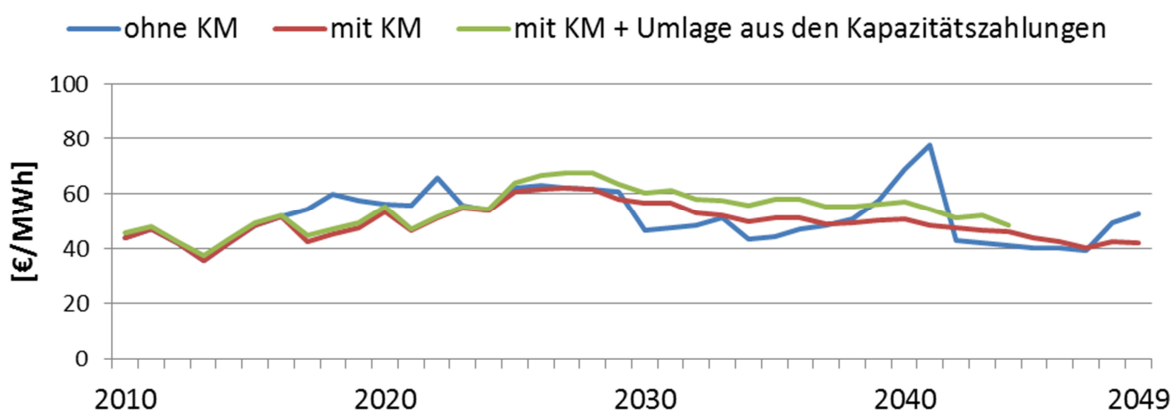


Abbildung 6: Entwicklung der Großhandelsstrompreise mit und ohne Kapazitätsmarkt sowie mit Kapazitätsmarkt inklusive Umlage aus den Kapazitätzahlungen

4 Ausblick

Bisher konnte gezeigt werden, dass der EOM unter bestimmten Rahmenbedingungen nicht ausreichend konventionelle Kraftwerkskapazität zur Verfügung stellen kann, um die notwendige Systemsicherheit zu garantieren. In diesem Papier wurde hauptsächlich auf die Implementierung, Parametrierung und Analyse des Mechanismus der Kapazitätsoptionen eingegangen. Dabei hat sich gezeigt, dass dieser Mechanismus in der Lage ist, den Anforderungen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bei hohen Anteilen an erneuerbarer Energieerzeugung gerecht zu werden. Unterschiede zum EOM hinsichtlich der Entwicklung konventioneller Erzeugungskapazitäten ließen sich sowohl in Quantität als auch in Qualität feststellen. Im Rahmen dieser Untersuchung werden weitere Kapazitätsmechanismen, wie bspw. eine Strategische Reserve in das PowerACE-Modell implementiert, wobei für jeden Mechanismus unterschiedliche, adäquate Parametrierungen Berücksichtigung finden sollen. Unter der Annahme eines verstärkten Ausbaus der erneuerbaren Energien werden diese Kapazitätsmechanismen anschließend ebenfalls umfassend in der Entwicklung von Erzeugungskapazitäten, Strompreisen, Kosten und CO₂-

Emissionen sowie auf mögliche Unterdeckungen der Nachfrage untersucht. Des Weiteren werden nachfrageseitige Flexibilitäten im Modell abgebildet, die ebenfalls am Kapazitätsmarkt teilnehmen sollen bzw. im EOM Marktversagen vermeiden können. Damit soll ein Beitrag zur aktuellen Diskussion um die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland bzw. zur Bewertung zukünftiger Designoptionen für einen deutschen Strommarkt mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien geleistet werden.

5 Literatur

Bidwell, M. (2006): Why Reliability Options are the Answer in New England. In: The Electricity Journal 19 (2006), Mai, Nr. 4, S. 32–41

Cramton, P.; Stoft, S. (2005): A Capacity Market that Makes Sense. In: The Electricity Journal 18 (2005), Nr. 7, S. 43–54

Erdmann und Zweifel (2010): Energieökonomik: Theorie und Anwendungen. 2., verb. Aufl. Springer, 2010

EWI. (2012): „Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign“. http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2012/EWI_Studie_Strommarktdesign_Endbericht_April_2012.pdf.

Genoese, M. (2010): Energiewirtschaftliche Analysen des deutschen Strommarkts mit agentenbasierter Simulation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Dissertation, Januar 2010

ISO New England und The Brattle Group (2009): “Review of the Forward Capacity Market Auction Results and Design Elements / ISO New England Inc. und The Brattle Group. 5. Juni 2009. –Internal Market Monitoring Unit”

ISO New England Inc. (2010). ISO New England Inc.: Market Rule 1. 6. Juli 2010

ISO New England Inc (2014): Forward Capacity Market (FCM) Frequently Asked Questions http://www.iso-ne.com/support/faq/fwd_cap_mkt/index.html

Süßenbacher, W. (2011): Marktgestaltung unter Berücksichtigung der Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Technische Universität Graz, Dissertation, 2011

The Brattle Group (2011): “Cost of new entry estimates for combustion turbine and combined cycle plants in PJM”. Prepared for PJM Interconnection, L.L.C. 24. August 2011

VKU. (2013): „Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland“. http://www.vku.de/fileadmin/get/?24025/EMD_Gutachten__Positionspapier_-_layout_-_Internet.pdf.

Winkler, J.; Keles, D.; Renz, L.; Sensfuß, F.; Fichtner, W. (2013): Kapazitätsmechanismen oder Weiterentwicklung des Energy-Only-Markts, ew - Magazin für Energiewirtschaft, Heft 10/2013

http://www.iso-ne.com/markets/othrmkts_data/fcm/doc/fcm_8_pricing_thresholds.pdf

