

KAPAZITÄTSMÄRKTE UND –MECHANISMEN IM INTERNATIONALEN KONTEXT

Wilhelm Süßenbacher¹, Michael Schwaiger¹, Heinz Stigler

Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +43 316 873 7909, wilhelm.suessenbacher@tugraz.at, www.iee.tugraz.at;

Kurzfassung: Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird untersucht, ob die verschiedenen international in Verwendung befindlichen Kapazitätsmärkte und –mechanismen in der Lage sind, bestehende Mängel des reinen Energiemarktes zu beheben. Hierfür werden die unterschiedlichen theoretischen Konzepte erläutert, deren praktische Anwendungsfälle untersucht und anschließend eine qualitative Bewertung durchgeführt. Der besondere Fokus der Untersuchung liegt dabei auf der Ausgestaltung der praktischen Anwendungsfälle.

Schlüsselwörter: Strategische Reserve, operative Reserve, administrative Kapazitätzahlungen, Kapazitätsbörse, Kapazitätsoptionen, Anwendungsfälle

1. Einleitung

Die meisten Elektrizitätsmärkte in Europa sind mit großen Überkapazitäten in die Liberalisierung gestartet, so dass sich die Frage ausreichender Investitionsanreize zunächst nicht stellte. Der Fokus der Marktgestaltung richtete sich während dieser Zeit primär auf die Erhöhung der kurzfristigen Effizienz, welche durch die Einführung von Strombörsen erreicht werden sollte. Nun, da aber in zahlreichen Märkten erhebliche Ersatzinvestitionen notwendig sind und die teils umfangreiche Erzeugung erneuerbarer Energien die Prognostizierbarkeit zukünftiger Börsenpreise nachteilig beeinflusst, erhält die Fragestellung, ob der Markt auch in der Lage ist langfristige Effizienz zu gewährleisten, erhöhte Aufmerksamkeit².

In einem wettbewerblichen Markt mit Strombörse ist der Energiepreis das wesentlichste Anreizsignal für Neuinvestitionen. Dieser sollte Erzeugungseingpässe frühzeitig anzeigen und so sicherstellen, dass Unternehmen langfristig ausreichende Kraftwerkskapazitäten bereitstellen. Theoretische Untersuchungen von Caramanis (1982) und Schweppe et al. (1988) belegen, dass ein reiner Energiemarkt unter idealen Bedingungen dazu prinzipiell in der Lage ist. Die in der Betrachtung getroffenen Annahmen sind jedoch in einem realen Marktumfeld nicht haltbar. So werden wesentliche Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft, wie die mangelnde Elastizität der Nachfrage, die langen Vorlaufzeiten der Anlagenerrichtung, die schlechte Prognostizierbarkeit zukünftiger Marktpreise oder die Möglichkeit politischer Interventionen im Falle stark steigender Strompreise, nicht berücksichtigt (Hobbs, Inon, & Kahal, 2001, S. 8-9). Vor allem die unsichere Entwicklung zukünftiger Marktpreise kann unter der Annahme risikoaversen Verhaltens der Erzeuger zu zeitlichen Verzögerungen von Investitionsprojekten und in der Folge zu Erzeugungseingpässen führen (Neuhoff & de Vries, 2004, S. 262-264). Dieser Umstand wird durch den steigenden Anteil stochastischer Windkrafterzeugung in Ländern wie Deutschland oder Spanien noch weiter verschärft. Es ist daher unter realen Marktbedingungen keinesfalls sichergestellt, dass ein reiner Energiemarkt in der Lage ist, langfristig ausreichende Erzeugungskapazitäten bereitzustellen (Süßenbacher, 2011).

Viele internationale Strommärkte haben oder hatten ähnliche Probleme zu bewältigen. So sind beispielsweise die südamerikanischen Märkte Brasilien, Chile und Kolumbien in hohem Maß vom Wasserkraftdargebot in ihrem System abhängig, gleichzeitig jedoch extremen Wetterphänomenen und langen Regen- bzw. Trockenperioden ausgesetzt. Als Folge sind die Großhandelspreise, je nach Wasserkraftaufkommen, großen Schwankungen unterlegen und schwer zu prognostizieren. Zur Behebung des Problems wurden in diesen Märkten Kapazitätsmechanismen implementiert, welche für langfristig planbare Erlöse der Erzeuger, eine sichere Deckung der Vollkosten und somit ausreichende Anlagenerrichtungen sorgen sollten. Auch in einigen liberalisierten Strommärkten Nordamerikas, Australiens und Europas hatte man Bedenken, ob ein reiner Energiemarkt in der Lage ist, eine langfristige Versorgungssicherheit zu gewährleisten und berücksichtigte verschiedene Kapazitätsmechanismen in der Marktgestaltung, die dies sicherstellen sollten.

¹ Jungautor

² Dies zeigt sich beispielsweise an Hand des umfassenden „Call for Evidence“ der CEER (2009) zum Thema „Generation Adequacy Treatment in Electricity“.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden diese Kapazitätsmechanismen kategorisiert und deren theoretische Funktionsweise bzw. praktische Ausgestaltung erläutert. Anschließend erfolgt eine qualitative Analyse der einzelnen Ansätze anhand der in Punkt 2 definierten Kriterien. Ziel ist es zu ermitteln, ob die diversen Kapazitätsmechanismen in der Lage sind, bestehende Mängel des reinen Energiemarktes zu beheben bzw. ob diese auch in einem dezentral organisierten Börsenmarkt integriert werden können. Der besondere Fokus liegt hierbei auf der Bewertung der praktischen Anwendungsfälle und deren Ausgestaltung.

2. Beurteilungskriterien

Zur Beurteilung der unterschiedlichen Konzepte werden die folgenden sechs Kriterien herangezogen:

Langfristige Planungssicherheit⁵: Erzeugungsanlagen im Bereich der Elektrizitätswirtschaft zeichnen sich durch besonders lange Lebensdauern und Zeiträume der Kapitalwiedergewinnung aus (Stigler, 1999, S. 8). Zudem sind die zu erwirtschaftenden Deckungsbeiträge in einem reinen Energiemarkt in hohem Maße von Einflussfaktoren, wie der Erzeugungsstruktur des Marktes, den Brennstoff- und Emissionszertifikatspreisen³ oder der dargebotsabhängigen Erzeugung im System abhängig und mit großer Unsicherheit behaftet (Süßenbacher, 2011). In Anbetracht des risikoaversen Verhaltens der Erzeuger kann dies zum Ausbleiben notwendiger Investitionen führen. Um die Versorgungssicherheit in einem System langfristig aufrecht zu erhalten, ist es daher notwendig, den Erzeugern langfristig planbare Erlöse bereitzustellen. Es wird daher im Folgenden untersucht, ob die einzelnen Kapazitätsmechanismen in der Lage sind, die langfristige Planbarkeit der Einnahmen gegenüber dem reinen Energiemarkt zu erhöhen.

Vollkostendeckung: Die sichere Deckung der Vollkosten ist eine wesentliche Voraussetzung dafür, dass Erzeugungsunternehmen ausreichende Investitionen tätigen. Diese kann jedoch nur sichergestellt werden, wenn die Preisbildung auf Basis der langfristigen Grenzkosten erfolgt. In einem reinen Energiemarkt sind vor allem die kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung angebotsrelevant. Dazu gehören insbesondere die Brennstoffkosten der Anlagen, andere variable Erzeugungskosten sowie mögliche Opportunitätskosten. Die fixen Kosten werden unter Annahme eines wettbewerblichen Marktes nicht in der Angebotslegung berücksichtigt (Ockenfels, Grimm, & Zoettl, 2008, S. 65-72). Es ist in Folge dessen nicht sicher gewährleistet, dass Erzeugungsunternehmen in der Lage sind, ihre Vollkosten über die Strombörse zu erwirtschaften. Die Annahme von Knappheitspreisen, die im Falle von Erzeugungsempässen über die kurzfristigen Grenzkosten der letzten Erzeugungseinheit ansteigen, ist auf Grund der hohen Anforderung an die Versorgungssicherheit im Bereich der Elektrizitätswirtschaft keine gangbare Lösung⁴. Sie steht zudem im Widerspruch zu den ursprünglichen Zielen der Liberalisierung, welche zu einer weiteren Erhöhung der Versorgungssicherheit beitragen sollte (siehe Richtlinie 2009/72/EG). Ein sinnvoll gestalteter Kapazitätsmechanismus sollte es den Erzeugern daher auch ohne Knappheitssituationen und unfreiwillige Rationierungsmaßnahmen ermöglichen, ihre Vollkosten zu erwirtschaften. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird geklärt, ob die verschiedenen Konzepte dazu prinzipiell in der Lage sind.

Zeitgerechte Investitionsanreize⁵: Erzeugungsanlagen weisen lange Vorlaufzeiten für die Planung und Errichtung auf. Diese können je nach Kraftwerkstyp zwischen 18 Monaten und sieben Jahren betragen⁶. Da die Preise in einem reinen Energiemarkt erst steigen, wenn der Markt bereits über knappe Erzeugungskapazitäten verfügt, ist die Bereitstellung zeitgerechter Investitionsanreize nicht sicher gewährleistet. Dies gilt vor allem unter dem Einfluss hoher Verbrauchszuwachsraten oder z.B. im Falle eines verringerten Einsatzes hochpreisiger Spitzenlastkraftwerke durch den „Merit-Order Effekt“⁷ erneuerbarer Energien. Zudem gilt es zu berücksichtigen, dass kurzfristige Investitionsanreize vor allem den Zubau schnell zu errichtender Anlagen wie Gasturbinen- oder GuD-Kraftwerke fördern. Diese einseitige Erweiterung des Erzeugungsparks kann langfristig zu einer Verflachung der Merit-Order im preisbildenden Bereich führen und die Eigenwirtschaftlichkeit der Unternehmen gefährden (Süßenbacher, Tyma, Bachhiesl, & Stigler, 2010, S. 5-10)⁸. Es wird daher ermittelt, ob die einzelnen Kapazitätsmechanismen in der Lage sind, auch Grund- und Mittellastkraftwerken mit längeren Errichtungsdauern zeitgerechte Investitionsanreize bereitzustellen.

³ Im Bereich der Brennstoffpreise ist vor allem der Wechselkurs ein nicht zu vernachlässigender Parameter.

⁴ Wie das Beispiel der kalifornischen Strompreiskrise zeigte, kann eine solche Entwicklung in realen Märkten zu langfristig ansteigenden Großhandelspreisen, flächenweisen Lastabschaltungen und politischen Interventionen führen (Ufer, 2001, S. 2-3). Es ist somit auch im Knappheitsfall weder die Versorgungssicherheit noch eine Deckung der Vollkosten sicher gewährleistet.

⁵ Diese Kriterien werden auch von Battle und Rodilla (2010, S. 7177-7178) als wesentliche Merkmale sinnvoll gestalteter Kapazitätsmechanismen identifiziert.

⁶ vgl. (IEA, 2007, S. 76), (IEA, 2010, S. 44)

⁷ Für eine detaillierte Erläuterung des „Merit-Order Effektes“ siehe (Fraunhofer, 2010).

⁸ siehe auch (BCG, 2003, S. 16-17)

Ortsgerechte Investitionsanreize⁵: Auf Grund der Netzgebundenheit elektrischer Energie und möglicher Leitungsempässe im Übertragungssystem ist es zudem notwendig, Systemerweiterungen ortsgerecht zu fördern. Durch den verstärkten Zubau der Windkraftenerzeugung in Europa ist zukünftig auch markt- bzw. regelzonenintern vermehrt mit Leitungsempässen zu rechnen⁹. Dies kann dazu führen, dass es trotz ausreichender Erzeugungskapazitäten im System nicht möglich ist, den Bedarf zu decken. Es ist daher notwendig die Struktur des Übertragungsnetzes vermehrt in der Preisbildung zu berücksichtigen. Dies kann kurzfristig durch Konzepte wie Nodal Pricing erfolgen bzw. langfristig durch entsprechende Kapazitätsmechanismen. Im Rahmen der Arbeit wird daher betrachtet, ob die angeführten Kapazitätsmechanismen im Stande sind, auch ortsgerechte Investitionsanreize bereitzustellen.

Erhöhung der Nachfrageelastizität⁵: Einen wesentlichen Schwachpunkt in der praktischen Umsetzung des reinen Energiemarktes stellt die derzeit geringe Elastizität der Nachfrage dar. Während das theoretische Konzept der Spot- bzw. Echtzeitbepreisung davon ausgeht, dass der Markt über das Preissignal jederzeit einen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage herbeiführen und somit zu einer optimalen Nutzung bestehender Ressourcen beitragen kann, zeigt sich in realen Märkten nur eine geringe Beteiligung der Verbraucherseite. Dies ist einerseits auf den Umstand zurückzuführen, dass die meisten Endkunden nicht zu aktuellen Großhandelspreisen sondern zu Durchschnittspreisen verrechnet werden, andererseits auf die geringen finanziellen Anreize bestehende Power Demand Side Management (PDSM) Potentiale im Industriebereich zu nutzen (Gutsch & Stigler, 2008, S. 19). Es wird daher untersucht, ob die einzelnen Mechanismen in der Lage sind, die Elastizität der Nachfrage zu erhöhen.

Eignung für ein dezentrales Marktsystem¹⁰: Der Großteil der derzeit verwendeten Kapazitätsmechanismen wurde für zentral organisierte Märkte mit einem Einsatzplaner (Independent System Operator, ISO) entwickelt. In Europa kommen jedoch zumeist dezentral organisierte Strombörsen zur Anwendung, in welchen die Erzeuger ihren Kraftwerkseinsatz selbstständig koordinieren. Infolge dessen sind wesentliche Informationsparameter für Kapazitätsmechanismen, wie z.B. die tatsächliche Verfügbarkeit der Einzelanlagen nicht bekannt. Die Untersuchung soll daher klären, inwiefern die einzelnen Konzepte in einem dezentralen Marktsystem umgesetzt werden können.

3. Einteilung von Kapazitätsmechanismen

Die derzeit verwendeten Kapazitätsmechanismen können in preis- und mengenbasierte Ansätze unterteilt werden. Während preisbasierte Mechanismen den Erzeugungsunternehmen einen rein finanziellen Anreiz bereitstellen, welcher für ausreichende Investitionen sorgen sollte, wird im Rahmen von mengenbasierten Mechanismen die notwendige Erzeugungskapazität im System vorgeschrieben und deren Preis durch den Markt ermittelt. Als preisbasierte Ansätze gelten administrativ bestimmte Kapazitätzahlungen und Konzepte mit operativer oder strategischer Reserve (de Vries, 2007, S. 24). Mengenbasierte Mechanismen werden in Form von Kapazitätsbörsen und Kapazitätsoptionen umgesetzt (siehe Tabelle 1).

	Kapazitätsmechanismus	Anwendungsgebiet	Bezeichnung
Preisbasierte Mechanismen	Administrativ bestimmte Kapazitätzahlungen	Spanien	Pagos por capacidad
		Irland	Capacity Payment Mechanism
		Chile	Pagos por potencia
	Strategische Reserve	Schweden, Finnland	Peak Load Arrangements
		Neuseeland	Reserve Energy Scheme
		Frankreich	PPI (mit Ausschreibungsverfahren)
Operative Reserve	Norwegen	RKOM	
	PJM	Day-Ahead Scheduling Reserve Market	
Mengenbasierte Mechanismen	Kapazitätsbörse (mit künstlicher Nachfragekurve)	PJM	Reliability Pricing Model
		New York ISO	ICAP Market
		SWIS	Reserve Capacity Mechanism
	Kapazitätsoptionen	ISO New England	Forward Capacity Market
		Kolumbien	Obligación de Energía Firme
		Brasilien	Existing Energy, New Energy Auktionen

Tabelle 1: Untersuchte internationale Kapazitätsmechanismen

⁹ siehe (Monopolkommission, 2009, S. 13) oder auch (Todem, Pils, Dummer, & Vukasovic, 2009, S. 5-9)

¹⁰ Dieser Aspekt wird aufbauend auf den Erkenntnissen von de Vries (2007) bzw. Finon & Pignon (2008) weiterführend betrachtet und um Erkenntnisse aus der praktischen Umsetzung der Mechanismen ergänzt.

Diese unterschiedlichen Konzepte und deren praktische Anwendungsfälle werden nun kompakt dargestellt und untersucht.

4. Administrativ bestimmte Kapazitätzahlungen

Administrativ bestimmte Kapazitätzahlungen werden bereits seit längerer Zeit in liberalisierten Elektrizitätsmärkten angewendet. Diese sollen Erzeugern durch die Bereitstellung zusätzlicher Erlöse einen Anreiz bieten, neue Anlagen zu errichten bzw. ältere länger in Betrieb zu halten. Die Einführung dieses Konzepts geht zumeist mit einer Senkung der Preisobergrenze im Energiemarkt einher, da die Vollkosten nicht mehr durch Knappheitspreise im Engpassfall erwirtschaftet werden müssen, sondern dies durch die Kapazitätzahlungen gewährleistet werden sollte. Normalerweise entscheidet ein zentraler Planer über die notwendige Kapazität im System, um ein bestimmtes Maß an Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Basierend darauf wird eine Kapazitätspreisstruktur entwickelt, die den Erzeugern die Erwirtschaftung ihrer Vollkosten ermöglichen sollte.

Die Wirkung des Mechanismus wird anhand des Preis-Mengen Diagramms in Abbildung 1 kurz erläutert. $S(q)$ sei die Angebotsfunktion des Marktes ohne Kapazitätzahlungen. Diese ermöglicht es den Bedarf im durchschnittlichen Lastfall $D_A(q)$ sicher und zu politisch vertretbaren Preisen zu decken. Im Hochlastfall $D_H(q)$ verfügt der Markt jedoch über keine Reserven mehr und hohe Energiepreise bzw. ein volkswirtschaftlich suboptimales Versorgungssicherheitsniveau sind die Folge. Durch die Einführung von Kapazitätzahlungen soll den Marktteilnehmern ein Anreiz bereitgestellt werden, zusätzliche Anlagen zu errichten bzw. ältere länger in Betrieb zu halten, so dass in Summe ein Angebot $S_K(q)$ zur Verfügung steht. Dieses ermöglicht es auch im Spitzenlastfall $D_H(q)$ den Bedarf sicher und zu politisch vertretbaren Preisen zu decken (de Vries, 2004, S. 110). Die notwendigen Preisspitzen zur Erwirtschaftung der Vollkosten werden in diesem Fall durch fixe Vergütungen für die bereitgestellte Kraftwerkskapazität (Leistungspreis) ersetzt, wodurch die Planbarkeit zukünftiger Einnahmen erhöht werden sollte.

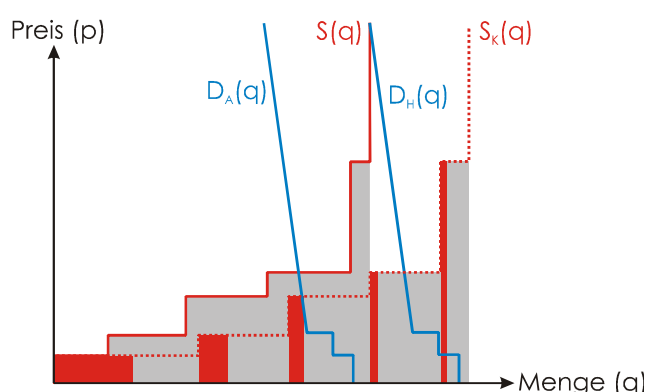


Abbildung 1: Wirkung administrativ bestimmter Kapazitätzahlungen in einem Energiemarkt¹¹

In der praktischen Anwendung kann die Abgeltung der Kapazitätzahlungen auf unterschiedlichem Wege erfolgen. So wird der Kapazitätspreis im spanischen Modell beispielsweise über eine mit zunehmender Reserve fallende Preiskurve ermittelt oder in Irland, Chile und dem vormals britischen Pool über die Verfügbarkeit der Anlagen. Diese praktischen Anwendungsfälle werden nun erläutert.

4.1. Spanien (Pagos por Capacidad)

Im spanischen Strommarkt hatte man bereits zu Beginn der Liberalisierung mit überdurchschnittlichen Verbrauchszuwachsraten von bis zu 5 % p.a. und einer hohen Abhängigkeit gegenüber der dargebotsabhängigen Erzeugung im System zu kämpfen. Auf Grund dessen wurde im Jahr 1997 ein erster Kapazitätsmechanismus implementiert, welcher die langfristige Versorgungssicherheit im System gewährleisten sollte. Der gewählte Ansatz lieferte jedoch nicht die gewünschten Ergebnisse und wurde im Jahr 2007 durch den Mechanismus „Pagos por Capacidad“ ersetzt. In diesem Modell erhalten neue Erzeugungsanlagen mit einer Leistung größer als 50 MW und bestehende Kraftwerke mit erheblichen Investitionen in umweltrelevante Maßnahmen¹² Kapazitätzahlungen für die von ihnen zur Verfügung gestellte Leistung erstattet (Frederico & Vives, 2008, S. 59). Diese Zahlungen werden vom Regulator über den sogenannten „Reserve index“ (RI) bestimmt, welcher sich wie folgt errechnet:

$$\text{Reserve index} = \frac{\text{sicher verfügbare Kapazität im System}}{\text{Spitzenlastbedarf im System}} \quad (4-1)$$

¹¹ Legende Abbildung 1: $D_A(q)$...durchschnittliche Nachfrage, $D_H(q)$...Nachfrage zur Hochlastzeit, $S(q)$...Merit Order ohne Kapazitätzahlungen, $S_K(q)$...Merit Order mit Kapazitätzahlungen

¹² Dazu zählt z.B. der Einbau einer Abgasentschwefelungsanlage in ein bestehendes Kohlekraftwerk.

Ist der Wert von RI kleiner als 1.1, so erhält ein Anlagenbetreiber eine jährliche Kapazitätsvergütung in der Höhe von 28.000 €/MW erstattet (siehe Abbildung 2). Der zum Zeitpunkt der Anlageninbetriebnahme ermittelte Kapazitätspreis wird zusätzlich für eine Dauer von zehn Jahren garantiert. Steigt der Wert des RI auf Grund von Neuinvestitionen im System an, so sinken die Zahlungen mit jedem zusätzlichen Prozent an Reserve um 1.500 €/MW pro Jahr. Ab einem RI von ca. 1.29 erhalten neu in Betrieb gehende Anlagen keine Kapazitätsszahlungen mehr.

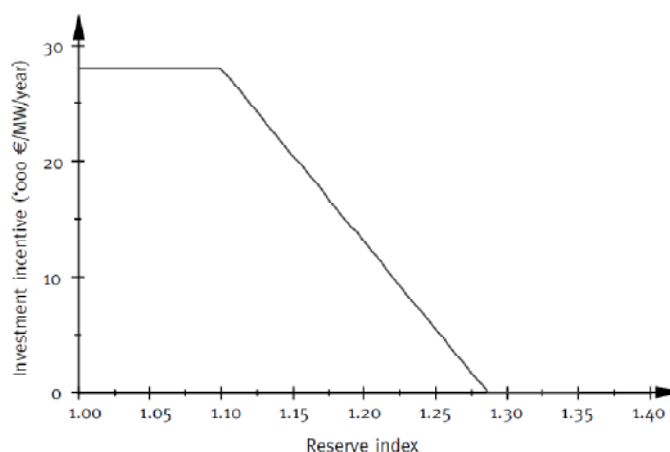


Abbildung 2: Ermittlung der Kapazitätsszahlungen auf Basis des Reserveindex in Spanien (Frederico & Vives, 2008, S. 60)

Neben diesem Anreizsignal für die Neuerrichtung von Anlagen wurde auch angedacht, Verfügbarkeitszahlungen für die tatsächliche Bereithaltung der Anlagen zu leisten. Damit sollte gewährleistet werden, dass die Kapazitäten im System während der Zeiten erhöhten Bedarfs auch tatsächlich zur Verfügung stehen. Bisher wurden diese jedoch noch nicht implementiert.

In Spanien kam es in den vergangenen Jahren zu erheblichen Neuinvestitionen im Bereich GuD und Windkraft¹³. Diese Entwicklung ist jedoch auf Grund der erst kurzen Einsatzzeit des Mechanismus und der zeitlichen Verzögerung zwischen einer Investitionsentscheidung und der Inbetriebnahme einer Anlage, nicht zwangsläufig auf den Einfluss von „Pagos por Capacidad“ zurückzuführen. Der langfristige Effekt des Mechanismus ist daher noch nicht abschätzbar. Derzeit ist Spanien in der Lage seinen Kapazitätsbedarf sicher zu decken. ENTSO-E geht jedoch unter konservativen Annahmen davon aus, dass ab dem Jahr 2016 Erzeugungsengpässe auftreten können (ENTSO-E, 2010).

4.2. Irland (Capacity Payment Mechanism)

Auch im gesamtirischen „Single Electricity Market“ (SEM) werden administrativ bestimmte Kapazitätsszahlungen angewendet, um die langfristige Versorgungssicherheit im System gewährleisten zu können. Hauptgrund für die Einführung des Mechanismus war die Erwartung stabilerer Marktpreise und in der Folge geringerer Risikozuschläge für die Anlagenerrichtung (KEMA, 2009, S. 127).

Die jährlichen Kapazitätsszahlungen werden vom Regulator CNE aus dem Leistungsbedarf im System (Capacity Requirement) und den annuitätischen Fixkosten des günstigsten neu zu errichtenden Spitzenlastkraftwerks (Best New Entry, BNE) ermittelt (siehe Tabelle 2). Die Fixkosten des BNE werden dabei um die durchschnittlichen Deckungsbeiträge, die diese Anlagen im Energie- und Ancillary Service Markt erzielen könnten, verringert, um eine doppelte Abgeltung zu vermeiden (CER, 2009, S. 31-34).

Versorgungsjahr	Jährlich genehmigte Kapazitätsszahlungen
2008	575.221.470
2009	640.854.720 €
2010	551.133.375 €

Tabelle 2: Jährlich genehmigte Kapazitätsszahlungen in Irlands SEM, Quelle (CER, 2010, S. 24)

Die Verrechnung der Kapazitätsszahlungen an die einzelnen Erzeuger erfolgt nicht wie im spanischen Modell auf Basis der installierten Leistung der Neuanlagen, sondern über eine fixe und zwei von der Anlagenverfügbarkeit im System abhängige Komponenten. Dabei wird in einem ersten Schritt die jährlich genehmigte Fördersumme auf Basis eines Gewichtungsfaktors (Weighting Factor, WF_C) in 12 monatliche Beträge unterteilt. Der WF_C vergleicht die vom Übertragungsnetzbetreiber (Transmission System Operator, TSO) prognostizierten monatlichen Lastspitzen miteinander und gewährleistet, dass der größte Teil der jährlichen Kapazitätsszahlungen in die Monate mit der höchsten prognostizierten Last verteilt wird (Parsonage, 2007, S. 26-27). Die monatliche Fördersumme wird anschließend in drei Komponenten aufgeteilt. Der erste Anteil von 30 % entspricht den fixen Kapazitätsszahlungen und wird über den „Fixed Capacity Payment Weighting Factors“ (FCPWF) bereits vor dem Versorgungsjahr auf die einzelnen Stunden des Monats verteilt. Die zweite Kapazitätsszahlungskomponente ist variabel und beträgt 40 % des monatlichen Fördertopfes. Diese wird vor dem Versorgungsmonat auf Basis der prognostizierten Ausfallwahrscheinlichkeit (Loss of Load Probability, LOLP) auf die einzelnen Stunden verteilt. Der letzte Anteil wird

¹³ siehe (CNE, 2008, S. 164), (CNE, 2009, S. 106)

ex-post aus der tatsächlichen LOLP im Versorgungsmonat berechnet (CER, 2009a). Die stündlichen Kapazitätzahlungen eines verfügbaren Erzeugers setzen sich in der Folge aus diesen drei Preiskomponenten zusammen. Durch die dreigliedrige Vergütung soll einerseits bereits vor dem Monat angezeigt werden, wie groß der Bedarf an Erzeugungskapazitäten sein wird und andererseits durch die nachträglich ermittelte Komponente, wie groß die Verfügbarkeit tatsächlich war. Anfängliche Bestrebungen eine reine ex-post Verrechnung einzuführen, wurden zu Gunsten einer besseren Prognostizierbarkeit möglicher Erlöse wieder verworfen (KEMA, 2009, S. 128-129).

In Folge der erst kurzen Anwendungszeit des Mechanismus und der momentan schwierigen wirtschaftlichen Lage Irlands kann noch keine Aussage über die langfristige Wirkungsweise des „Capacity Payment Mechanism“ getroffen werden. Laut der Regulierungsbehörde CER sind jedoch bis zum Jahr 2014 erhebliche Neuinvestitionen in einem Gesamtvolumen von 1,8 GW geplant (CER, 2010, S. 26).

4.3. Weitere Anwendungsfälle

Auch im chilenischen Elektrizitätsmarkt und dem vormals britischen Pool kamen Kapazitätzahlungen auf Basis der Anlagenverfügbarkeit zum Einsatz. In Chile wurde dabei zwischen Zahlungen im wasserkraftdominierten Süden (SIC Region) und dem thermischen dominierten Norden (SING Region) unterschieden, wodurch es möglich war, lokale Investitionsanreize bereitzustellen (Raineri, 2006). Dieser Mechanismus läuft jedoch derzeit aus, bzw. werden seit Ende 2006 bereits erste Auktionen für „sichere Energielieferverträge“ ähnlich dem in Kapitel 8.3 erläuterten brasilianischen Modell durchgeführt (Moreno, Barroso, Rudnick, Mocarquer, & Bezzera, 2010, S. 5763-5764).

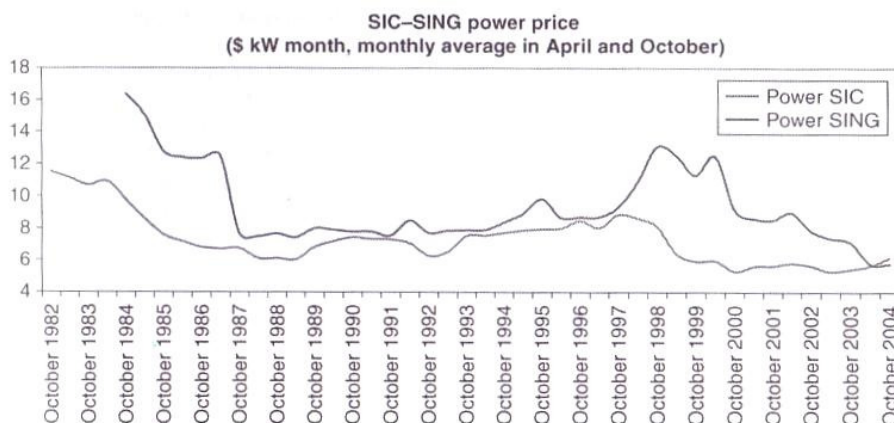


Abbildung 3: Kapazitätspreis in den chilenischen Teilmärkten SIC und SING, Quelle (Raineri, 2006)

4.4. Beurteilung des Mechanismus

Im Folgenden wird eine qualitative Bewertung des Mechanismus auf Basis des theoretischen Ansatzes sowie den aus der praktischen Umsetzung gewonnenen Erkenntnissen durchgeführt. Als Beurteilungsgrundlage dienen die in Punkt 2 definierten Kriterien.

Langfristige Planungssicherheit: Die Gewährleistung einer langfristigen Planungssicherheit ist auf Grund der hohen Anlagenlebensdauern im Bereich der Elektrizitätswirtschaft ein wichtiger Aspekt. Werden den Betreibern neuer Erzeugungseinrichtungen Kapazitätzahlungen über einen Zeitraum von z.B. 10 Jahren garantiert, wie dies im spanischen Modell der Fall ist, so kann der Mechanismus die langfristige Planungssicherheit gegenüber einem reinen Energiemarkt positiv beeinflussen. Gleichzeitig wird zumeist die Preisobergrenze des Energiemarktes herabgesetzt¹⁴, da die Erzeuger nicht mehr auf zufällige Preisspitzen angewiesen sind, um ihre Vollkosten zu erwirtschaften. Dies führt zu einer Stabilisierung und besseren Prognostizierbarkeit des Börsenpreises sowie der Erlöse der Erzeugungsunternehmen (Doorman, 2000, S. 152). Der Mechanismus der administrativen Kapazitätzahlungen ist daher in der Lage die langfristige Planungssicherheit gegenüber einem reinen Energiemarkt zu erhöhen.

Vollkostendeckung: Die klassischen Ansätze von Boiteux et al. bildeten die theoretische Grundlage für die Einführung administrativ bestimmter Kapazitätzahlungen in liberalisierten Elektrizitätsmärkten (Moreno, Barroso,

¹⁴ Die spanische Strombörse OMEL weist beispielsweise eine Preisobergrenze im Energiemarkt von 180,3 €/MWh auf.

Rudnick, Mocarquer, & Bezzera, 2010, S. 5759). Diese Zahlungen sollten den Erzeugern neben dem Spotmarktpreis, welcher sich an den kurzfristigen Grenzkosten orientiert, auch die sogenannten Kapazitätserweiterungskosten¹⁵ abgeltend und so in Summe eine Deckung der langfristigen Grenzkosten, sprich der Vollkosten ermöglichen. Durch diese gesicherte Fixkostenabgeltung sollte auch die letzte, preisbildende Einheit dazu prinzipiell in der Lage sein. In der praktischen Ausgestaltung hängt dies natürlich vom administrativ bestimmten Kapazitäts- oder Leistungspreis ab. Die langfristigen Ergebnisse des chilenischen Strommarktes bzw. des ehemaligen britischen Pools zeigen, dass der Mechanismus in der Lage ist Kraftwerksinvestitionen auch ohne Auftreten von Knappheitssituationen zu fördern. Dies ist gleichzeitig ein Hinweis dafür, dass Unternehmen im Markt im Stande sind, ihre Vollkosten zu erwirtschaften. Die Zahlungen orientieren sich in den meisten Fällen an den jährlichen Fixkosten eines Gaskraftwerks. Ein wesentliches Manko des Konzeptes ist die administrative Bestimmung der Kapazitätzahlungen. Da die Erzeugungsunternehmen ihre Verkaufsbereitschaft für das Produkt „Leistung“ nicht offenlegen müssen, besteht die Gefahr einer überhöhten Leistungsabgeltung. Es ist daher in der Praxis notwendig, die geleisteten Zahlungen unter Berücksichtigung des Investitionsverhaltens der Erzeuger anzupassen. Dies darf jedoch nur in kleinen Schritten erfolgen, da sonst die Langfristigkeit des Preissignals verloren geht. Zusammenfassend kann somit festgehalten werden, dass der Mechanismus der administrativ bestimmten Kapazitätzahlungen durch die separate Vergütung eines Leistungspreises prinzipiell in der Lage ist, Erzeugungsunternehmen eine Vollkostendeckung zu gewährleisten, auf Grund der fehlenden Offenlegung der Verkaufsbereitschaft jedoch Ineffizienzen möglich sind.

Zeitgerechte Investitionsanreize: Werden Kapazitätzahlungen durch die zuständige Behörde erhöht, bevor ein Erzeugungseingpass auftritt, so ist das Modell prinzipiell in der Lage, die zeitgerechte Errichtung neuer Anlagen zu fördern. In den praktischen Anwendungsfällen ist der Mechanismus jedoch kurzfristig orientiert. So werden die Kapazitätzahlungen im spanischen Modell auf Basis des aktuellen RI ermittelt bzw. auch der jährliche Fördertopf im irischen CPM auf Basis des Investitionsbedarfs im nächsten Jahr. Ein praktischer Anwendungsfall mit längerfristigem, vorzeitigem Planungshorizont ist nicht bekannt. Der Mechanismus der administrativen Kapazitätzahlungen könnte daher prinzipiell frühzeitige Investitionsanreize liefern, in der praktischen Ausgestaltung wurde dieser Aspekt bisher aber nur unzureichend berücksichtigt.

Ortsgerechte Investitionsanreize: Wie der Anwendungsfall Chiles mit zwei separaten Kapazitätzonen SIC und SIGN zeigt, kann der Mechanismus ortsgerechte Investitionsanreize zur Verfügung stellen. Es ist möglich einen Energiegroßhandelsmarkt in mehrere Kapazitätzonen zu unterteilen und in diesen, z.B. auf Basis der verfügbaren Leistung im Netzbereich, unterschiedliche Kapazitätzahlungen zu leisten. Somit ist der Mechanismus in der Lage die Errichtung von Neuanlagen in engpassbehafteten Gebieten zu fördern.

Erhöhung der Nachfrageelastizität: Die Beteiligung der Nachfragerseite z.B. in Form von PDSM wird im Modell der administrativ bestimmten Kapazitätzahlungen nicht explizit gefördert. Zahlungen werden ausschließlich für die Bereitstellung zusätzlicher Leistung aus konventionellen und dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen geleistet. Dies kann als wesentlicher Schwachpunkt des Konzepts betrachtet werden.

Eignung für ein dezentrales Marktsystem: Das Konzept der administrativ bestimmten Kapazitätzahlungen kommt zumeist in zentral organisierten Märkten zum Einsatz. Die Eignung für ein dezentrales System hängt von der konkreten Ausgestaltung ab. Werden die Zahlungen auf Basis der jährlich sicher verfügbaren Leistung im System ex-ante berechnet, so stellt die Implementierung kein Problem dar. Dies zeigt auch der Anwendungsfall Spaniens¹⁶. Wird jedoch die stündliche Anlagenverfügbarkeit als Berechnungsfaktor herangezogen, so muss diese durch eine zentrale Stelle ermittelt werden. Dies ist in den meisten europäischen Märkten derzeit noch nicht der Fall. Prinzipiell könnte der TSO oder der Regulator diese Aufgabe übernehmen.

5. Strategische Reserve

Das Konzept der strategischen Reserve bedingt von allen vorgestellten Mechanismen die geringsten Eingriffe in das System des reinen Energiemarktes¹⁷. Hierbei hält der TSO Kapazitätsreserven für Engpasssituationen bereit, welche bei Bedarf eingesetzt werden können.

Die Beschaffung der strategischen Reserve kann über langfristige Verträge erfolgen, die dem TSO Zugriffsrechte auf bestimmte Anlagen zusichern. Auf Grund der geringen zu erwartenden Einsatzzeiten ist es ökonomisch sinn-

¹⁵ Diese entsprechen den auftretenden Fixkosten der Anlagen.

¹⁶ Spanien organisiert seinen Großhandelsmarkt über eine freiwillige Strombörse (Frederico & Vives, 2008).

¹⁷ Die Beschreibung der theoretischen Funktionsweise basiert auf de Vries (2004, S. 111-112).

voll, ältere Anlagen unter Vertrag zu nehmen¹⁸. Diese Kraftwerke müssen auf Anweisung des TSO betriebsbereit gehalten werden und ihre Energie zu ihren kurzfristigen Grenzkosten am Markt anbieten oder dem TSO verkaufen. Als Gegenleistung erhält der Erzeuger die Fixkosten der Anlage erstattet.

Es besteht auch die Möglichkeit, dass der TSO nach Zustimmung der Regulierungsbehörde, stillgelegte Anlagen als strategische Reserve kauft oder least bzw. selbst neue Kraftwerke errichtet. In diesem Fall ist der TSO auch Anlagenbetreiber und vermarktet diese selbstständig. Auf Grund der rechtlichen Forderung des Unbundlings von Netz- und Erzeugungsbereich ist diese Variante jedoch problematisch und bedingt eine genaue Festlegung der Einsatzkriterien durch den Regulator.

Der Einsatz der strategischen Reserve kann aus technischen oder ökonomischen Gründen erfolgen. Ein technischer Anlassfall liegt vor, wenn die Reserveleistung im System unter einen geforderten Wert fällt und die Versorgungssicherheit nicht mehr gewährleistet werden kann. In diesem Fall wird die strategische Reservekapazität q_{SR} zu einem Preis p_{SR} im Energiemarkt angeboten (siehe Abbildung 4). Die Wahl von p_{SR} muss dabei jedoch mit Bedacht erfolgen, da bei einem zu geringen Preis die Möglichkeit besteht, dass reguläre Gebote aus dem Markt gedrängt werden und die zu erwartenden Erlöse im Knappheitsfall sinken. Dies beeinflusst in der Folge das Investitionsverhalten der Erzeuger nachteilig. Dient die strategische Reserve rein als Back-up System, so sollte der Preis von p_{SR} gemäß der Theorie des reinen Energiemarktes auf den durchschnittlichen Value of Lost Load (VOLL) gesetzt werden.

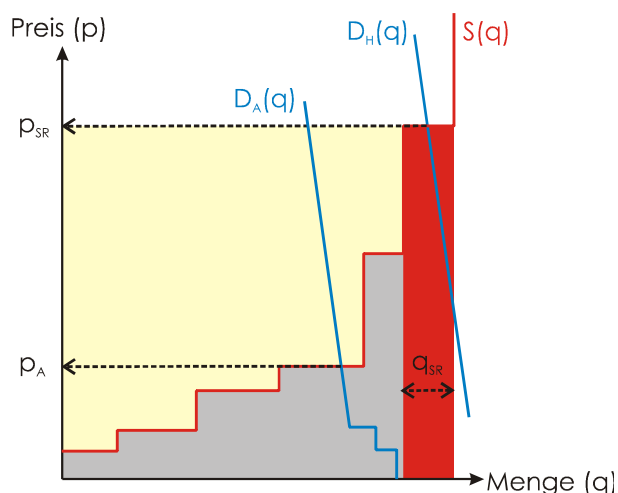


Abbildung 4: Wirkung der strategischen Reserve im Energiemarkt¹⁹

Es ist auch möglich die strategische Reserve ab einem fixen Preis p_{SR} einzusetzen. Dadurch kommt es zur Bildung eines künstlichen Price Cap im Energiemarkt und zu einer Stabilisierung der Energiepreise. Ein geringer p_{SR} beeinflusst jedoch auch das Investitionsverhalten der Erzeuger nachteilig. Es gilt daher, je mehr Erzeugungskapazität der Markt bereitstellen sollte, desto höher muss p_{SR} gewählt werden.

In den praktischen Anwendungsfällen schließen die TSOs zumeist langfristige Lieferverträge mit Erzeugern bzw. Verbrauchern mit PDSM ab und setzen die Anlagen ein, wenn eine bestimmte Reservekapazität unterschritten wird. Die konkrete Ausgestaltung dieser Mechanismen wird nun folgend erläutert.

5.1. Schweden und Finnland (Peak Load Arrangements)

Schweden weist mit einem Anteil von über 40 % der installierten Nettoleistung eine hohe Wasserkraftabhängigkeit auf. Der finnische Kraftwerkspark kann als gemischtes System betrachtet werden. In beiden Ländern wird eine strategische Reserve über langfristige Lieferverträge mit Erzeugungsunternehmen sichergestellt. Zweck dieser „Peak Load Arrangements“ ist es, die verfügbare Leistung im System speziell während der Wintermonate zu erhöhen, um eine sichere Energieversorgung zu gewährleisten bzw. Endkunden vor hohen Preisschwankungen zu schützen, die auf Grund des hohen Anteils dargebotsabhängiger Erzeugung im System entstehen können (KEMA, 2009, S. 144).

Schweden verfügt hierfür über eine strategische Reserve im Ausmaß von 2 GW, die sich aus konventionellen Kraftwerken und Verbrauchern mit PDSM zusammensetzt²⁰. Finnland kontrahiert eine Reserve von 600 MW, welche großteils mittels alter Kohlekraftwerke bereitgestellt wird, die sonst stillgelegt würden. Treten Erzeugungsgpässe auf, die mit Hilfe der eigenen Reserve nicht behoben werden können, so ist es den TSOs der beiden

¹⁸ Es kann aber auch die Errichtung neuer Anlagen gefordert werden.

¹⁹ Legende Abbildung 4: $D_A(q)$...durchschnittliche Nachfrage, $D_H(q)$...Nachfrage zur Hochlastzeit, $S(q)$...Merit Order des Marktes, q_{SR} ...Angebotsmenge der strategischen Reserve, p_{SR} ...Angebotspreis der strategischen Reserve, p_A ...durchschnittlicher Energiepreis

²⁰ Derzeit werden ca. 640 MW aus Anlagen mit PDSM bereitgestellt. Es ist jedoch ein erklärtes Ziel diesen Anteil deutlich zu steigern (Johansson & Nilsson, 2010, S. 19).

Länder möglich, auf die Reserve des anderen zurückzugreifen. Um eine Anlage als strategische Reserve anbieten zu können, muss diese während der Winterperiode innerhalb von maximal 12 Stunden betriebsbereit sein. Während der Sommerperiode wird diese Vorlaufzeit auf einen Monat ausgedehnt (Fingrid, 2009, S. 1). Die Aktivierung der Anlagen kann durch den Börsenmarktbetreiber Nord Pool erfolgen, sollte sich im Spotmarkt „Elspot“ durch reguläre Gebote kein Schnittpunkt bilden oder durch einen der beiden TSOs, wenn eine bestimmte Reservekapazität unterschritten wird. Dabei werden die Anlagen zuerst im Day-Ahead Markt angeboten und nicht benötigte Reserven anschließend im Regelenergiemarkt (NordREG, 2009, S. 19). Der Angebotspreis wird 0,1 €/MWh über den Preis der letzten regulären Erzeugungseinheit gesetzt. Die aus dem Einsatz erzielten Deckungsbeiträge können von den Anlagenbesitzern bis zu einer jährlichen Obergrenze von 4.000 €/MW einbehalten werden, danach müssen diese zwischen dem TSO und dem Anlagenbetreiber aufgeteilt werden (Fingrid, 2009, S. 3-5). Kommen die Anlagen nicht zum Einsatz, so erhalten sie nur ihre Instandhaltungskosten erstattet²¹.

Erzeugungsgengpässe sind im skandinavischen Markt immer wieder ein Thema. Nach erheblichen Problemen in den Jahren 2002/2003 kam es auch in den Wintermonaten 2009/2010 wieder zu Knappheitssituationen, sodass selbst der Börsenbetreiber Nord Pool mehrmals auf die strategische Reserve zurückgreifen musste, um einen Marktpreis ermitteln zu können. In Schweden wurde die Reserve zudem während des Großteils der Wintermonate 2009/2010 betriebsbereit gehalten, da die notwendige Reservekapazität von 1 GW andernfalls nicht gewährleistet werden konnte und Engpassmanagementmaßnahmen mittels Counter Trading nicht möglich gewesen wären (NordREG, 2010, S. 7-8).

Die regelmäßig auftretenden Erzeugungsprobleme des skandinavischen Marktes haben wieder eine breite Diskussion über mögliche Kapazitätsmechanismen in Gang gesetzt. Aus den Stellungnahmen der einzelnen Marktteilnehmer geht hervor, dass der derzeitige Mechanismus der Peak Load Arrangements nur als Übergangslösung betrachtet wird (NordREG, 2009, S. 11-23). Man ist sich jedoch noch nicht einig darüber, welcher Ansatz diesen ersetzen und ob dieser permanent oder temporär im Knappheitsfall angewendet werden sollte.

5.2. Neuseeland (Reserve Energy Scheme)

Neuseeland besitzt eine stark wasserkraftdominierte Erzeugung. Durchschnittlich werden ca. 65 % der jährlichen Energie aus Wasserkraft produziert (Finon, Meunier, & Pignon, 2008, S. 211). Seit der Liberalisierung des Marktes im Jahr 1996 hatte man immer wieder mit Versorgungsproblemen zu kämpfen. So mussten beispielsweise in den Jahren 2001, 2003, 2006 und 2008, auf Grund der geringen Wasserkrafterzeugung, Lastreduktionsmaßnahmen durchgeführt werden, um den Systembetrieb aufrecht zu erhalten.

Die Ereignisse der Jahre 2001 und 2003 bildeten die Grundlage für die Einführung des sogenannten „Reserve Energy Scheme“. Dieser Mechanismus ermöglicht es dem Regulator, Verträge mit Reservekraftwerken und PDSM-Anlagen abzuschließen, um die Versorgungssicherheit im Knappheitsfall aufrecht zu erhalten. Derzeit wird ein Ölkraftwerk mit einer Leistung von 155 MW als strategische Reserve vorgehalten und im Falle einer Knappheitssituation zu einem Preis von 387 \$/MWh am Energiemarkt angeboten (Ministry of Economic Development, 2009, S. 13-18).

Konkrete Untersuchungen über die Wirkungsweise des Reserve Energy Scheme auf Anlageninvestitionen sind nicht bekannt. Der Mechanismus wird jedoch generell als Übergangslösung betrachtet. Da Überlegungen zur Einführung einer Kapazitätsbörse auf Grund der Komplexität eines solchen Mechanismus ad acta gelegt wurden und die Absicherung der Wasserkrafterzeugung durch konventionelle Anlagen aus Sicht des „Ministry of Economic Development“ zu kostspielig wäre, will man in Zukunft vor allem verbraucherseitige Einsparungen durch Knappheitspreise (Scarcity Prices) bis zu 5.000 \$/MWh fördern. Diese sollen die Sensibilität der Konsumenten für Energiekrisen erhöhen und Großverbraucher dazu animieren, ihren Bedarf verstärkt mittels Eigenversorgungsanlagen abzusichern.

5.3. Frankreich (Ausschreibungsverfahren)

Auch das Ausschreibungsverfahren kann zur Bildung einer strategischen Reserve herangezogen werden (Finon, Meunier, & Pignon, 2008, S. 202). Frankreich ist einer weniger Märkte in Kontinentaleuropa, welcher sich in regelmäßigen Abständen dieses Mechanismus bedient. Die Gründe hierfür sind jedoch weniger problematische Erzeugungssituationen im System, als vielmehr die Umsetzung einer bestimmten Systemerweiterungsstrategie.

²¹ lt. Emailauskunft Fingrid, am 29.09.2010.

Die mehrjährige Investitionsplanung (La programmation pluriannuelle des investissements de production électrique, PPI) wird in Frankreich angewendet, um eine optimale Entwicklung des zukünftigen Kraftwerksparks zu gewährleisten. Diese stützt sich auf die sogenannte „Referenzkostenstudie“, welche alle fünf Jahre durchgeführt wird und die effizienteste Erweiterung des Kraftwerksparks ermitteln soll²². Dabei werden Analysen des französischen Übertragungsnetzbetreibers RTE über die zukünftige Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch, mögliche Netzengpässe und energiepolitische Zielsetzungen berücksichtigt. Das aus dem PPI abgeleitete optimale Zubausernenario des Kraftwerksparks ist verbindlich und wird per Erlass beschlossen. Erfolgen Investitionen nicht gemäß diesem Plan, so kann die Regierung Ausschreibungsverfahren veranlassen, welche von der Regulierungsbehörde CER umgesetzt werden (Ess, 2009, S. 58-61).

Im Jahr 2006 wurde das Ausschreibungsverfahren versuchsweise auch angewendet, um die Errichtung neuer bzw. den Erhalt alter Anlagen in engpassbehafteten Netzgebieten zu fördern. Ziel war es die Versorgungssicherheit im System zu erhöhen und eine effizientere Ausnutzung des Verbundsystems durch eine Reduktion der Leistungsengpasskosten zu ermöglichen. Die unter Vertrag genommenen Anlagen erhalten hierbei eine fixe Vergütung in der Höhe ihres Angebotspreises für einen Zeitraum von zehn Jahren garantiert. Im Gegenzug besitzen diese die Verpflichtung ihre Energie in kritischen Situationen auf Anweisung von RTE im Day-Ahead oder Ausgleichsenergiemarkt anzubieten. Im Fall einer Verfehlung der Lieferverpflichtung werden Strafzahlungen verhängt. Die Erzeuger können die Erlöse aus dem Energieverkauf bis zu einer definierten Obergrenze behalten. Wird diese überschritten, so verringern sich die garantierten Kapazitätzahlungen (Finon, Meunier, & Pignon, 2008, S. 213).

Auch in Frankreich wird bereits über den Ersatz des Ausschreibungsverfahrens durch einen alternativen Kapazitätsmechanismus diskutiert. Konkret wird die Einführung eines Kapazitätshandels, bei dem sich die Versorgungsunternehmen mit Zertifikaten für sicher verfügbare Leistung (certification des garantie) eindecken müssen, erwogen. Der Vorschlag zur Implementierung dieses Konzeptes wurde im März 2010 im französischen Parlament eingebracht (Battle & Rodilla, 2010, S. 7175). Nähere Informationen über die mögliche Ausgestaltung sind bisher noch nicht bekannt. Der grundlegende Ansatz sollte jedoch jenem der Kapazitätsoptionen, der unter Punkt 8 näher erläutert wird, entsprechen.

5.4. Beurteilung des Mechanismus

Langfristige Planungssicherheit: Erzeugungsunternehmen sind unter der Anwendung des Mechanismus der strategischen Reserve nach wie vor von zufällig auftretenden Preisspitzen abhängig, um ihre Vollkostendeckung zu erwirtschaften. Kommt die kontrahierte Reserve wie in den meisten praktischen Anwendungsfällen nur sporadisch zum Einsatz, so sind diese nicht in der Lage die langfristige Planbarkeit gegenüber einem reinen Energiemarkt zu erhöhen. Lediglich Anlagenbesitzer die ihre Kraftwerke an den TSO leasen, erhalten konstante zusätzliche Erlöse. Der Anteil dieser strategischen Reservekraftwerke ist in den praktischen Anwendungsfällen jedoch gegenüber der gesamt installierten Leistung zu vernachlässigen.

Vollkostendeckung: Theoretisch sollte das Konzept der strategischen Reserve allen Erzeugungsunternehmen im Markt ermöglichen, ihre Vollkosten zu decken, wenn der Preis der Kraftwerksreserve hoch genug gewählt wird und diese oft genug zum Einsatz kommt. In der praktischen Umsetzung ist dieses Konzept jedoch problematisch. Um die Anlagen einzelner Marktteilnehmer nicht aus dem Markt zu drängen, muss der Preis der strategischen Reserve über den der letzten regulären Erzeugungseinheit gesetzt werden. In normalen Last- und Erzeugungsfällen kommen die Anlagen daher nicht zum Einsatz. Erst wenn der Bedarf durch den Markt nicht mehr gedeckt werden kann, setzen die Anlagen der strategischen Reserve den Preis. Dies bedeutet, es müssen zwangsläufig Engpasssituationen auftreten, damit der Mechanismus eine Vollkostendeckung gewährleisten und entsprechende Investitionssignale aussenden kann. Auf Grund der langen Vorlaufzeiten der Anlagenerrichtung könnten langfristige Versorgungsengpässe die Folge sein. Wird der Preis der strategischen Reserve zudem wie im Fall der „Peak Load Arrangements“ nicht auf den VOLL, sondern mit 0,1 €/MWh geringfügig über den der letzten regulären Erzeugungseinheit gesetzt, so ist die Vollkostendeckung, wie in einem reinen Energiemarkt, speziell im Bereich der Spitzenlasterzeugung nicht sicher gewährleistet.

Zeitgerechte Investitionsanreize: Die strategischen Reserve wird in der praktischen Anwendung zumeist als Notfallmechanismus betrachtet. Da die Anlagen erst zum Einsatz kommen, wenn bereits Kapazitätsengpässe bestehen, ist der Mechanismus nicht in der Lage Investitionen frühzeitig zu fördern.

²² Die letzte Referenzkostenstudie wurde im Jahr 2008 durchgeführt.

Ortsgerechte Investitionsanreize: Erfolgt die Beschaffung der strategischen Reserve über ein Ausschreibungsverfahren mit genauer Spezifikation des Anlagenstandortes, so ist der Mechanismus in Lage ortsgerechte Investitionsanreize bereitzustellen.

Erhöhung der Nachfrageelastizität: Die Beteiligung der Nachfragerseite in Form von PDSM wird unter dem Mechanismus der „Peak Load Arrangements“ explizit gefördert. Auch das in der Binnenmarktrichtlinie 2009/72/EG angeführte Ausschreibungsverfahren, welches die rechtliche Grundlage der „Peak Load Arrangements“ als auch des französischen Konzeptes darstellt, sieht Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen als mögliche Kapazitätsressourcen vor. Der Mechanismus ist somit in der Lage die Elastizität der Nachfrage zu erhöhen.

Eignung für ein dezentrales Marktsystem: Der Mechanismus der strategischen Reserve kann in dezentral organisierten Märkten ohne umfangreiche Änderungen der Marktgestaltung implementiert werden. Das Ausschreibungsverfahren wird zudem von der Europäischen Union explizit als Kapazitätsmechanismus im Engpassfall vorgeschlagen (RL 2009/72/EG, Artikel 8) und befindet sich in Ländern mit dezentraler Marktstruktur, wie Schweden, Finnland oder Frankreich in Anwendung.

6. Operative Reserve

Der Kapazitätsmechanismus der operativen Reserve wurde von Stoff (2002, S. 165-173) erstmals theoretisch beschrieben. In diesem Ansatz beschafft der TSO neben der herkömmlichen Reserve für Ancillary Services auch operative Reserve zur Gewährleistung der langfristigen Versorgungssicherheit. Dies kann z.B. auf täglicher Basis erfolgen. Dabei legt der TSO bereits vor der Auktion einen maximalen Ankaufspreis p_{OR} fest, den er zu zahlen bereit ist. Alle Anlagen der operativen Reserve erhalten diesen, auch wenn sie nicht produzieren. Erzeuger besitzen somit die Möglichkeit, ihre Anlagen dem TSO zur Verfügung zu stellen oder am Spotmarkt teilzunehmen. Auf Grund der begrenzten Zahlungsbereitschaft wird der TSO in Off-Peak Periode mehr Reserve kontrahierten können als in der Peak-Periode. Während der Hochlastzeit werden nämlich einige Erzeuger in Erwartung höherer Börsenpreise am Spotmarkt teilnehmen. Ein Teil der operativen Reserve q_{OR} steht dem Energiemarkt damit in Zeiten knapper Reserve zusätzlich zur Verfügung (siehe Abbildung 5). Auf Grund der Möglichkeit zur Arbitrage bieten Erzeuger ihre Energie zu einem Preis p_{OR} , welchen sie vom TSO allenfalls erhalten würden, am Spotmarkt an. Es entsteht somit im Energiemarkt eine künstliche Preisobergrenze in der Höhe von p_{OR} (de Vries, 2004, S. 115-117). Der wesentliche Unterschied zur strategischen Reserve besteht darin, dass die zusätzlichen Kapazitäten nicht vom TSO eingesetzt werden, sondern die Erzeuger die Wahl besitzen, ihre Anlagen dem TSO bereitzustellen, oder am Spotmarkt anzubieten (de Vries, 2007, S. 26). Infolge dieses Mechanismus sollten Preisspitzen im Energiemarkt frühzeitiger und regelmäßiger, aber in geringerer Höhe auftreten. Die Wahl des maximalen Ankaufspreises p_{OR} beeinflusst die Menge an operativer q_{OR} und in der Folge die Häufigkeit und Höhe der Preisspitzen im Energiemarkt. Dieser Parameter ist daher mit Bedacht zu wählen. In Summe sollten sich für die Erzeuger die gleichen Erlöse ergeben wie in einem idealen reinen Energiemarkt, da die geringere Höhe der Preisspitzen durch den häufigeren Eintritt kompensiert wird.

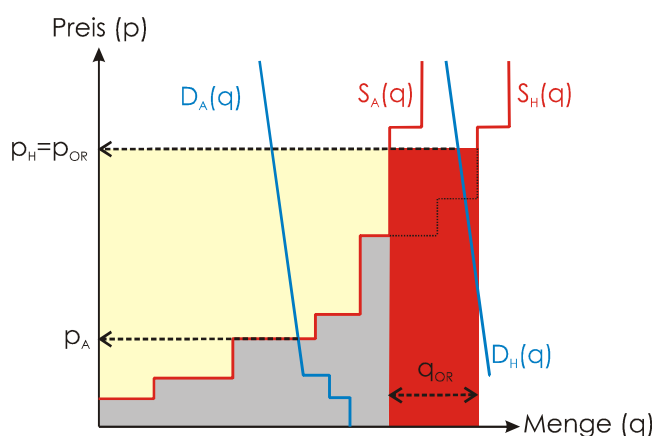


Abbildung 5: Wirkung der operativen Reserve im Energiemarkt²³

Das theoretische Konzept der operativen Reserve in der hier beschriebenen Form ist nach derzeitigem Wissensstand in keinem realen Markt implementiert²⁴. Ansätze die diesem am Nächsten kommen, sind der „RKOM“ Markt des norwegischen TSOs Statnett sowie der „Day-Ahead Scheduling Reserve Market“ von PJM. Diese werden nun kurz erläutert.

²³ Legende Abbildung 5: $D_A(q)$...durchschnittliche Nachfrage, $D_H(q)$...Nachfrage zur Hochlastzeit, $S_A(q)$...durchschnittliche Merit Order, $S_H(q)$...Merit Order in der Hochlastzeit, q_{OR} ...Angebotsmenge der operativen Reserve, p_{OR} ...Angebotspreis der operativen Reserve, p_A ...durchschnittlicher Energiepreis, p_H ...Energiepreis in der Hochlastzeit

²⁴ siehe auch (KEMA, 2009, S. 51)

6.1. Norwegen (RKOM)

Norwegen deckt ca. 99 % seines Energiebedarfs aus Wasserkraft und ist daher in hohem Maße von dargebotsabhängiger Erzeugung abhängig (NVE, 2009, S. 4). Zusätzlich zu den gemeinsamen skandinavischen Märkten Elspot, Elbas und RKM wird vom norwegischen TSO Statnett ein eigener Markt für Reservekapazität mit der Bezeichnung „Regulerkraftopsjoner-markedet“ (RKOM) betrieben (NordREG, 2009, S. 8-9).

Zweck dieses Mechanismus ist es, ausreichend operative Reserve während der Wintermonate oder in Zeiten erhöhten Verbrauchs sicherzustellen. Statnett entscheidet dabei welche Kapazität für einen bestimmten Zeitraum benötigt wird und holt entsprechende Angebote von Erzeugern ein. Die Auktionierung erfolgt wöchentlich unter Anwendung eines Einheitspreisverfahrens. Dies bedeutet, das letzte akzeptierte Angebot setzt den Marktpreis der operativen Reserve für eine Dauer einer Woche. Basierend auf den bekannten Netzengpässen im System gibt es drei Kapazitätzonen, für die separate Angebote gelegt werden müssen. Es bilden sich daher entsprechend des jeweiligen Bedarfs lokale Preise für die operative Reserve (Statnett, 2005, S. 2-3). Die Angebotslegung der Erzeuger muss sich nicht an den Grenzkosten der Anlagen orientieren, sondern kann beliebig gewählt werden.

Zugeschlagene Angebote besitzen die Pflicht ihre Kapazitäten im Regelenergiemarkt RKM anzubieten. Dafür müssen diese innerhalb von 15 Minuten verfügbar sein und ihre Leistung für mindestens eine Stunde bereitstellen können. Dies bedeutet gleichzeitig, dass zumeist Spitzenlastkraftwerke über den RKOM-Markt kontrahiert werden. Kommen die Erzeuger ihrer Andienungs- oder Lieferverpflichtung nicht nach, so werden entsprechende Strafen verhängt. In dem Fall, dass ein Erzeuger im RKM Markt eingesetzt wird, erhält er die Optionsprämie aus dem RKOM Markt und zusätzlich einen Energiepreis für die Lieferung im RKM Markt (Amundsen & Bergman, 2007, S. 94-95).

Der Einsatz des Mechanismus erfolgt zumeist während der Monate Oktober bis April (Statnett, 2009). Dies unterscheidet den Ansatz vom theoretischen Modell, in dem die Kraftwerke speziell während der Niedriglastperiode eine Fixkostenabgeltung erhalten sollten. Zusätzlich werden Grund- und Mittellastkraftwerke durch die gewünschte Anlagenspezifikation vom Mechanismus ausgeschlossen. Er stellt somit primär ein Anreizsystem für die Bereitstellung von 15-Minuten-Reserve dar und sollte diesen Anlagen erhöhte Investitionssicherheit bieten. Auf Grund der kurzfristigen Auktionen auf wöchentlicher Basis ist jedoch in Frage zu stellen, ob der Mechanismus dazu in der Lage ist. In den bisherigen Auktionen war Statnett stets in der Lage ausreichende Erzeugungskapazitäten für den RKM bereitzustellen. Positiv hervorzuheben ist, die hohe Beteiligung von PDSM am Markt.

6.2. PJM (Day-Ahead Scheduling Reserve Market)

PJM ist ein regionaler Übertragungsnetzbetreiber (Regional Transmission Organisation, RTO) an der nord-amerikanischen Ostküste und organisiert den Kraftwerkseinsatz, den Betrieb des Übertragungsnetzes und den Großhandelsmarkt in seinem Versorgungsgebiet. Der Kraftwerkspark besteht zu mehr als 75 % aus fossilen Erzeugungsanlagen und weist nur eine geringe Abhängigkeit gegenüber der Wind- und Wasserkrafterzeugung im System auf. Als Preisfindungsmechanismus im Energiemarkt wird das sogenannte „Locational Marginal Pricing“ (LMP), vielfach auch als „Nodal Pricing“ bezeichnet, verwendet. Zusätzlich kommt der hier beschriebene „Day-Ahead Scheduling Reserve Market“ (DASRM) zur Sicherstellung der kurzfristigen Versorgungssicherheit sowie das folgend noch erläuterte „Reliability Pricing Model“ (RPM) zur Aufrechterhaltung der langfristigen Versorgungssicherheit zum Einsatz.

PJM auktioniert die benötigte operative Reserve im System gemeinsam mit dem tatsächlichen Endkundenbedarf im Day-Ahead Markt. Die benötigte Reservemenge wird hierbei einfach als zusätzliche Nachfrage berücksichtigt und abgegolten, als kämen die Anlagen tatsächlich zum Einsatz. Somit gab es lange Zeit kein eigenes Preissignal für operative Reserve. Mit der Einführung des RPM forderte die Regulierungsbehörde FERC auch die Implementierung eines eigenen Marktes für 30-Minuten Reserve, welcher von PJM in Form des DASRM umgesetzt wurde (PJM, 2008, S. 5-84).

Dieser separate Markt für operative Reserve wird zeitgleich mit dem Day-Ahead Energiemarkt abgehalten und optimiert. Die Erlöse der operativen Reserve aus dem Energiemarkt werden für jede Stunde den Erlösen des DASRM gegengerechnet, wodurch notwendige Seitenzahlungen aus dem Energie- in den DASRM verlagert werden können. Die benötigte operative Reserve wird von PJM jährlich festgelegt und beträgt derzeit 6,88 % der prognostizierten Lastspitze des Folgetages. Versorgungsunternehmen (Load Serving Entities, LSE) müssen sich entsprechend ihres Beitrags zur Lastspitze mit operativer Reserve eindecken. Dies kann mittels eigenen Anlagen erfolgen, durch bilaterale Verträge oder durch die Teilnahme am DASRM. Für Erzeugungseinheiten besteht eine Teilnahmepflicht am Markt für operative Reserve. Verbraucher mit PDSM können auf freiwilliger Basis daran teil-

nehmen. Die Preisbildung erfolgt entsprechend der eingestellten An- und Verkaufsgebote über ein Einheitspreisverfahren (PJM, 2010, S. 7-46).

Primäre Aufgabe des DASRM ist die kurzfristige Beschaffung von 30-Minuten Reserve sowie die Bildung eines eigenen Preissignals für diesen Anlagentyp. Die bisherigen Ergebnisse des neu eingeführten Marktes waren nicht zufriedenstellend. Im Jahr 2009 bildete sich ein durchschnittlicher Preis von 0,05 \$/MWh bzw. wurde in 37 % der Fälle kein Marktpreis erzielt. Zusätzlich zeigte sich großes Marktmachtpotential einiger weniger Erzeuger, sodass die unabhängige Marktaufsicht PJMs „Monitoring Analytics“ empfiehlt die Regelauslegung des DASRM zu überarbeiten (Monitoring Analytics, 2010, S. 396-398). Auf Grund der geringen erzielten Preise und der Empfehlung der Marktaufsicht ist davon auszugehen, dass der DASRM in der derzeitigen Form nicht in der Lage ist die Errichtung zusätzlicher Kapazitäten zu fordern bzw. eine Deckung der Vollkosten sicherzustellen.

6.3. Beurteilung des Mechanismus

Langfristige Planungssicherheit: Der Kapazitätsmechanismus der operativen Reserve ist jenem der strategischen Reserve sehr ähnlich. In beiden Fällen ist die Wirtschaftlichkeit einer Anlageninvestition von stochastisch auftretenden Preisspitzen abhängig. Daher erhöht sich die langfristige Planungssicherheit gegenüber einem reinen Energiemarkt nicht signifikant. Selbiges gilt für die als operative Reserve unter Vertrag genommenen Anlagen, welchen für den maximalen Zeitraum einer Woche fixe Erlöse garantiert werden.

Vollkostendeckung: Bei der Betrachtung der Vollkostendeckung gilt es zwischen dem theoretischen Modell und den praktischen Anwendungsfällen zu unterscheiden. In der Theorie sollte der Mechanismus der operativen Reserve dazu führen, dass Preissprünge in geringerer Höhe, aber häufiger auftreten. Durch eine sinnvolle Wahl des maximalen Ankaufpreises sollte es zudem möglich sein, den Angebotspreis der operativen Reserve im Spotmarkt so zu beeinflussen, dass alle Erzeugungsunternehmen in der Lage sind ihre Vollkosten zu erwirtschaften. Entgegen dem theoretischen Modell wird in den beiden untersuchten Anwendungsfällen jedoch nicht der maximale Ankaufpreis als fixes Kriterium vorgegeben, sondern stets die erforderliche Reservemenge. Die Marktgestalter besitzen daher keinen direkten Einfluss auf den Preis der operativen Reserve und damit auch nicht auf die künstliche Preisobergrenze im Spotmarkt. Eine Deckung der Vollkosten kann somit nicht sicher gewährleistet werden. Dies ist aber auch nicht primärer Zweck des Mechanismus. Dieser sollte vielmehr zusätzliche Kapazitäten für Ancillary Services in Zeiten erhöhten Bedarfs sicherstellen.

Zeitgerechte Investitionsanreize: Durch die künstliche Verknappung des Angebots im Energiemarkt sollte es im dargestellten Konzept bereits frühzeitig zur Ausbildung von Preisspitzen und damit zur Förderung von Investitionen kommen. Im Gegensatz zum Mechanismus der strategischen Reserve setzen jedoch die Anlagen der Marktteilnehmer den Preis in der Spitzenlastperiode und nicht jene des TSO. Dadurch ist gewährleistet, dass der Markt selbst noch über ausreichende Erzeugungskapazitäten verfügt, wenn erste Knappheitssignale auftreten. Der Mechanismus ist daher prinzipiell in der Lage zeitgerechte Investitionsanreize bereitzustellen. In den beiden vorgestellten Fällen wird jedoch, wie bereits beschrieben, nicht der maximale Preis der strategischen Reserve vorgegeben, sondern die zu beschaffende Menge, wodurch der TSO bzw. RTO keinen direkten Einfluss auf die Höhe der vorzeitigen Preisspitzen besitzt. Es ist daher fraglich, ob der Mechanismus in der praktischen Umsetzung in der Lage ist ausreichende Investitionsanreize bereitzustellen.

Ortsgerechte Investitionsanreize: Der norwegische TSO Statnett unterteilt sein Übertragungsnetz auf Grund bekannter Leitungsempässe in drei RKOM-Gebotszonen. Je nach Angebot und von Statnett festgelegter Nachfrage bilden sich in den einzelnen Gebieten unterschiedliche Preise für operative Reserve und somit auch ortsabhängige Investitionsanreize unter Berücksichtigung des Übertragungsnetzes.

Erhöhung der Nachfrageelastizität: Operative Reserve kann durch herkömmliche Erzeugungsanlagen, aber auch durch abschaltbare Verbraucher bereitgestellt werden. Vor allem der RKOM-Markt weist eine hohe Beteiligung der Verbraucherseite auf. Besitzen Großkunden entsprechende Anlagen, die bei knapper Erzeugung abgeschaltet werden können und stellt der Markt für operative Reserve einen entsprechenden preislichen Anreiz bereit, so kann dieser dazu beitragen, das PDSM-Potential in einem System besser auszunutzen und dadurch auch die Elastizität der Nachfrage erhöhen.

Eignung für ein dezentrales Marktsystem: Der Mechanismus der operativen Reserve ist mit der dezentralen Struktur von Börsenmärkten gut vereinbar und ohne umfangreiche Regelanpassungen zu implementieren. Die

Beschaffung kann durch den TSO erfolgen, der auch Auktionen für Ancillary Services organisiert. Mit dem RKOM Markt in Norwegen befindet sich der Mechanismus bereits in einem dezentralen System in Anwendung.

7. Kapazitätsbörse mit künstlicher Nachfragekurve

Im Modell der Kapazitätsbörse bestimmt der ISO als zentraler Planer die benötigte Leistung im System. Den einzelnen LSE und Großkunden wird die Verpflichtung auferlegt, sich entsprechend ihres Beitrags zur Lastspitze bereits frühzeitig mit sicher verfügbarer Leistung einzudecken. Diese kann mittels eigenen Erzeugungsanlagen, über bilaterale Verträge oder die Kapazitätsbörse erfolgen. Als mögliche Ressourcen kommen je nach Anwendungsfall konventionelle und dargebotsabhängige Kraftwerke, Verbraucher mit PDSM oder auch Leitungsbauprojekte jeweils mit ihrer sicher verfügbaren Leistung in Frage. Diese gesicherte Leistung wird vom ISO aus den historischen Einsatzdaten der Anlage oder über typenspezifische Werte bestimmt. Der wesentliche Unterschied zum bereits beschriebenen Mechanismus der administrativen Kapazitätzahlungen liegt darin, dass im Falle einer Kapazitätsbörse die benötigte Leistung im System dezidiert vorgeschrieben wird und der Markt den Preis dafür bestimmt (de Vries, 2007, S. 26). Die ermittelten Leistungszahlungen sollten es den Erzeugern ermöglichen ihre Vollkosten zu erwirtschaften und zusätzlich einen Anreiz darstellen, neue Anlagen zu errichten. Charakteristisch für die hier beschriebenen Kapazitätsbörsen ist der Preisfindungsprozess über eine künstlich gestaltete Nachfragekurve, welche vom ISO parametrisiert wird.

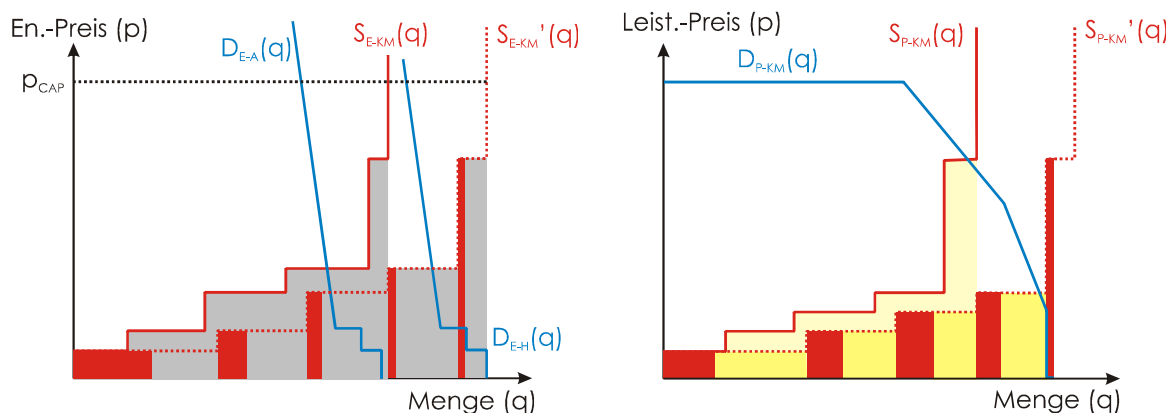


Abbildung 6: Wirkungsweise einer Kapazitätsbörse (rechts) auf den Energiemarkt (links)

Abbildung 6 zeigt die Wirkung der Kapazitätsbörse (rechts) auf den Energiemarkt (links). Ohne Kapazitätsbörse besitzt der Energiemarkt eine Merit Order gemäß $S_{E-KM}(q)$. Der Kraftwerkspark kann in diesem Fall bei einer durchschnittlichen Nachfrage $D_{E-A}(q)$ den Bedarf sicher decken. In der Hochlastperiode mit einer Nachfrage $D_{E-H}(q)$ ergeben sich jedoch auf Grund der knappen Erzeugungskapazitäten hohe Energiepreise bei gleichzeitig verminderter Versorgungssicherheit. Wird eine Kapazitätsbörse eingeführt, so bildet sich bei suboptimaler Erzeugungskapazität im Markt ein Leistungspreis im Schnittpunkt von $S_{P-KM}(q)$ und $D_{P-KM}(q)$. Dieser wird den Erzeugungsunternehmen für ihre sicher verfügbare Leistung bereitgestellt. Durch den finanziellen Anreiz werden neue Anlagen errichtet und im Energiemarkt kann eine Angebotskurve entsprechend $S_{E-KM}'(q)$ bereitgestellt werden. Dadurch ist es auch in der Spitzenlastperiode möglich den Bedarf $D_{E-H}(q)$ sicher zu decken. Ist die nun verfügbare Kapazität $S_{P-KM}'(q)$ groß genug, so fällt der Leistungspreis und es besteht kein Anreiz mehr zusätzliche Kraftwerke zu errichten. Auf Grund der Tatsache, dass die Fixkosten über die Kapazitätsbörse abgegolten werden, kann in diesem Fall die Preisobergrenze im Energiemarkt auf p_{CAP} gesenkt werden. Um eine Überfinanzierung zu vermeiden, werden zudem die Deckungsbeiträge aus dem Energie- und Ancillary Service Markt von den Kapazitätzahlungen in Abzug gebracht.

Dieses beschriebene Konzept wird in den nordamerikanischen Märkten von PJM, New York ISO (NYISO) bzw. in ähnlicher Form im australischen South West Interconnected System (SWIS) zur Aufrechterhaltung der langfristigen Versorgungssicherheit eingesetzt.

7.1. PJM (Reliability Pricing Model)²⁵

PJM besitzt neben dem DASRM für 30-Minuten-Reserve auch eine Kapazitätsbörse an der sicher verfügbare Leistung gehandelt wird. Dieses sogenannte „Reliability Pricing Model“ (RPM) sollte ausreichende Erzeugungs-

²⁵ Für eine detaillierte Darstellung des Reliability Pricing Modells siehe (Süßenbacher, Schwaiger, & Stigler, 2010).

kapazitäten im System sicherstellen, den Erzeugungsunternehmen ermöglichen ihre Fixkosten zu erwirtschaften und durch ein langfristiges Preissignal für mehr Investitionssicherheit sorgen (Süßenbacher, Schwaiger, & Stigler, 2010). Zur Sicherstellung einer ausreichenden Leistungsdeckung im System wird vom ISO der notwendige Kapazitätsbedarf drei Jahre im Vorhinein bestimmt. Es gilt:

$$UCAP_{Reliability} = P_{Peak} * (1 + IRM) * (1 - PoolWideAverageEFORD) \quad (7-1)$$

mit:

UCAP_{Reliability} notwendige sicher verfügbare Leistung im System
 P_{Peak}..... prognostizierte Jahresspitzenlast im Versorgungsgebiet
 IRM..... Reserve an installierter Leistung (dzt. 15,5 % der prognostizierten Spitzenlast)
 PoolWideAverageEFORD..... durchschnittliche Ausfallsrate der Anlagen im Versorgungsgebiet

Mit dieser Menge an sicher verfügbarer Leistung soll eine Ausfallswahrscheinlichkeit von maximal einem Ereignis in zehn Jahren gewährleistet werden. Den Versorgungsunternehmen und Großkunden im Markt wird die Verpflichtung auferlegt, sich entsprechend ihres Beitrags zur Spitzenlast im System²⁶ mit Leistung einzudecken. Dies kann mittels eigener Anlagen erfolgen, durch bilaterale Verträge oder über die Kapazitätsbörse RPM. Die Anlagen werden dabei jeweils mit ihrer sicher verfügbaren Leistung berücksichtigt. Diese wird von PJM aus der historischen Anlagenverfügbarkeit oder über typenspezifische Werte bestimmt. Das RPM erlaubt die Teilnahme unterschiedlicher Ressourcen am Kapazitätsmarkt. Dies können einerseits konventionelle und dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen sein, Verbraucher mit PDSM, das Einsparpotential aus Energieeffizienzmaßnahmen oder die Importleistung einer neuen Übertragungsleitung in ein engpassbehaftetes Netzgebiet (PJM, 2009, S. 5-38). Ziel ist es sowohl Erzeugern als auch Verbrauchern ein eindeutiges Preissignal für das Produkt Leistung bereitzustellen, so dass mögliche Potentiale wie z.B. die Lastreduktion mittels PDSM optimal ausgenutzt werden.

Zur Berücksichtigung möglicher Netzengpässe im System werden importbeschränkte Versorgungsbereiche als eigene „Local Deliverability Areas“ (LDAs) berücksichtigt. Innerhalb dieser findet jeweils eine eigene Versteigerung statt, wodurch es möglich ist, den Marktteilnehmer lokale Investitionsanreize zur Verfügung zu stellen (Sener & Kimball, 2007, S. 45). Die erste Auktion der Kapazität findet drei Jahre vor der tatsächlichen Bereitstellung im Rahmen einer sogenannten „Base Residual Auction“ (BRA) statt. Hierbei ermittelt PJM über den prognostizierten Leistungsbedarf in einem Versorgungsgebiet eine künstliche Nachfragekurve (Variable Resource Requirement Curve, VRR-Curve), welche zur Bestimmung des Leistungspreises herangezogen wird. Diese Kurve gewährleistet den Erzeugern bei optimaler Kapazität eine jährliche Vergütung in der Höhe der „Net Cost of New Entry“ (Net CONE). Dies sind die annuitätischen Fixkosten des günstigsten neu zu errichtenden Kraftwerks in einem LDA, abzüglich der zu erwartenden Deckungsbeiträge dieser Anlagen aus dem Energie- und Ancillary-Service Markt. Als Referenztechnologie wird zumeist ein Gasturbinen- oder GuD-Kraftwerk herangezogen. Auf die BRA folgen in Abständen von etwa einem Jahr drei inkrementelle Auktionen. Dadurch ist es den LSEs und Großkunden möglich im Falle einer frühzeitigen Anlagenstilllegung Kapazitäten kurzzeitig zu besorgen bzw. kann PJM bei einer Abweichung der tatsächlichen Lastentwicklung von der Prognose zusätzliche Kapazitäten auktionieren. Neuen Anlagen wird im RPM durch das sogenannte „New Entry Pricing“ ein besonderer Anreiz in Aussicht gestellt. Diese erhalten den Kapazitätspreis der ersten Auktion für drei Jahre garantiert, wodurch sich die Investitionssicherheit erhöhen sollte (PJM, 2009, S. 60-61). Es ist jedoch zu hinterfragen, ob diese Zeitspanne in Anbetracht der langen Anlagenlebensdauern dazu tatsächlich in der Lage ist. Kommen Erzeugungsunternehmen im RPM ihren Lieferverpflichtungen nicht nach, so sind erhebliche Strafzahlungen zu leisten. Diese unterscheiden sich je nach Ressource und Zeitpunkt der Verfehlung.

Die langfristige Wirkungsweise des Mechanismus ist auf Grund der erst kurzen Anwendungszeit nicht abschätzbar. In den bisher abgehaltenen Auktionen zeigte die angebotene Kapazitätsmenge jedoch eine hohe Abhängigkeit vom Kapazitätspreis des Vorjahres (The Brattle Group, 2008, S. 14-16). Zudem werden die häufigen Regelanpassungen und die komplexe Struktur des Kapazitätsmechanismus kritisiert. Konzepte wie die Implementierung lokaler Kapazitätszonen, die frühzeitige Versteigerung oder die verstärkte Einbindung der Verbraucher sind jedoch positiv zu erwähnen und stellen wesentliche Anforderungen eines sinnvoll gestalteten Kapazitätsmarktes dar.

7.2. New York ISO (ICAP Market)

New York ISO (NYISO) ist der unabhängige Systembetreiber im Staat New York und organisiert den Kraftwerkeinsatz, den Betrieb des Übertragungsnetzes sowie den Großhandelsmarkt in seinem Zuständigkeitsbereich. Die

²⁶ Hierfür wird der Durchschnitt der fünf höchsten Lastwerte während der Sommerperiode herangezogen (PJM, 2009a, S. 7-16).

Preisfindung im Energiemarkt erfolgt über ein sogenanntes „Locational Based Marginal Pricing“ (LBMP), welches dem LMP vom PJM entspricht. Um langfristig ausreichende Investitionen sicherzustellen und den Erzeugungsunternehmen die Erwirtschaftung ihrer Fixkosten zu ermöglichen, wurde im Jahr 2003 eine Kapazitätsbörse mit der Bezeichnung „ICAP Market“ eingeführt (New York ISO, 2009a, S. 10-35).

Wie im Falle von PJM wird auch hier den LSEs und Großkunden die Verpflichtung auferlegt, ausreichende Kapazitäten zur Deckung der Bedarfsspitze zu beschaffen. Dies kann mittels eigener Erzeugungsanlagen, über bilaterale Verträge oder die Kapazitätsbörse erfolgen. Zudem wurden drei lokale Kapazitätsszonen berücksichtigt, um entsprechende örtliche Investitionsanreize bereitstellen zu können. Einen wesentlichen Unterschied zum Kapazitätsmodell von PJM stellt die Vorlaufdauer der Auktionen dar, die im ICAP Market sehr kurzfristig orientiert ist. Die erste sogenannte „Capability Period Auction“ (CPA) findet halbjährlich statt. Dabei können LSE und Großkunden Kapazitäten für die maximale Dauer von sechs Monaten ersteigern. Diese Auktion wird durch die „Monthly Auction“ ergänzt, in der die Erzeuger Kapazitäten für die restliche Dauer der halbjährigen Lieferperiode beschaffen können. Die Teilnahme erfolgt jeweils auf freiwilliger Basis. Die Hauptauktion im ICAP Market stellt jedoch die „ICAP Spot Market Auction“ dar. Diese ist verpflichtend und findet monatlich zu Beginn der Lieferperiode statt (New York ISO, 2009, S. 91-93). Verbraucher mit PDSM dürfen nur an dieser Versteigerung teilnehmen. Wesentliches Merkmal der ICAP Spot Market Auction ist die Verwendung einer künstlichen Nachfragekurve zur Leistungspreisbestimmung. Diese Kurve wird wie jene von PJM parametrisiert und soll den Erzeugungsunternehmen bei optimaler Kapazität die Net CONE erstatten. LSE und Großverbraucher können prinzipiell ihren gesamten Leistungsbedarf über diese kurzfristige ICAP Spot Market Auction beschaffen, wodurch ein langfristiges Preissignal nicht sicher gewährleistet werden kann.

Die Brattle Group (2009, S. 10) kommt in ihren Untersuchungen nichts desto trotz zu dem Schluss, dass die derzeitige Ausgestaltung des ICAP Marktes keine wesentlichen Mängel aufweist und zufriedenstellende Ergebnisse liefert. Derzeitige Überlegungen von NYISO gehen jedoch in Richtung einer Implementierung eines mehrjährigen Forward Marktes für sicher verfügbare Leistung, ähnlich dem Konzept vom PJM.

7.3. SWIS (Reserve Capacity Mechanism)

Der „Wholesale Electricity Market“ (WEM) ist ein kleiner, isolierter Elektrizitätsmarkt im Netzgebiet des „Southwest Interconnected System“ (SWIS) an der Südwestküste Australiens. Der „Independent Market Operator“ (IMO) regelt den Kraftwerkseinsatz, den Betrieb des Übertragungsnetzes und den Großhandelsmarkt in diesem Versorgungsgebiet. Der Kraftwerkspark ist vor allem von fossilen Anlagen geprägt, welche 95 % der installierten Leistung bereitstellen. Im Zuge der Liberalisierung im Jahr 2006 wurden zahlreiche Bedenken geäußert, ob ein reiner Energiemarkt in der Lage sein würde, die notwendige Versorgungssicherheit im System aufrecht zu erhalten. Aus diesem Grund wurde ein Kapazitätsmarkt in der Form des „Reserve Capacity Mechanism“ (RCM) installiert. Dieser sollte ausreichende Erzeugungskapazitäten sicherstellen und verbraucherseitige Einsparungen durch PDSM fördern (IMO, 2008, S. 7).

Der RCM besitzt viele Gemeinsamkeiten mit den bereits vorgestellten Kapazitätsmärkten, unterscheidet sich aber in einigen Bereichen doch wesentlich. LSE und Großkunden müssen auch hier ausreichend Leistung entsprechend des Beitrags zur Lastspitze beschaffen. Dies kann durch Erzeugungsanlagen oder Verbraucher mit PDSM erfolgen. Der Handel der Kapazitäten sollte aber im Gegensatz zum RPM und ICAP Market primär bilateral erfolgen. Hierfür wird zwei Jahre vor der Bereitstellungsperiode eine Zertifizierung der teilnahmeberechtigten Anlagen vorgenommen, in der die Besitzer auch bekanntgeben müssen, ob sie ihre Kapazitäten bilateral handeln möchten oder dem IMO zur Verfügung stellen. Erzeuger und Verbraucher mit PDSM, die sich zu einem bilateralen Handel bereit erklären, erhalten zuerst sogenannte „Capacity Credits“ ausgestellt, die am Markt gehandelt werden können. Reichen diese Zertifikate aus um Bedarf zu decken, so erfolgt die Ermittlung des Leistungspreises über eine künstliche Nachfragekurve, die sich wie schon im Falle des RPM und ICAP Market an den jährlichen Fixkosten eines neu errichteten Gaskraftwerkes orientieren. Genügen die bilateral gehandelten Kapazitäten nicht, so werden auch die anderen zertifizierten Erzeuger und Verbraucher aufgefordert, Gebote für ihre sicher zur Verfügung stehende Leistung abzugeben. Die Gebote werden nach steigenden Preisen gereiht und erhalten so lange einen Zuschlag bis der Bedarf gedeckt werden kann. Das letzte akzeptierte Angebot setzt dabei den Leistungspreis für alle versteigerten Kapazitäten. Für Anlagen, die im Rahmen einer solchen Versteigerung erstmals am RCM teilnehmen, wird der ermittelte Kapazitätspreis für die Dauer von zehn Jahren garantiert. Damit soll die Investitionssicherheit speziell für Neuanlagen erhöht werden. Kommen Erzeuger im RCM ihrer Lieferverpflichtung nicht nach, so werden wiederum erhebliche Strafzahlungen verhängt (IMO, 2008, S. 19-25).

Der RCM lieferte bis dato gute Ergebnisse und konnte in jeder der sechs abgehaltenen Auktionen die notwendigen Kapazitäten bereitstellen. Der Vergleich der Leistungspreise mit jenen der nordamerikanischen Märkte zeigt

jedoch, dass sich die Preise im RCM auf sehr hohem Niveau befinden. Es stellt sich daher die Frage der Effizienz dieses Mechanismus.

7.4. Beurteilung des Mechanismus

Langfristige Planungssicherheit: In den einzelnen Anwendungsfällen der Kapazitätsbörse sollte vor allem neuen Erzeugungsanlagen, durch längerfristig garantierte Leistungsentgelte, ein erhöhtes Maß an Investitionssicherheit gewährleistet werden. In Anbetracht der durchschnittlichen Lebensdauer eines Kraftwerks bzw. der Zeitspanne der Kapitalwiedergewinnung sind die von PJM anberaumten drei Jahre zu kurzfristig gewählt. Der RCM garantiert neuen Marktteilnehmern, im Falle eines Kapazitätsengpasses, zehn Jahre den inflationsbereinigten Leistungspreis der ersten Auktion. Dieser Zeitraum erscheint deutlich angemessener, um die langfristige Planungssicherheit der Unternehmen zu erhöhen. Bestehenden Kapazitäten wird der Leistungspreis zumeist für die Dauer eines Jahres bzw. im Falle des ICAP Markets für ein Monat garantiert. Sind Erzeugungsanlagen bereits abgeschrieben, so stellen diese für den Betreiber ein geringeres finanzielles Risiko dar. In diesem Fall kann eine garantierte Kapazitätzahlung von einem Jahr ausreichend sein, um speziell ältere Kraftwerke länger in Betrieb zu halten. Nachteilig muss jedoch erwähnt werden, dass der Leistungspreis in den untersuchten Anwendungsfällen speziell während der Einführungsphase deutlichen Schwankungen unterlegen war.

Vollkostendeckung: Die Gewährleistung einer Vollkostendeckung wird zumeist als wesentliche Aufgabe einer Kapazitätsbörse angeführt. Diese sollte den Erzeugern unter Anwendung dieses Mechanismus auch ohne Knappheitssituationen und unfreiwillige Rationierungsmaßnahmen möglich sein. Die entgangenen Erlöse möglicher Preisspitzen im Knappheitsfall werden den Unternehmen durch die separate Vergütung eines Leistungspreises erstattet. Der Mechanismus der Kapazitätsbörse ist damit prinzipiell in der Lage eine Vollkostendeckung zu gewährleisten. In der praktischen Ausgestaltung ist dies natürlich von der Höhe der Leistungszahlungen abhängig. Diese orientierten sich in den untersuchten Anwendungsfällen zumeist an den jährlichen Fixkosten eines neu errichteten Gas- bzw. GuD-Kraftwerks. Damit sollte speziell die mangelnde Fixkostendeckung im Bereich Spitzenlasterzeugung behoben werden. In der praktischen Anwendung unterscheidet sich die Kostenstruktur der Anlagen jedoch nach Typ und Alter. Während Spitzenlastkraftwerke hohe variable und geringe fixe Kosten aufweisen, besitzen Grund- und Mittellastkraftwerke zumeist hohe fixe und geringe variable Erzeugungskosten. Durch eine Orientierung des Leistungspreises an den Fixkosten eines Spitzenlastkraftwerkes, ist daher eine Vollkostendeckung speziell für neu errichtete kapitalintensive Erzeugungsanlagen nicht sichergestellt. Mechanismen mit separaten Leistungszahlungen bieten jedoch die Möglichkeit, dieses Manko durch z.B. separate Abgeltungen oder Vergütungszeiträume je nach Kraftwerkstyp zu beheben.

Zeitgerechte Investitionsanreize: Wird die Erstversteigerung der sicher verfügbaren Kapazitäten bereits mehrere Jahre im Voraus abgehalten, so bildet sich frühzeitig ein Leistungspreis, welcher mögliche Engpässe im Erzeugungssystem anzeigt. Dadurch ist das Modell der Kapazitätsbörse prinzipiell in der Lage, zeitgerechte Investitionsanreize bereitzustellen. Es ist jedoch in der praktischen Umsetzung zu klären, wie viele Jahre im Voraus eine solche Versteigerung abgehalten werden sollte. Betrachtet man die herkömmlichen Errichtungszeiten neuer Kraftwerke²⁷, so ist eine Zeitspanne von drei Jahren für viele Kraftwerkstypen zu kurzfristig gewählt. Selbst gasbefeuerte Anlagen können innerhalb dieses Zeitraums nur errichtet werden, wenn bereits alle umweltrelevanten und rechtlichen Bescheide erteilt wurden. In der praktischen Ausgestaltung gilt es daher die typischen Errichtungszeiten der Anlagen im System zu berücksichtigen, da Investitionsanreize sonst speziell für Kraftwerke mit längerer Errichtungszeit zu kurzfristig auftreten können.

Ortsgerechte Investitionsanreize: Mangelnde ortsgerechte Investitionsanreize waren ein Hauptgrund für die Einstellung des „Capacity Credits Markets“ (CCM), PJMs Vorgängermodell des RPM. Das aktuelle Konzept weist wie jenes von NYISO mehrere Kapazitätsgebotszonen auf, welche durch Übertragungsengpässe im System bestimmt werden. Die Ergebnisse der bisherigen Auktionen zeigten deutliche Preisunterschiede zwischen engpassbetroffenen Gebieten und Zonen mit Leistungsüberschuss, wodurch die Errichtung neuer Anlagen und die Ausnutzung des vorhandenen PDSM-Potentials lokal gefördert werden konnte.

Erhöhung der Nachfrageelastizität: Die verbraucherseitige Beteiligung am Kapazitätsmarkt wird in den einzelnen Anwendungsfällen in unterschiedlichem Ausmaß gefördert. Das Konzept von PJM übernimmt dabei jedoch eine Vorreiterrolle, indem es nicht nur möglich ist PDSM-Leistung anzubieten, sondern auch Maßnahmen für Energieeffizienz oder Leitungsbauprojekte. Somit wird nicht nur die kurz-, sondern auch die langfristige Elastizität der Nachfrage forciert.

²⁷ vgl. (IEA, 2007, S. 185)

Eignung für ein dezentrales Marktsystem: Das Konzept der Kapazitätsbörse wurde bisher ausschließlich in zentral organisierten Märkten umgesetzt. In diesen organisiert der ISO den Großhandelsmarkt bzw. den Kraftwerkseinsatz und besitzt daher auch genaue Kenntnis über die Verfügbarkeit der Einzelanlagen, deren Anfahrts- und Betriebskosten, sowie den Verbrauch der LSE und Großkunden im System. Um eine Kapazitätsbörse in einem dezentralen Marktsystem zu implementieren wären erhebliche organisatorische Anpassungen erforderlich. So wäre es beispielsweise notwendig die Anlagenverfügbarkeit und die Kapazitätsverpflichtung der LSE von zentraler Stelle aus zu ermitteln bzw. zu überprüfen. Zusätzlich müsste eine Marktplattform für die Erst- und Anpassungsauktionen bereitgestellt bzw. eine Verrechnungsstelle eingerichtet werden. In der praktischen Umsetzung könnte der TSO diese Aufgaben übernehmen. Dies wäre erstens auf Grund der bereits vorhandenen Erfahrungen in der Ausgestaltung und Abhaltung von Beschaffungsauktionen sinnvoll und würde zudem gewährleisten, dass die Kompetenz der kurz- und langfristigen Versorgungssicherheit an einer zentralen Stelle gebündelt wird. Die Umsetzung eines solchen Kapazitätsmarktes könnte durch die Einführung eines europaweiten Zuverlässigkeitsstandards ähnlich dem Standard Market Design (SMD) im nordamerikanischen Raum unterstützt werden. Erste diesbezügliche Überlegungen wurden bereits getätigt²⁸. Es zeigt sich somit, dass die Umsetzung einer Kapazitätsbörse in einem dezentralen Markt möglich ist, dies jedoch einen erheblichen organisatorischen Aufwand nach sich ziehen würde. Konkrete Anwendungsfälle in Börsenmärkten sind derzeit nicht bekannt.

8. Kapazitätsoptionen

Im Modell der Kapazitätsoptionen kauft der ISO oder TSO Call-Optionen auf sicher verfügbare Leistung bzw. eine sichere Energielieferung im System und gibt diese an die LSE und Großkunden weiter. Die Optionen geben dem Besitzer das Recht auf die Preisdifferenz zwischen einem vorher vereinbarten Ausführungspreis (Strike Price) p_s und dem Spotmarktpreis p_M . Diese Differenz wird dem Inhaber rückerstattet, wenn der Spotmarktpreis p_M über den Ausführungspreis p_s steigt. Es entsteht somit für den Optionsbesitzer eine künstliche Preisobergrenze im Energiemarkt. Im Gegenzug für die Überlassung dieser Ausführungsrechte erhält der Erzeuger eine Optionsprämie, welche es ihm ermöglichen sollte, die Fixkosten seiner Anlagen zu decken. Wesentliche Forderung des Konzeptes ist es, dass die ausgegebenen Optionen durch physikalische Anlagen abgesichert werden, welche tatsächlich in der Lage sind die angegebene Leistung (im Falle leistungsbeschränkter Systeme) bzw. Energie (im Falle energiebeschränkter Systeme) sicher bereitzustellen.

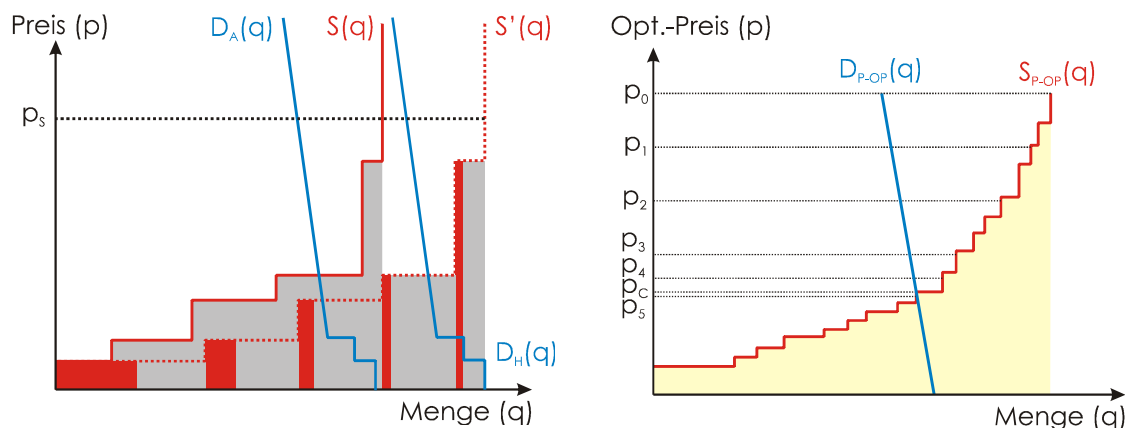


Abbildung 7: Wirkung der Optionskontrakte auf den Energiemarkt (links) und "Descending Clock Auction" (rechts)

Der Umfang der benötigten Optionen $D_{P-OP}(q)$ wird wie im Ansatz der Kapazitätsbörse zumeist durch einen zentralen Planer bestimmt und entspricht dem prognostizierten Leistungs- bzw. Energiebedarf inklusive einer geforderten Reserve (siehe Abbildung 7). Zusätzlich legt der zentrale Planer den Ausführungspreis p_s im Energiemarkt fest. Die Ermittlung der Optionsprämie p_C erfolgt über eine sogenannte „Descending Clock Auction“ (DCA). Dabei wird der Optionspreis ausgehend von einem Startwert p_0 jede Runde gesenkt, bis die Menge der noch übrigen Optionskontrakte dem Kapazitätsbedarf entspricht. Auf Grund der Tatsache, dass die Erzeuger ihre Verkaufsbereitschaft offenlegen müssen, sollte der ermittelte Optionspreis den tatsächlichen Fixkosten der Anlagen entsprechen. Das verringerte Investitionsrisiko sollte in der Folge dazu führen, dass der Markt eine höhere Angebotsmenge $S'(q)$ bereitstellt.

²⁸ siehe (RWE, 2008)

Das Konzept der Optionskontrakte findet in den Märkten von ISO New England (ISO-NE), Kolumbien und Brasilien Anwendung. Diese Mechanismen werden folgend beschrieben.

8.1. ISO New England (Forward Capacity Market)

ISO-NE ist unabhängiger Systembetreiber an der nordamerikanischen Ostküste und organisiert den Kraftwerkeinsatz, den Betrieb des Übertragungsnetzes sowie den Großhandel in seinem Versorgungsgebiet. Die Preisfindung im Energiemarkt erfolgt mittels „Locational Marginal Pricing“ (LMP). Zur Aufrechterhaltung der langfristigen Versorgungssicherheit kommt zusätzlich der „Forward Capacity Market“ (FCM) zum Einsatz.

Im FCM wird die sicher verfügbare Leistung von Kraftwerken und Verbrauchern mit PDSM als Option gehandelt (Finon & Pignon, 2008, S. 154-155). LSE und Großkunden besitzen wie in den bereits beschriebenen mengenbasierten Ansätzen die Verpflichtung, sich entsprechend ihres Beitrags zur Lastspitze mit sicher verfügbarer Leistung einzudecken. Dies kann wiederum mittels eigener Erzeugungsanlagen, bilateraler Verträge oder über die Kapazitätsbörse erfolgen. Treten innerhalb des Netzgebietes längerfristig Übertragungsempässe auf, so können zwei lokale Kapazitätzonen gebildet werden, für die jeweils separate Versteigerungen stattfinden.

Die erste Auktion im FCM, die sogenannte „Forward Capacity Auction“ (FCA), findet 40 Monate vor der tatsächlichen Leistungsbereitstellung statt. Damit soll den Erzeugern und Verbrauchern im Markt ein langfristiges Anreizsignal bereitgestellt werden. Die Ermittlung des Optionspreises erfolgt über eine „Descending Clock Auction“ (DCA) wie in Abbildung 7 dargestellt. Als Startwert p_0 werden die zweifachen „Cost of New Entry“ (CONE) gewählt. Diese entsprechen den annuitätischen Fixkosten des günstigsten neu zu errichtenden Kraftwerks im Versorgungsgebiet, wobei im Gegensatz zu dem im RPM und ICAP Market verwendeten „Net CONE“ die erwarteten Deckungsbeiträge aus dem Energie- und Ancillary Service Markt noch nicht in Abzug gebracht werden. Die Anbieter in der FCA können zwischen verschiedenen Gebotsformaten wählen, welche in weiterer Folge die Gebotspreisgrenzen bestimmen. Erzeuger die erstmals an der FCA teilnehmen und einen Zuschlag erhalten, können sich den ermittelten Optionspreis für fünf Jahre zusichern lassen. Dadurch soll die langfristige Planbarkeit speziell für Neuanlagen erhöht werden (ISO New England, 2008, S. 9-17). Zusätzlich zur FCA finden jährliche Anpassungsauktionen (Reconfiguration Auctions) statt, um auf mögliche Lastanstiege oder vorzeitige Anlagenstilllegungen reagieren zu können. Im Versorgungsjahr wird dies durch zusätzliche monatliche Anpassungsauktionen gewährleistet.

Um eine doppelte Abgeltung der Fixkosten zu vermeiden, wird im FCM eine „Peak Energy Rent“ (PER) berücksichtigt. Dabei wird stündlich überprüft, ob der LMP am Einspeiseknoten einer Anlage den von ISO-NE vorgegebenen Strike Price p_s übersteigt. Ist dies der Fall, so wird die Optionsprämie um diese Preisdifferenz verringert und monatlich über die „Monthly PER“ in Abzug gebracht (ISO New England, 2010, S. 184-186).

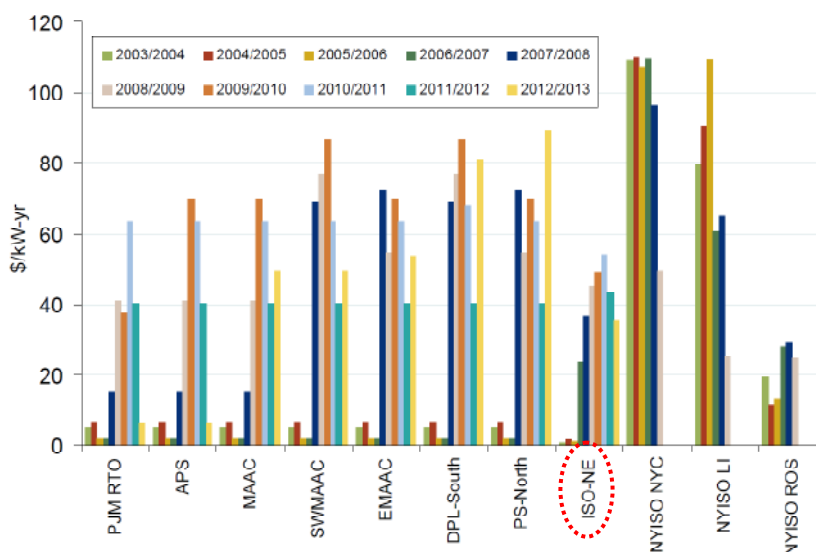


Abbildung 8: Vergleich der Kapazitätspreise von PJM, NYISO und ISO-NE, Quelle (FERC, 2010)

Der FCM lieferte bisher zufriedenstellende Ergebnisse und konnte in jeder Auktion die benötigte Kapazitätsmenge bereitstellen. Ein Vergleich mit den Ergebnissen des RPM von PJM bzw. des ICAP Market von NYISO zeigt zudem, dass der FCM dies in den vergangenen Auktionen stets mit geringsten Leistungspreisen bewerkstelligen konnte (siehe Abbildung 8). Möglicher Grund hierfür ist die Preisfindung mittels einer DCA, in welcher die Anbieter ihre tatsächliche Verkaufsbereitschaft offenlegen müssen.

8.2. Kolumbien (Obligaciones de Energía Firme)

Der kolumbianische Elektrizitätsmarkt ist in hohem Maße von der Wasserkrafterzeugung in seinem System abhängig. Diese stellt ca. 80 % der produzierten Energie bzw. 66 % der installierten Leistung bereit (Ausubel & Cramton, 2010, S. 196). Gleichzeitig treten jedoch Extremwetterphänomene mit langen Regen- und Trockenperioden auf, die einerseits eine Absicherung der dargebotsabhängigen Erzeugung durch konventionelle Anlagen bedingen und andererseits zu hochvolatilen Großhandelspreisen führen, welche die Investitionssicherheit von Kraftwerksprojekten nachteilig beeinflussen. Aus diesem Grund führte man bereits im Jahr 1996, kurz nach der Liberalisierung des Marktes, einen ersten Kapazitätsmechanismus auf Basis administrativ bestimmter Zahlungen ein. Dieser Ansatz wurde jedoch im Jahr 2006, auf Grund mangelnder Effizienz, durch den nunmehrigen Mechanismus „Obligaciones de Energía Firme“ (OEF) ersetzt²⁹.

Wasserkraftdominierte Systeme besitzen in der Regel keine Leistungs- sondern Energieengpässe. Im OEF werden daher Optionskontrakte für sicher lieferbare Energie gehandelt. Diese wird vom Regulator CREG aus den historischen Erzeugungsdaten der Anlagen³⁰ bestimmt bzw. wird im Falle neuer Kraftwerke ein typenspezifischer Wert festgelegt. Die Optionskontrakte müssen somit durch physikalische Anlagen abgesichert werden, die tatsächlich in der Lage sind, dieser Verpflichtung nachzukommen. Der Ausführungspreis (Scarcity Price) der Option wird von CREG festgelegt und auf Basis aktueller Brennstoffpreise³¹ monatlich angepasst. Überschreitet der Spotmarktpreis den definierten Ausführungspreis, so erteilt das „National Dispatch Center“ (CND) den einzelnen Erzeugern die Anweisung ihre Energie bereitzustellen. Für die Gewährleistung dieser sicheren Energielieferung zum definierten Ausführungspreis erhalten die Anlagenbesitzer eine Optionsprämie (Reliability Charge). Diese wird wie im Falle von ISO-NE über eine DCA bestimmt (CREG, 2007, S. 5-6).

Ein wesentlicher Unterschied zum FCM von ISO-NE ist, dass die Optionsauktionen nicht jährlich abgehalten werden, sondern nur wenn der Bedarf in drei Jahren laut den Prognosen von CREG nicht gedeckt werden kann. In diesem Fall finden zwei separate Auktionen für bestehende, in Bau befindliche und geplante Anlagen statt. In der ersten Auktion sind alle Anlagen teilnahmeberechtigt, die innerhalb von drei Jahren in Betrieb gehen können. Bereits bestehende Kapazitäten erhalten den im Rahmen der DCA ermittelten Kapazitätspreis für ein Jahr garantiert. Neue Anlagen können zwischen einem Vergütungszeitraum von ein bis zehn Jahren wählen.

In der zweiten Auktion können Anlagen teilnehmen, die eine Errichtungszeit von bis zu sieben Jahren aufweisen. Damit soll speziell Grund- und Mittellastkraftwerken ein eigenes Anreizsignal bereitgestellt werden. Da es sich hierbei zumeist um Anlagen mit höherem Kapitaleinsatz und längerer Nutzungsdauer handelt, können die Erzeuger zwischen einem garantierten Vergütungszeitraum von ein bis 20 Jahren wählen (CREG, 2007, S. 6-7).

Nach den beschriebenen Versteigerungen gibt es auch noch die Möglichkeit Optionen bilateral zu handeln, Verträge mit unterbrechbaren Verbrauchern abzuschließen oder in letzter Konsequenz kurzfristig neue Anlagen zu errichten (Generation Assets of Last Resort). Zudem können von CREG Anpassungsauktionen abgehalten werden, wenn sich der tatsächliche Energiebedarf nicht entsprechend den durchgeführten Prognosen entwickelt.

Bisher wurden im Rahmen des EOF zwei Auktionen abgehalten. Die erste fand im Mai 2008 für die Bereitstellung ab Dezember 2012 statt und berücksichtigte bestehende sowie bis zum Lieferzeitpunkt betriebsbereite Anlagen. Dabei konnte der benötigte Energiebedarf zu einem Optionspreis von ca. 14 \$/MWh im Jahr gedeckt werden. Die zweite Auktion erfolgte im Juni 2008 für eine Bereitstellung ab Dezember 2014. Als Startpreis wurde der Endwert der ersten Versteigerung von 14 \$/MWh gewählt. Dies führte jedoch dazu, dass Erzeuger ihre Gebote so platzierten, dass sich im jedem Jahr der maximale Optionspreis von 14 \$/MWh bildete (Harbord & Pagnozzi, 2008, S. 8-27). Der Markt ist nach derzeitigen Prognosen in der Lage den Bedarf an sicherer Energie bis zum Jahr 2019 zu decken (Camarago, 2008, S. 23). Die langfristige Wirkung ist aber auf Grund der geringen Anzahl an Auktionen sowie der Tatsache, dass die erste Bereitstellungsperiode noch nicht begonnen hat, nicht abzuschätzen.

²⁹ Für eine ausführliche Beschreibung des OEF siehe auch (Cramton & Stoft, 2007).

³⁰ Im Falle von Wasserkraftanlagen wird hierbei der geringste monatliche Q95-Wert berechnet und daraus die jährlich sicher zur Verfügung stehende Energie ermittelt. Bei thermischen Kraftwerken wird die historische Nichtverfügbarkeit der Anlagen berücksichtigt sowie die Verfügbarkeit des Primärenergieträgers und sonstige Einflussfaktoren, welche die sichere Energieerzeugung beeinflussen können.

³¹ Hierfür wird der aktuelle Spotpreis für „Residual Oil“ am Entnahmepunkt New York Harbour herangezogen.

8.3. Brasilien (Existing Energy und New Energy Auktionen)

In Brasilien herrscht wie Kolumbien eine hohe Abhängigkeit von der Wasserkrafterzeugung im System. Im Jahr 2009 betrug der Anteil über 70 % der installierten Nettoleistung bzw. wurden 85 % der Energie mittels Lauf- und Speicherkraftwerken produziert (EIA, 2011). Auf Grund dieser hohen Dargebotsabhängigkeit ergeben sich auch im brasilianischen Strommarkt hochvolatile Energiepreise mit der Folge mangelnder Investitionssicherheit. Diese Umstände führten in den Jahren 2001 und 2002 zu einer ausgeprägten Energiekrise, die nur durch Rationierungsmaßnahmen bewältigt werden konnte. Man beschloss daher im Jahr 2004 den Elektrizitätssektor zu reformieren und einen Kapazitätsmechanismus einzuführen (Barroso, Guimaraes, Bezerra, & Pereira, 2006, S. 2-4).

Im gewählten Modell besitzen LSE und Großkunden wie im kolumbianischen OEF die Verpflichtung, sich entsprechend ihres jährlichen Energiebedarfs mit Energielieferverträgen abzusichern. Diese können mit einzelnen Anlagen im Umfang ihrer „Firm Energy Certificates“ (FEC) abgeschlossen werden. Ein FEC entspricht dabei einer sicheren Energieliefermenge von einer MWh pro Jahr³². Diese werden vom Regulator je Anlage ermittelt und an die Erzeuger ausgegeben.

Die Beschaffung der sicheren Energie kann über eine Auktion für bestehende Anlagen (Existing Energy, EE) bzw. über zwei Auktionen für neue Kraftwerke (New Energy, NE) erfolgen (siehe Abbildung 9). Zusätzlich gibt es auch noch kurzfristige Anpassungsauktionen (A0), mit Hilfe derer Fehlmengen bis zu vier Monate vor der Bereitstellung besorgt werden können. Die Versteigerung von EE (A-1) findet jährlich statt und erlaubt den Abschluss von Bereitstellungsverträgen mit Laufzeiten zwischen fünf und acht Jahren³³. Reicht die EE im Markt nicht aus, um den zukünftigen Bedarf zu decken, so können die Erzeuger ihre langfristige Bedarfssteigerung über NE-Auktionen beschaffen. Diese finden drei (A-3) und fünf (A-5) Jahre vor der Bereitstellung statt. Ziel ist es, den Erzeugern ein langfristiges Anreizsignal für Neuinvestitionen zu liefern bzw. durch die zeitliche Staffelung der Auktionen eine schrittweise Anpassung zwischen sicherer Energieerzeugung und Verbrauch zu ermöglichen. Die Bereitstellungsverträge können Laufzeiten zwischen 15 und 30 Jahren besitzen. Im Rahmen der kurzfristigen unterjährigen Anpassungsauktionen sind Laufzeiten zwischen ein bis zwei Jahren üblich. Zusätzlich diesen regulären Versteigerungen erlaubt die brasilianische Regulierung auch separate Auktionen für Projekte mit erneuerbarer Energie oder von anderem politischen Interesse (Moreno, Barroso, Rudnick, Mocarquer, & Bezerra, 2010, S. 5761-5762).

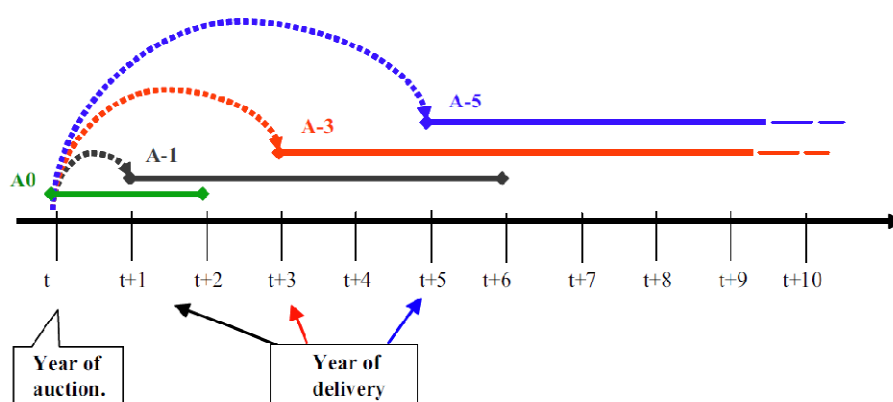


Abbildung 9: Versteigerungen von EE und NE im brasilianischen Elektrizitätsmarkt, Quelle (Moreno, Barroso, Rudnick, Mocarquer, & Bezerra, 2010, S. 5762)

Die Versteigerung der FEC findet zentral statt. Hierbei wird die zu beschaffende Menge jedoch nicht durch den ISO vorgeschrieben, sondern von jedem LSE selbst bestimmt. Damit sollen mögliche Fehlprognosen des ISO auf Grund mangelnder Informationen vermieden werden. Der Bedarf aller LSEs wird anschließend akkumuliert und entsprechende Gebote eingeholt. Die Preisfindung erfolgt jeweils über eine hybride Auktion. Im Rahmen der ersten Phase wird eine geringfügig höhere Menge als der eigentliche Bedarf mittels einer DCA versteigert. Im Anschluss daran erfolgt eine Pay-as-bid Auktion, in welcher es den Erzeugern nicht mehr erlaubt ist, über dem Abschlusspreis der DCA anzubieten. Auf Grund der Tatsache, dass ein höherer Verbrauch als der benötigte auktioniert wurde, besteht auch in der zweiten Phase die Möglichkeit, dass einzelne Gebote ausscheiden. Dies sollte die Erzeuger dazu veranlassen, ihre Gebotspreise abermals zu senken und ihre tatsächlichen Kosten offenzulegen. Nach der Versteigerung müssen die Erzeuger und LSEs, die einen Zuschlag erhalten haben, bilaterale Be-

³² Hierfür wird bei Wasserkraftwerken der jährliche Q95-Wert herangezogen (Bezerra, Barroso, Granville, Guimaraes, Street, & Pereira, 2006, S. 2).

³³ Über die tatsächliche Dauer der langfristigen Lieferverträge gibt es in der Literatur teils widersprüchliche Angaben. Während (Barroso, Guimaraes, Bezerra, & Pereira, 2006, S. 5) eine maximale Dauer von 15 Jahren für EE angeben, wird in (Moreno, Barroso, Rudnick, Mocarquer, & Bezerra, 2010, S. 5762) eine maximale Dauer von acht Jahren angeführt. Dies ist möglicherweise auf nachträgliche regulatorische Anpassungen des Marktmodells zurückzuführen.

reitstellungverträge über die auktionierte FEC Menge abschließen. Dabei schließt jeder Erzeuger Verträge mit jedem LSE und Großkunden entsprechend dessen Beitrag zum Gesamtbedarf ab. Somit ist sichergestellt, dass alle Nachfrager Verträge zu gleichen Durchschnittspreisen kontrahieren können (Dutra & Menezes, 2005, S. 13). Die Verträge für neue Anlagen können als Call Option, auch „Reliability Options“ genannt, ausgeführt werden. Dabei ist es den Erzeugern erlaubt, sowohl den Ausführungspreis als auch die Optionsprämie frei zu wählen. Um einen Vergleich der Gebote zu ermöglichen, wurde ein sogenannter „cost/benefit index“ (CPI) eingeführt, welcher sich aus dem Quotienten der Gesamtkosten des Optionskontraktes aus Kundensicht und der sicheren Energie einer Anlage errechnet (Bezerra, Barroso, Granville, Guimaraes, Street, & Pereira, 2006, S. 4). Die Überprüfung, ob ausreichende FEC kontrahiert wurden, erfolgt ex-post durch einen Vergleich des tatsächlichen jährlichen Energieverbrauchs eines LSEs mit der vorhandenen Zertifikatsmenge. Im Falle einer Unterdeckung sind erhebliche Strafzahlungen zu leisten³⁴.

Bisher wurden im Rahmen des neuen Kapazitätsmechanismus 21 Auktionen durchgeführt und 42 aGW³⁵ an sicherer Energie beschafft. Nach anfänglichen Problemen auf Grund zu geringer Startpreise der DCA (Barroso, Guimaraes, Bezerra, & Pereira, 2006, S. 7-8) liefert der Mechanismus nun zufriedenstellende Ergebnisse. Insgesamt wurden mehr als 22 aGW mittels neuer Anlagen bereitgestellt. Die Verträge weisen dabei Laufzeiten zwischen sechs Monaten und 30 Jahren auf (Moreno, Barroso, Rudnick, Mocarquer, & Bezerra, 2010, S. 5762).

8.4. Beurteilung des Mechanismus

Langfristige Planungssicherheit: Die Zeiträume der zugesicherten Optionsprämien unterscheiden sich in den untersuchten Anwendungsfällen deutlich. In den Märkten Kolumbiens und Brasiliens mit einem erheblichen Anteil an Wasserkraftenerzeugung wird die unterschiedliche Kostenentwicklung der Kraftwerkstypen durch verschiedene Vergütungsdauern berücksichtigt. So garantiert man den Erzeugern in Brasilien die in der Erstauktion ermittelte Optionsprämie für bis zu 30 Jahre. Dieser Zeitraum sollte ausreichend sein, um auch kapitalintensiven Erzeugungsanlagen mit längerer Amortisationszeit wie z.B. Lauf- oder Speicherkraftwerken ein notwendiges Maß an Planungssicherheit zu gewährleisten. Auch die für 20 Jahre garantierten Zahlungen im kolumbianischen Markt sollten dazu in der Lage sein. Bestehende Kraftwerke erhalten Kapazitätszahlungen zumeist für ein Jahr garantiert. Sind die Anlagen bereits abgeschrieben, so kann dies durchaus ausreichend sein. Für bestehende, aber noch nicht abgeschriebene Anlagen erscheint eine garantierte Vergütungszeit zwischen fünf und acht Jahren, wie sie in Brasilien gewährleistet wird, jedoch angemessener, um die langfristige Planungssicherheit zu erhöhen.

Vollkostendeckung: Laut theoretischem Ansatz sollte es die Optionsprämie den Erzeugungsunternehmen ermöglichen entgangene Erlöse im Knappheitsfall zu kompensieren und so ihre Vollkosten zu erwirtschaften. In der praktischen Anwendung orientieren sich diese Prämien, wie schon im Falle der Kapazitätsbörse, zumeist an den Fixkosten eines neuen Gasturbinen- bzw. GuD-Kraftwerks. Es gilt daher auch hier, dass eine Vollkostendeckung speziell für neu errichtete, kapitalintensive Erzeugungsanlagen nicht sichergestellt ist. Einen äußerst interessanten Zugang stellt das brasilianische Konzept dar, in dem die Erzeuger die Optionsprämie und den Ausführungspreis selbstständig bestimmen können und je nach Errichtungsdauer der Anlagen zwischen unterschiedlichen Vergütungszeiten unterschieden wird. Dadurch ist es möglich, die individuellen Anforderungen, die sich auf Grund der heterogenen Kostenstruktur des Kraftwerksparks ergeben, deutlich besser zu berücksichtigen. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass Kapazitätspreise, die sich an den Fixkosten gasbefuehrter Anlagen orientieren, eben diesen die Erwirtschaftung ihrer Vollkosten gewährleisten können, dies jedoch für neu errichtete, kapitalintensive Kraftwerke nicht sichergestellt ist.

Zeitgerechte Investitionsanreize: In Brasilien und Kolumbien werden separate Versteigerungen für bestehende, in der Errichtung befindliche und geplante Anlagen abgehalten. Die maximale Verzugszeit zwischen Auktion und Bereitstellung beträgt dabei sieben Jahre. Dies ist eine Zeitspanne innerhalb derer auch Anlagen mit längerer Errichtungsdauer, wie die bereits erwähnten Lauf- und Speicherkraftwerke, auf ein Preissignal reagieren können. Anlagen mit kürzerer Vorlaufzeit, wie gasbefuehrte Kraftwerke, sind nur berechtigt an der dreijährigen Auktion teilzunehmen. In Brasilien werden zwei Auktionen für geplante und in Bau befindliche Anlagen mit einer Vorlaufzeit von fünf bzw. drei Jahren abgehalten sowie eine Auktion für bestehende Anlagen mit einer Vorlaufzeit von einem Jahr. Auch dies stellt eine sinnvolle Variante der Auktionsgestaltung dar und ermöglicht eine schrittweise Anpassung der Erzeugungskapazitäten an den Bedarf. Generell sollten sich die Zeitspannen zwischen Auktion und Bereitstellungsjahr an den durchschnittlichen Errichtungszeiten der Technologien in einem Markt orientieren.

³⁴ Diese Strafzahlungen orientieren sich an den Errichtungskosten eines neuen Kraftwerks (Moreno, Barroso, Rudnick, Mocarquer, & Bezerra, 2010, S. 5762).

³⁵ Die Angabe der sicher verfügbaren Energie erfolgt zumeist in „average GW“ (aGW). Dieser Wert entspricht dem Quotienten der Jahresenergieerzeugung und der Jahrestunden.

Die Ausführung unterschiedlicher Auktionen für Anlagen kürzerer und längerer Errichtungszeit kann dabei ein sinnvoller Ansatz sein. Es ist festzuhalten, dass die in den praktischen Anwendungsfällen berücksichtigten Verzugszeiten zwischen Versteigerung und Bereitstellung durchaus in der Lage sind, zeitgerechte Investitionsanreize für Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke bereitzustellen.

Ortsgerechte Investitionsanreize: Im Falle von ISO-NE werden zwei separate Versteigerungszonen im Marktgebiet berücksichtigt. Da sich bisher jedoch keine Übertragungsengpässe einstellten, wurde stets ein Kapazitätspreis für das gesamte Marktgebiet ermittelt. In den übrigen Anwendungsfällen wurde dieser Aspekt bisher nicht berücksichtigt. Wie das Beispiel ISO-NE zeigt, ist es jedoch prinzipiell möglich, das Netzgebiet in einzelne Gebotszonen zu unterteilen und für diese separate Optionsversteigerungen durchzuführen. Die sich ergebenden Optionsprämien stellen einen ortsgerechten Investitionsanreiz dar.

Erhöhung der Nachfrageelastizität: In den einzelnen Anwendungsfällen kann die Verbraucherseite entweder direkt in der Hauptversteigerung, oder wie im Beispiel Kolumbiens im Sekundärmarkt teilnehmen. Dabei ist es möglich kurzfristige Lastreduktionsmaßnahmen in Form von PDSM anzubieten, oder langfristige Projekte wie den Zubau internationaler Übertragungsleitungen³⁶. Das Modell der Kapazitätsbörse ist damit in der Lage die kurz- und langfristige Elastizität der Nachfrage zu steigern.

Eignung für ein dezentrales Marktsystem: Das Konzept der Kapazitätsoptionen kam bisher ausschließlich in zentral organisierten Systemen zum Einsatz. Dezentral organisierte Märkte weisen zumeist einen hohen Anteil bilateraler Liefergeschäfte auf. Daraus ergibt sich das Problem, dass die Stillhalter³⁷ einer Option großteils nicht durch den Spotmarktpreis gegen den Ausführungspreis der Option abgesichert sind (de Vries, 2004, S. 161). Übersteigt der Börsenpreis den Ausführungspreis, so muss diese Differenz an den Halter der Option überwiesen werden. Der Erzeuger erhält durch seine bilateralen Lieferverträge jedoch nicht den Spotmarktpreis, sondern den vereinbarten Preis des langfristigen Liefergeschäftes. Somit können sich im Falle hoher Spotmarktpreise erhebliche Verluste ergeben. Vázquez et al. (2004) schlagen als Abhilfe folgendes Konzept vor. Erzeuger die bilaterale Geschäfte abgeschlossen haben, verkaufen trotzdem Optionskontrakte im Umfang ihrer sicher verfügbaren Leistung bzw. Energie. Liegt der Spotmarktpreis unter dem Ausführungspreis, so liefern die Erzeuger entsprechend den bilateralen Verträgen und erhalten die bilateral vereinbarten Zahlungen. Die überschüssige Leistung kann am Spotmarkt angeboten werden. Kommt es zur Ausführung der Option, so muss der Erzeuger die in den Optionskontrakten vereinbarte Kapazität bereitstellen. Die mittels bilateralen Verträgen gebundenen Anlagen stehen dem Erzeuger natürlich nicht zur Verfügung. Er muss jedoch trotzdem die Differenz aus Marktpreis und Ausführungspreis an den Optionshalter oder TSO zahlen. Kann der Erzeuger nachweisen, dass diese Kapazität tatsächlich für die Ausführung bilateraler Liefergeschäfte eingesetzt wurde, so erhält er diesen Differenzbetrag vom TSO rückerstattet. Für die restliche am Spotmarkt bereitgestellte Kapazität erhält er den Ausführungspreis. Auf diese Weise könnte der Handel von Optionskontrakten auch in dezentral organisierten Märkten implementiert werden. Im Falle einer praktischen Umsetzung wäre es notwendig, dass der TSO entsprechende Auktionen für Optionskontrakte einrichtet und die notwendige Bereitstellungsmenge selbst ermittelt, oder wie im brasilianischen Anwendungsfall diese durch LSEs und Großverbraucher selbst bestimmen lässt. Der Umfang der bilateralen Liefergeschäfte ist dem TSO durch die Übermittlung der Fahrpläne bekannt. Der Spotmarktpreis ergibt sich aus dem Börsenhandel und der Ausführungspreis wird z.B. regulatorisch festgelegt. Zusätzlich müsste der TSO noch die tatsächlichen Erzeugungsdaten der einzelnen Anlagen ermitteln, um das von Vázquez et al. vorgeschlagene Konzept umsetzen zu können. Es zeigt sich somit wie im Falle der Kapazitätsbörse, dass die Implementierung des Konzepts in einem dezentralen Markt prinzipiell möglich wäre, jedoch mit erheblichen Anpassungen verbunden ist.

³⁶ im Falle Brasiliens

³⁷ Verkäufer einer Option

9. Zusammenfassung

Im Folgenden werden die Beurteilungsergebnisse der Untersuchung noch einmal übersichtlich dargestellt. Die Fähigkeit der einzelnen Mechanismen bestehende Mängel des reinen Energiemarktes zu beheben, wird dabei anhand des in Tabelle 3 definierten Schlüssels qualitativ bewertet.






Eignung des Mechanismus	Symbol
Sehr gut	
Gut	
Durchschnittlich	
Mangelhaft	
Unzureichend	

Tabelle 3: Beurteilungsschlüssel































	Admin. Kapazitätszahlungen	Strategische Reserve	Operative Reserve	Kapazitätsbörse	Kapazitätsoptionen
Langfristige Planungssicherheit					
Vollkostendeckung					
Zeitgerechte Investitionsanreize					
Ortsgerechte Investitionsanreize					
Erhöhung der Elastizität der Nachfrage					
Eignung für ein dezentrales System					

Tabelle 4: Bewertung der international in Verwendung befindlichen Kapazitätsmechanismen

Wie in Tabelle 4 ersichtlich, sind die derzeit verwendeten Kapazitätsmechanismen unterschiedlich gut geeignet, die Mängel eines reinen Energiemarktes zu beheben. Ansätze mit strategischer und operativer Reserve können ohne umfangreiche regulatorische Anpassungen in dezentral organisierte Systeme implementiert werden und kommen in einigen europäischen Märkten zum Einsatz. Diese Mechanismen stellen jedoch nur eine Erweiterung des reinen Energiemarktes dar und sind in der praktischen Ausgestaltung nicht in der Lage, die langfristige Planungssicherheit der Erzeuger zu erhöhen oder diesen eine Deckung ihrer Vollkosten zu gewährleisten. Mechanismen mit separaten Kapazitätszahlungen sind dazu besser geeignet. In den meisten Anwendungsfällen wird versucht speziell neu errichteten Anlagen, durch die Bereitstellung langjährig gesicherter Kapazitätszahlungen, ein erhöhtes Maß an Planungssicherheit zu gewährleisten. Wird die Höhe der Entgelte sinnvoll gewählt, so sollten Erzeugungsunternehmen auch in der Lage sein ihre Vollkosten zu decken. Solange der Verbrauch nicht die notwendige Elastizität aufweist, um angemessen auf das Preissignal der Strombörse reagieren zu können, scheint es zudem sinnvoll, die Kapazitätsmenge im System vorzuschreiben, wie dies im Falle der Kapazitätsbörse und Kapazitätsoptionen erfolgt. Die Untersuchung kommt zu dem Ergebnis, dass diese beiden Konzepte am besten geeignet sind, die Mängel des reinen Energiemarktes zu beheben. Auf Grund der wesentlich längeren Vorlauf- und Vergütungszeiträume in den bisherigen Anwendungsfällen ist dem Mechanismus der Kapazitätsoptionen der Vorzug gegenüber der Kapazitätsbörse zu geben. Ein wesentliches Manko der beiden Ansätze besteht darin, dass diese für zentral organisierte Märkte entwickelt wurden und keine praktischen Erfahrungen über deren Anwendung in dezentral organisierten Systemen vorliegen. Wie die Untersuchung zeigt, wären jedoch erhebliche Anpassungen in der Marktgestaltung notwendig. Vor der Implementierung eines solchen Kapazitätsmechanismus in einem realen Marktumfeld sollten detaillierte Untersuchungen der konkreten Wirkungsweise anhand realitäts-

getreuer Modelle durchgeführt werden. Häufige Regeländerungen und Anpassungen des Marktmodells können andernfalls zu einer Erhöhung der regulatorischen Unsicherheit führen und notwendige Investitionen weiter verzögern.

10. Literaturverzeichnis

- Amundsen, E. S., & Bergman, L. (2007). *Provision of operating reserve capacity: Principles and practices on the Nordic Electricity Market*. Abgerufen am 7. Oktober 2010 von Homepage Munich Personal RePEc Archive
- Ausubel, L. M., & Cramton, P. (2010). Using forward markets to improve electricity market design. *Utilities Policy* 18, S. 195-200.
- Barroso, L. A., Guimaraes, A., Bezerra, B., & Pereira, M. V. (2006). *Auction of Contracts and Energy Call Options to Ensure Supply Adequacy in the Second Stage of the Brazilian Power Sector Reform*. Abgerufen am 1. Oktober 2010 von Homepage IEEE
- Battle, C., & Rodilla, P. (2010). A critical assessment of different approaches aimed to secure electricity generation supply. *Energy Policy* 38, S. 7169-7179.
- BCG. (May 2003). *Keeping the Lights On - Navigating Choices in European Power Generation*. Abgerufen am 20. Juli 2010 von Homepage Boston Consulting Group (BCG)
- Bezerra, B., Barroso, L., Granville, S., Guimaraes, A., Street, A., & Pereira, A. (2006). Energie Call Options Auctions for Generation Adequacy in Brazil. *Proceedings of IEEE General Meeting 2006*. Montreal.
- Camarago, L. A. (October 2008). *Capacity Payments Organized as a Financial Coverage - The Colombian experience*. Abgerufen am 26. Jänner 2011 von Homepage APEX
- Caramanis, M. (December 1982). Investment Decisions and Long-term Planning under Electricity Spot Pricing. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 12*, S. 4640-4648.
- CEER. (10. Dezember 2009). *Generation Adequacy Treatment in Electricity - A CEER Call for Evidence*. Abgerufen am 15. November 2010 von Homepage European Energy Regulators
- CER. (July 2010). *Electricity Security of Supply Report 2010*. Abgerufen am 1. Oktober 2010 von Homepage Commission for Energy Regulation (CER)
- CER. (2010. July 2009a). *FPPy and EPPy for Trading Year 2010: Consultation Paper (SEM-09-082)*. Abgerufen am 6. Oktober 2010 von Homepage All Island Project
- CER. (27. August 2009). *Single Electricity Market Fixed Cost of a Best New Entrant Peaking Plant, Capacity Requirement & Annual Capacity Payment Sum for the Calendar Year 2010 - Decision Paper*. Abgerufen am 27. Juli 2010 von Homepage All Island Project
- CNE. (23. July 2008). *Spanish Energy Regulator's Annual Report to the European Commission*. Abgerufen am 5. Oktober 2010 von Homepage European Energy Regulators
- CNE. (22. July 2009). *Spanish Energy Regulator's Annual Report to the European Commission*. Abgerufen am 29. März 2010 von Energy Regulators Homepage
- Cramton, P., & Stoff, S. (11. Februar 2007). *Colombia Firm Energy Market*. Abgerufen am 30. September 2010 von Homepage University of Maryland
- CREG. (2007). *Reliability Charge Regulatory Scheme to Guarantee the Reliability in the Supply of Electric Energy in Columbia - A Long-Term Vision*. Abgerufen am 12. Oktober 2010 von Homepage Comisión de Regulación de Energía y Gas
- de Vries, L. (2007). Generation Adequacy: Helping the market do its job. *Utilities Policy, Volume 15*, S. 20-35.
- de Vries, L. (29. Juni 2004). *Securing the public interest in electricity generation markets - The myths of the invisible hand and the copper plate*. Abgerufen am 30. Juli 2010 von Homepage Next Generation Infrastructures
- Doorman, G. L. (2000). *Peaking Capacity in Restructured Power Systems, Dissertationsschrift*. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology, Faculty of Electrical Engineering and Telecommunications, Department of Electrical Power Engineering.
- Dutra, J., & Menezes, F. (December 2005). Lessons from the Electricity Auctions in Brazil. *The Electricity Journal, Vol. 18, Issue 10*, S. 11-21.

- EIA. (2011). *Independent Statistics and Analysis*. Abgerufen am 26. Jänner 2011 von Homepage U.S. Energy Information Administration (EIA)
- ENTSO-E. (2010). *ENTSO-E Report: System Adequacy Forecast 2010-2025*. Abgerufen am 18. Mai 2010 von ENTSO-E Homepage
- Ess, F. (Oktober 2009). Langfristige ökonomische Analyse der französischen Elektrizitätswirtschaft - Masterarbeit am IEE. Graz.
- FERC. (7. October 2010). *New York Electric Market: RTO Capacity Prices*. Abgerufen am 11. Oktober 2010 von Homepage FERC
- Fingrid. (8. January 2009). *Rules Relating to the Maintaining of Readiness for use of a Power Plant Unit, its Operation, and Handling of Electricity Produced by the Power Plant Unit*. Abgerufen am 27. September 2010 von Homepage Fingrid
- Finon, D., & Pignon, V. (2. January 2008). Electricity and long-term capacity adequacy: The quest for regulatory mechanism compatible with electricity market. *Utilities Policy, Volume 16*, S. 143-158.
- Finon, D., Meunier, G., & Pignon, V. (2. January 2008). The social efficiency of long-term capacity reserve mechanism. *Utilities Policy 16*, S. 202-214.
- Fraunhofer. (21. April 2010). *Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf konventionelle Kraftwerke – Lösungen zur EE-Integration*. Abgerufen am 7. Juli 2010 von Homepage Forum für Zukunftsenergien e.V.
- Frederico, G., & Vives, X. (November 2008). Competition and Regulation in the Spanish Gas and Electricity Market. Madrid.
- Gutschi, C., & Stigler, H. (13-15. Februar 2008). *Potenziale und Hemmnisse für Power Demand Side Management in Österreich*. Abgerufen am 16. August 2010 von Homepage TU Graz
- Harbord, D., & Pagnozzi, M. (25. November 2008). *Review of Colombian Auctions for Firm Energy*. Abgerufen am 12. Oktober 2010 von Homepage Market Analysis
- Hobbs, B. F., Inon, J., & Kahal, M. (2001). *Issues concerning ICAP and alternative approaches for power capacity markets*. Abgerufen am 16. August 2010 von Homepage Elforsk Market Design
- IEA. (2010). *Projected Costs of Generating Electricity - 2010 Edition*. Paris.
- IEA. (2007). *Tackling Investment Challenges in Power Generation*. Abgerufen am 23. Februar 2010 von International Energy Agency Homepage
- IMO. (November 2008). *Providing New Capacity in the South West Interconnected System - A Guide for Investors and Developers*. Abgerufen am 15. Oktober 2010 von Homepage Independent Market Operator (IMO)
- ISO New England. (30. August 2010). *ISO New England Inc. Transmission, Markets and Services Tariff*. Abgerufen am 10. Oktober 2010 von Homepage ISO New England
- ISO New England. (7. August 2008). *Welcome to the Forward Capacity Market (FCM) New Resource Qualification Forum for Commitment Period 2012-2013*. Abgerufen am 4. Dezember 2009 von ISO New England Homepage
- Johansson, T., & Nilsson, M. (2010). *Signs of stress II - The customer strikes back*. Abgerufen am 27. September 2010 von Homepage TU Dresden
- KEMA. (15. September 2009). *Appendix H - KEKMA - Information Paper on Supplementary Market Mechanism to Deliver Security and Reliability*. Abgerufen am 28. September 2010 von Homepage Australian Energy Market Commission
- Ministry of Economic Development. (August 2009). *Improving Electricity Market Performance - Volume one*. Abgerufen am 28. September 2010 von Homepage des neuseeländischen Ministry of Economic Development
- Monitoring Analytics. (2010). *2010 Quaterly State of the Market Report for PJM: January trough March*. Abgerufen am 27. August 2010 von Homepage PJM
- Monopolkommission. (4. August 2009). *Sondergutachten Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb*. Abgerufen am 10. Juli 2010 von Homepage des deutschen Bundesverbandes neuer Energieanbieter

- Moreno, R., Barroso, L., Rudnick, H., Mocarquer, S., & Bezzera, B. (2010). Auction approaches of long-term contracts to ensure generation investment in electricity markets: Lessons from the Brazilian and Chilean experiences. *Energy Policy* 38, S. 5758-5769.
- Neuhoff, K., & de Vries, L. (December 2004). Insufficient incentives for investment in electricity generations. *Utilities Policy*, S. 253-267.
- New York ISO. (October 2009). *Installed Capacity Manual*. Abgerufen am 8. Dezember 2009 von New York ISO Homepage: http://www.nyiso.com/public/webdocs/products/icap/icap_manual/icap_mnl.pdf
- New York ISO. (30. June 2009a). *NYISO Market Overview*. Abgerufen am 9. Oktober 2010 von Homepage Edison Electric Institute (EEI)
- NordREG. (March 2010). *Assessment of Nordel's revised Guidelines for transitional peak load arrangements*. Abgerufen am 27. September 2010 von Homepage Nordic Energy Regulators
- NordREG. (2009). *Peak Load Arrangements - Assessment of Nordel Guidelines Report 2/2009*. Abgerufen am 27. September 2010 von Homepage von Nordic Energy Regulators
- NVE. (30. June 2009). *Report on regulation and the electricity market - Norway*. Abgerufen am 20. Oktober 2010 von Homepage von European Energy Regulators
- Ockenfels, A., Grimm, V., & Zoetl, G. (11. März 2008). Strommarktdesign - Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX.
- Parsonage, J. (27. July 2007). *Capacity Payment Mechanism (Industry Presentation)*. Abgerufen am 26. Jänner 2011 von Homepage All Island Project.
- PJM. (2008). *Changes to Operating Reserve Accounting Methodology*. Abgerufen am 8. Oktober 2010 von PJM Homepage
- PJM. (18. August 2009). PJM Manual 18: PJM Capacity Market.
- PJM. (November 2009a). Reliability Pricing Model LSE Obligations, RPM Training - Section E.
- PJM. (2. Februar 2010). *Scheduling Process and eMKT - PJM State & Member Training Department - Gen 201 Training*. Abgerufen am 6. August 2010 von PJM Homepage
- Raineri, R. (2006). Chile: Where It All Started. In F. P. Sioshansi, & W. Pfaffenberger, *Electricity Market Reform - An International Perspective* (S. 77-108). Oxford, UK: Elsevier.
- RWE. (05.-06.. März 2008). *Welche Regeln gelten für wen? Europaweite Standards: Wie können sie entstehen?* Abgerufen am 27. Oktober 2010 von Homepage Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE)
- Schweppe, F. C., Caramanis, M. C., Tabors, R. D., & Bohn, R. E. (1988). *Spot Pricing of Electricity*. Boston/Dordrecht/London: Kluwer Academic Publishers.
- Sener, A. C., & Kimball, S. (December 2007). Reviewing Progress in PJM's Capacity Market Structure via the New Reliability Pricing Model. *The Electricity Journal*, Vol. 20, Issue 10, S. 40-53.
- Statnett. (14. Oktober 2009). *Statnett Homepage - Regulerkraftopsjoner (RKOM)*. Abgerufen am 7. Oktober 2010 von <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/Regulerkraftopsjoner-RKOM/>
- Statnett. (19. Oktober 2005). *Term and Conditions for Offering, Acceptance and Use of Regulation Capacity Options for Production and Consumption*. Abgerufen am 6. Oktober 2010 von Homepage Statnett
- Stigler, H. (Juni 1999). Dissertation: Rahmen, Methoden und Instrumente für die Energieplanung in der neuen Wirtschaftsorganisation der Elektrizitätswirtschaft. Graz.
- Stoft, S. (2002). *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. New York: John Wiley and Sons.
- Süßenbacher, W. (2011). *Marktgestaltung unter Berücksichtigung der Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft (Dissertationsschrift)*. TU Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation.
- Süßenbacher, W., Schwaiger, M., & Stigler, H. (Februar 2010). *PJM Kapazitätsbörse - Reliability Pricing Model (RPM)*. Abgerufen am 8. Oktober 2010 von Homepage TU Graz
- Süßenbacher, W., Tyma, F., Bachhiesl, U., & Stigler, H. (Februar 2010). Fixkostendeckung über den Stromgroßhandelsmarkt und wohlfahrtsökonomisch optimale Preise. 11. Symposium für Energieinnovation, TU Graz.

The Brattle Group. (15. June 2009). Cost-Benefit Analysis of Replacing the NYISO's Existing ICAP Market with a Forward Capacity Market.

The Brattle Group. (June. 30 2008). *Review of PJM's Reliability Pricing Model (RPM)*. Abgerufen am 27. November 2009 von Brattle Group Homepage

Todem, C., Pils, M., Dummer, A., & Vukasovic, M. (Februar 2009). *Anreizsysteme zur Bewirtschaftung von Verbundnetzen unter den Prämissen von Netzengpässen*. Abgerufen am 5. August 2010 von Homepage der Energy Economics Group an der TU Wien

Ufer, D. (30. März 2001). *Ist eine Energiekrise wie in Kalifornien auch in Deutschland möglich?* Abgerufen am 28. Juli 2010 von Homepage Energie-Fakten.de

Vázquez, C., Battle, C., Rivier, M., & Pérez-Arriaga, I. (2004). Security of supply in the Dutch electricity market: the role of reliability options. *Presented at the Workshop CEPR Competition & Coordination in the Electricity Industry*. Toulouse.