

# PJM KAPAZITÄTSBÖRSE – RELIABILITY PRICING MODEL (RPM)

Wilhelm Süßenbacher<sup>1\*</sup>, Michael Schwaiger<sup>1\*</sup>, Heinz Stigler<sup>1</sup>

<sup>(1)</sup>Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +43 316 873 7909, [wilhelm.suessenbacher@tugraz.at](mailto:wilhelm.suessenbacher@tugraz.at), [www.iee.tugraz.at](http://www.iee.tugraz.at);  
(\* Jungautor)

## **Kurzfassung:**

Im Rahmen der Arbeit wird die im Markt von PJM eingesetzte Kapazitätsbörse, das „Reliability Pricing Model“ (RPM), untersucht. Diese soll den Erzeugungsunternehmen die Erwirtschaftung ihrer Fixkosten gewährleisten und somit für Investitionssicherheit und ausreichende Kraftwerkskapazitäten sorgen. Versorgungsunternehmen besitzen in diesem System die Verpflichtung sich durch Eigenanlagen, bilaterale Verträge oder die Kapazitätsbörse mit ausreichender Kraftwerksleistung einzudecken, um die Leistungsspitze ihrer Kunden, inklusive einer Reservehaltung decken zu können. Erzeugungsunternehmen können die Leistung ihrer Kraftwerke bilateral handeln oder über die Kapazitätsbörsen anbieten und erhalten für die Bereitstellung einen Kapazitätspreis. Das von PJM angewandte Modell wird systematisch untersucht, die Funktionsweise und Besonderheiten dargestellt, sowie Vor- und Nachteile ermittelt.

**Schlüsselwörter:** Kapazitätsbörse, Fixkostendeckung, PJM, Reliability Pricing Model

## **1. Einleitung**

Um eine sichere Energieversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft gewährleisten zu können, müssen ausreichende Erzeugungsressourcen im System vorhanden sein. Seit der Liberalisierung des Sektors muss der Energiemarkt durch preisliche Anreize dafür sorgen, dass Erzeugungsanlagen in ausreichendem Maße errichtet werden.

Die Preisfindung am Großhandelsmarkt erfolgt durch Angebot und Nachfrage und orientiert sich an den Grenzkosten der Erzeugungsanlagen. Solange ausreichend Kapazitäten vorhanden sind, entsprechen die Grenzkosten den variablen Kosten zur Erzeugung einer zusätzlichen Energieeinheit bzw. wenn eine alternative Verwendungsmöglichkeit vorhanden ist, zusätzlich den Opportunitätskosten. Die Fixkosten der Kraftwerke stellen Sunk Costs dar und sind nicht angebotsrelevant (Ockenfels, Grimm, & Zoettl, 2008, S. 71-72).

Geht man von einem wettbewerblichen Markt aus, so kann der Energiegroßhandel auf Grund seiner Orientierung an den kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung die Erwirtschaftung der Fixkosten nicht von vornherein sicherstellen<sup>1</sup>. Dies beeinflusst die Investitionssicherheit der kapitalintensiven und langlebigen Erzeugungsanlagen der Elektrizitätswirtschaft wesentlich und hat in vielen Ländern zu Bedenken geführt, ob der Markt langfristig in der Lage ist, für ausreichende Kapazitäten zu sorgen. Empirische Untersuchungen in den liberalisierten Strommärkten der Vereinigten Staaten weisen darauf hin, dass ein reiner Energiemarkt nicht in der Lage ist vollkostendeckende Erlöse zu gewährleisten und damit für ausreichende Investitionen zu sorgen (Joskow, 2006, S. 58). Unter

---

<sup>1</sup> siehe (Süßenbacher, Tyma, Bachhiesl, & Stigler, 2010). Diese Ergebnisse stehen auch in Einklang mit dem von Peter Cramton und Steven Stoft definierten „Missing Money Problem“ (Cramton & Stoft, 2006, S. 30 ff.).

führenden Energieökonom<sup>2</sup> herrscht zunehmend Einigkeit darüber, dass die Erweiterung des reinen Energiemarktes um einen Kapazitätsmarkt eine sinnvolle Möglichkeit zur Lösung des Problems wäre.

Ein Kapazitätsmarkt hat die Aufgabe Engpässe im Erzeugungssystem zu vermeiden, was durch ausreichende Erlöse zur Deckung der fixen und variablen Kosten sichergestellt werden soll. Kapazität oder Leistung kann als eigenes Produkt zusätzlich zur gehandelten Energie verstanden werden und die auf mittel- und kurzfristige Markträumung ausgelegte Strombörse um eine langfristige Perspektive erweitern (Ockenfels, 2008, S. 15). Ein wettbewerblich organisierter Kapazitätsmarkt stellt somit einen Terminmarkt für physikalische Kapazitäten dar, in dem die Nachfrager proportional zu ihrer Leistungsspitze Erzeugungskapazitäten kontrahieren müssen, so dass in Summe die erwartete Systemspitzenlast inklusive einer Reservehaltung gedeckt werden kann.

Im Folgenden werden nun kurz die international in Verwendung befindlichen Kapazitätsmärkte bzw. Kapazitätzahlungsmechanismen vorgestellt und das im PJM Strommarkt angewandte „Reliability Pricing Model“ detailliert untersucht.

## 2. Kapazitätsmärkte und Kapazitätzahlungsmechanismen im internationalen Kontext

Betrachtet man die Strommärkte auf internationaler Ebene, so verfolgen diese unterschiedliche Ansätze, um die Errichtung ausreichender Erzeugungskapazitäten sicherzustellen. Neben dem Modell des reinen Energiemarktes<sup>3</sup>, in dem die Erzeugungsunternehmen ausschließlich durch die Teilnahme am Energie- bzw. Ancillary Service Markt Erlöse erwirtschaften können, gibt es auch Modelle die den Erzeugern zusätzliche Kapazitätzahlungen gewähren. Hierbei wird zwischen administrativ bestimmten Kapazitätzahlungen und wettbewerblichen Kapazitätsmärkten unterschieden. Beide Formen sollen durch Zahlungen für Kraftwerksleistung Unternehmen die Erwirtschaftung ihrer Vollkosten ermöglichen und damit für ausreichende Investitionen sorgen. Administrative Kapazitätzahlungen werden in den Märkten von Spanien, Argentinien, Chile, Kolumbien, Peru und Südkorea angewendet. Trotz unterschiedlicher Ausführungsformen dieser Mechanismen, besitzen alle ähnliche Komponenten. Der Regulator oder Marktgestalter bestimmt die gewünschte Menge an Kapazität im Markt und entwickelt eine Zahlungsstruktur, um allen benötigten Kraftwerken die Erwirtschaftung ihrer Fixkosten zu ermöglichen (The Brattle Group, 2009, S. 39ff.). Im spanischen Markt wurde im Jahr 2007 das Kapazitätsmodell „pagos por capacidad“ eingeführt<sup>4</sup>. Hierbei erhalten neue Anlagen Kapazitätzahlungen, die administrativ ermittelt werden. Die Höhe der Vergütungen fällt mit der Menge an verfügbarer Leistung im System. Als Faktor zur Bestimmung der Zahlungen dient ein sogenannter Reserveindex, der das Verhältnis der gesamt verfügbaren Leistung im Netzgebiet zur Spitzenlast angibt. Die zum Zeitpunkt der Anlagenerrichtung ermittelten Kapazitätzahlungen werden dem Betreiber für eine Dauer von 10 Jahren garantiert. Die Bezahlung durch die Endkunden erfolgt durch Aufschläge auf den Energiepreis. Generell werden administrative Kapazitätzahlungen kritisiert, da die ermittelten Preise erheblich von den effizienten Preissignalen abweichen können. Zu niedrige Zahlungen können zu einem Ausbleiben von Investitionen führen und zu hohe Zahlungen die Kunden über Gebühr belasten. In Spanien erwägt die Regulierungsbehörde daher, in Zukunft die Beschaffung neuer Kapazitäten über einen Auktionsmechanismus durchzuführen.

---

<sup>2</sup> siehe (Joskow, 2006), (Roques, 2007), (Chao, 2007), (Ockenfels, Grimm, & Zoettl, 2008) et al.

<sup>3</sup> Eine Strombörse stellt einen reinen Energiemarkt dar (Boisseleau & Hewicker, 2004).

<sup>4</sup> „pagos por capacidad“ ersetzte das vorher verwendete Modell „garantia de potencia“, welches nicht die gewünschten Ergebnisse lieferte.

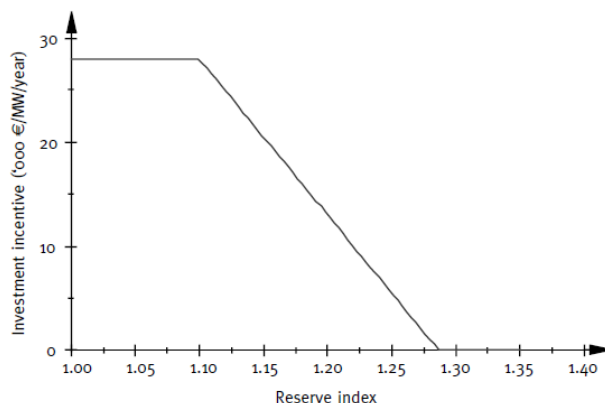


Abbildung 1: Investitionszahlungskurve in Spanien, Quelle (Frederico & Vives, 2008, S. 60)

Wettbewerbliche Kapazitätsbörsen werden vor allem in den nordamerikanischen Märkten von PJM, ISO New England, New York ISO und Midwest ISO angewendet, sowie in Brasilien und Australien (The Brattle Group, 2009, S. 8). Diese Modelle verfügen teilweise über sehr ähnliche Ansätze, unterscheiden sich aber trotzdem in wesentlichen Punkten, wie der Preisbildung, den Zeiträumen der Kapazitätsbeschaffung oder den am Markt teilnahmeberechtigten Ressourcen. Während in manchen Märkten, wie jenem des New York ISO, die Kapazität sehr kurzfristig beschafft werden kann<sup>5</sup>, verfolgen andere Märkte, wie PJM oder ISO New England, langfristige Ansätze mit Forward-Märkten für Kapazitäten. Das „Reliability Pricing Model“ (RPM) von PJM gilt in der Marktgestaltung für andere Märkte mit Kapazitätsbörse als richtungweisend und wird hier nun näher untersucht.

### 3. PJMs Reliability Pricing Model (RPM)

PJM ist ein regionaler Übertragungsnetzbetreiber (Regional Transmission Organisation, RTO) an der Ostküste Nordamerikas und organisiert die Erzeugung, Übertragung und den Großhandelsmarkt in seinem Versorgungsgebiet.

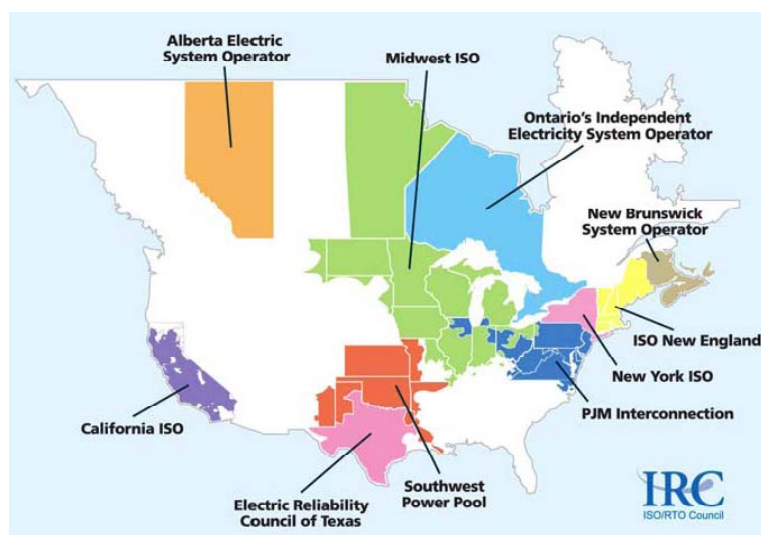


Abbildung 2: ISOs und RTOs in Nordamerika, Quelle (ISO/TRO Council, 2007, S. 2)

Als Kapazitätsmodell fungiert das „Reliability Pricing Model“ (RPM). Dieses wurde mit 1.7.2007 eingeführt und ersetzte das vorher verwendete „Capacity Credits Model“ (CCM), welches nicht den

<sup>5</sup> Im Versorgungsbereich des New York ISO können Kapazitäten bis zu drei Tage vor dem Ausführungszeitpunkt beschafft werden.

gewünschten Effekt erzielen<sup>6</sup>. Im Markt von PJM müssen sich Versorgungsunternehmen, neben ausreichender elektrischer Energie, auch mit der notwendigen Leistung eindecken, um den Beitrag ihrer Kunden zur Spitzenlast abdecken zu können. Die erforderlichen Mengen werden drei Jahre im Vorhinein bestimmt. Die Energieversorger haben die Pflicht, bereits zu diesem Zeitpunkt sicherzustellen, dass sie im Ausführungsjahr über die notwendigen Erzeugungskapazitäten verfügen. Die Koordinierung des Kapazitätsmarktes erfolgt über das RPM. Die Ziele dieses Modells sind

- ausreichende Erzeugungskapazitäten im System sicherzustellen<sup>7</sup>,
- den Erzeugungsunternehmen die Erwirtschaftung ihrer Fixkosten zu ermöglichen und
- durch ein langfristiges Preissignal Erzeugungsunternehmen mehr Investitionssicherheit zu gewährleisten.

### 3.1. Versorgungssicherheit und Kapazitätsanforderung

Um den notwendigen Kapazitätsbedarf im Versorgungsgebiet in drei Jahren zu ermitteln, werden von PJM Lastprognosen durchgeführt. Daraus ergeben sich die Kapazitätsanforderungen an die einzelnen Versorgungsunternehmen im System. Es wird von PJM gefordert, dass die Jahresspitzenlast im System inklusive einer definierten Erzeugungsreserve (Installed Reserve Margin, IRM) durch den Kraftwerkspark gedeckt werden kann. Der Wert der installierten Reserve wurde zum Zeitpunkt der Einführung von RPM im Jahr 2007 mit 15% angenommen und wird ab 2010 auf 15,5% gesteigert<sup>8</sup>. Der Leistungswert, den ein Kraftwerk an der Kapazitätsbörse anbieten kann, richtet sich nicht nach der installierten Leistung (Installed Capacity, ICAP), sondern nach der tatsächlich verfügbaren Leistung (Unforced Capacity, UCAP). Diese wird aus den historischen Einsatzdaten der letzten fünf Jahre bestimmt und in der Equivalent Demand Forced Outage Rate (EFORD) berücksichtigt. Es gilt:

$$UCAP = ICAP * (1 - EFORD)$$

mit:

UCAP ..... verfügbare Leistung

ICAP ..... installierte Leistung

EFORD ..... Ausfallsrate

Der EFORD Faktor gibt an, wie oft eine Erzeugungsanlage auf Grund von Störungen in der Vergangenheit nicht verfügbar war, wenn sie in Betrieb hätte sein müssen und wird von PJM in der Kraftwerksdatenbank eGADS<sup>9</sup> gespeichert (PJM, 2009).

Wie viele andere Systembetreiber im nordamerikanischen Raum hat sich auch PJM zur Einhaltung des von der Zuverlässigkeitsorganisation NERC (North American Electric Reliability Corporation) vorgegebenen Versorgungssicherheitskriteriums verpflichtet. Dieses erlaubt in einem Versorgungsgebiet eine maximale Ausfallswahrscheinlichkeit von einem Tag in zehn Jahren. Die notwendigen Erzeugungskapazitäten im System zur Einhaltung dieses Kriteriums in ICAP- und UCAP-Werten errechnen sich wie folgt:

$$ICAP_{Reliability} = P_{Peak} * (1 + IRM)$$

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

<sup>6</sup>Der Regulator FERC bezeichnete CCM als ungerecht und unzumutbar (FERC, 2006).

<sup>7</sup>Die Ausfallswahrscheinlichkeit soll auf ein Ereignis in zehn Jahren begrenzt werden (PJM, 2009).

<sup>8</sup>Der Wert IRM gibt an, um wie viel Prozent die installierte Kraftwerksleistung im System über der Jahresspitzenleistung liegen soll.

<sup>9</sup>Generator Availability Data System

mit:

$ICAP_{Reliability}$  ..... installierte Leistung notwendig für die Versorgungssicherheit

$UCAP_{Reliability}$  ..... verfügbare Leistung notwendig für die Versorgungssicherheit

$P_{Peak}$  ..... prognostizierte Spitzenlast im Versorgungsgebiet

IRM ..... Reserve an installierter Leistung

PoolWideAverageEFORd ..... durchschnittliche Ausfallsrate im Versorgungsgebiet

### 3.2. Lokale Versorgungsgebiete (Locational Deliverability Area, LDA)

Im Marktgebiet von PJM gibt es einige Versorgungsbereiche, in denen Netzengpässe existieren. Diese beschränken den Leistungstransport innerhalb des Gebietes. Um zu gewährleisten, dass Erzeugungsanlagen in den Bereichen mit Leitungsempfängen und Erzeugungsmangel errichtet werden, hat PJM sogenannte „Locational Deliverability Areas“ (LDAs) definiert. Jede dieser LDAs verfügt über eine eigene Versteigerung, deren Marktpreis die Knappheit an verfügbarer Leistung im Netzbereich anzeigt. Dieser Preis sollte für Erzeugungsunternehmen einen Anreiz darstellen, in diesem Versorgungsgebiet neue Anlagen zu errichten bzw. ältere länger in Betrieb zu halten. Derzeit ist das Versorgungsgebiet von PJM in drei LDAs aufgeteilt. Ab dem Versorgungsjahr 2010/2011 sollten insgesamt 23 LDAs<sup>10</sup> implementiert werden (LECG, 2008).

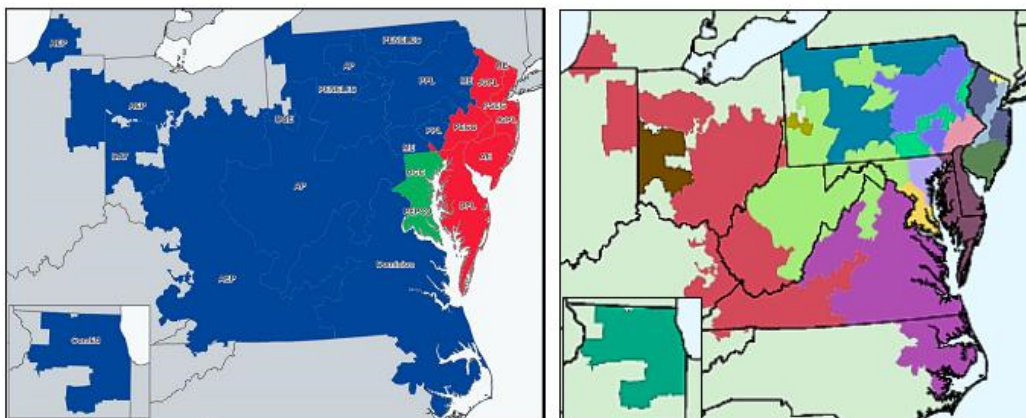


Abbildung 3: Die drei derzeitigen LDAs im Versorgungsgebiet von PJM (links) und die geplanten 23 LDAs (rechts), Quelle (Sener & Kimball, 2007, S. 45)

### 3.3. Teilnahmeberechtigte Kapazitäten im RPM

Im „Reliability Pricing Model“ können vier verschiedene Arten von Kapazitäten angeboten werden. Diese sind neben herkömmlichen Erzeugungsanlagen auch Maßnahmen für Lastmanagement und Energieeffizienz sowie der Ausbau von Übertragungsleitungen.

<sup>10</sup>Die 23 Zonen sind die Gebiete von AE, AEP, APS, BGE, ComEd, Dayton, DLCO, Dominion, DPL, JCP&L, MetEd, PECO, Penelec, PEPCO, PPL, PSEG, Mid-Atlantic Area Council (MAAC), Zusammenschluss von ComEd – AEP – Dayton – APS – Duquense, Eastern MAAC (PSE&G, JCP&L, PECO, AE, DPL & RECO), Southwestern MAAC (PEPCO, BG&E), Western MAAC (Penelec, MetEd, PPL), PSEG northern region und DPL southern region (PJM, 2007)

### 3.3.1. Erzeugungsanlagen

Alle bestehenden Anlagen im Netzgebiet von PJM sind berechtigt am Kapazitätsmarkt teilzunehmen. Kraftwerke außerhalb des Versorgungsgebietes können dann angeboten werden, wenn die notwendigen Leitungsübertragungsrechte vorhanden sind. Auch geplante Anlagen sind teilnahmeberechtigt, sofern diese spätestens mit Beginn des Versorgungsjahres in Betrieb gehen. Sie erhalten einen für drei Jahre garantierten Kapazitätspreis<sup>11</sup> (PJM, 2009).

Dargebotsabhängige Ressourcen, wie Laufwasserkraft, Windkraft oder Photovoltaik, dürfen auch an der Versteigerung der Kapazitätsbörse teilnehmen. Die tatsächlich verfügbare Leistung (UCAP) dieser Anlagen richtet sich nach der geringsten dauernd verfügbaren Leistung zu Spitzenlastzeiten in den Sommermonaten. Diese wird stündlich bewertet und ein Mittel über die Sommermonate ermittelt. Bei Anlagen mit einer Betriebszeit von mehr als drei Jahren wird die UCAP der letzten drei Jahre gemittelt, bzw. bei neueren Anlagen ein typspezifischer UCAP-Wert herangezogen (PJM, 2010).

### 3.3.2. Lastmanagement

Lastmanagement Produkte können als "Direct Load Control" (DLC), "Guaranteed Load Drop" (GLD), oder "Firm Service Level" (FSL) angeboten werden. Bei DLC garantiert man PJM direkten Zugriff auf die Steuerung des Load Management Prozesses (z.B. Abschaltung von Verbrauchern über Rundsteuerung). Bei einem Angebot als GLD garantiert der Bereitsteller eine Lastreduktion um einen bestimmten Wert, bei FSL die Lastreduktion auf einen bestimmten Wert.

Bis zum Versorgungsjahr 2012/2013 können diese Load Management Produkte auch noch als „Interruptible Load for Reliability“ (ILR) oder „Demand Resource“ (DR) angeboten werden. Um Load Management als DR anbieten zu können, benötigt man ein Load Management Zertifikat. Dieses bestätigt, dass PJM bis zu 10 Abschaltungen im Jahr mit maximaler Dauer von 6 Stunden durchführen darf. DR Kapazitäten dürfen an der Kapazitätsbörse teilnehmen und erhalten den dort ermittelten Preis. ILR Ressourcen dürfen dies nicht und erhalten einen separat für jede LDA ermittelten ILR Preis (PJM, 2009).

### 3.3.3. Energieeffizienz

Ab dem Versorgungsjahr 2012/2013 kann auch die Leistungsminderung durch Energieeffizienzmaßnahmen an der Kapazitätsbörse angeboten werden. Darunter sind Maßnahmen, wie der Einsatz von sparsameren Betriebsmitteln oder die Umsetzung von effizienteren Produktionsprozessen, zu verstehen. Die damit eingesparte Leistung kann für vier Jahre an der Kapazitätsbörse angeboten werden (PJM, 2009).

### 3.3.4. Ausbau von Übertragungsleitungen (Qualified Transmission Upgrade, QTU)

Neue Übertragungsleitungen, welche die Importleistung in ein engpassbehaftetes Gebiet erhöhen, dürfen auch an der Kapazitätsbörse teilnehmen. Sie erhalten Zahlungen in Höhe von:

$$\text{Zahlungen für QTU} = \text{Preisunterschied zwischen LDAs} * \text{zusätzlich importierte Leistung}$$

QTUs können solange an der Kapazitätsbörse teilnehmen bis kein Preisunterschied mehr zwischen den LDAs besteht (PJM, 2009).

---

<sup>11</sup>Dieser wird als „New Entry Price“ bezeichnet.

### 3.4. Möglichkeiten der Kapazitätsbeschaffung

Versorgungsunternehmen müssen sich mit ausreichend Kapazitäten eindecken und besitzen verschiedene Möglichkeiten, diese zu besorgen. Die einfachste Variante ist die Deckung mittels Eigenzeugung. Dafür müssen die Kraftwerke und deren installierte Leistung PJM bekanntgegeben werden.

Eine andere Möglichkeit der Kapazitätsbeschaffung ist der Abschluss von bilateralen Verträgen mit Erzeugungsunternehmen. Auch hierfür muss das Kraftwerk und seine Kapazität genau spezifiziert werden. Beim Abschluss eines Vertrages mit einem externen Unternehmen müssen auch die entsprechenden gesicherten Leitungsübertragungsrechte vorhanden sein. Eigenerzeugungsanlagen und bilaterale Verträge werden als Angebot mit einem Preis von Null an der Kapazitätsbörse berücksichtigt (Sener & Kimball, 2007, S. 43). Die Versorgungsunternehmen müssen trotzdem den Marktpreis der Kapazitätsbörse bezahlen und die Besitzer der Anlagen erhalten diesen.

Versorgungsunternehmen die ihren Kapazitätsbedarf nicht durch eigene Anlagen oder bilaterale Verträge decken können, bekommen von PJM mittels RPM beschaffte Kapazitäten zugeteilt.

Alternativ zur Teilnahme am RPM können Unternehmen auch die Variante „Fixed Resource Requirement“ (FRR) wählen. Entscheidet sich ein Unternehmen dazu, so nimmt es nicht mehr an der Kapazitätsbörse teil, muss aber PJM jedes Versorgungsjahr einen Plan vorlegen, wie die Kapazitätsanforderungen erfüllt werden können. Die minimale Zeitdauer der Teilnahme an FRR beträgt fünf aufeinanderfolgende Jahre. Innerhalb der ersten vier Jahre nach der Einführung von RPM wurden ca. 15% der gesamten Erzeugungskapazität in PJM in Form von FRR gedeckt (LECG, 2008).

### 3.5. Die Auktionsmechanismen im RPM

Das RPM sieht insgesamt maximal vier Auktionen für jede LDA vor. Die erste Auktion bildet die „Base Residual Auction“ (BRA) 3 Jahre vor dem Ausführungsjahr, gefolgt von bis zu drei „Incremental Auctions“ (IA).

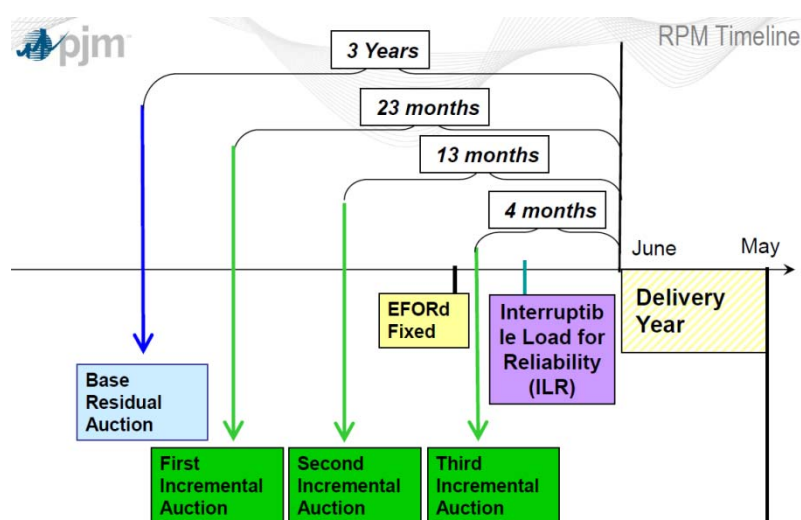


Abbildung 4: Zeitlicher Verlauf der Auktionen im RPM, Quelle (PJM, 2009b)

#### 3.5.1. Die Base Residual Auction (BRA)

Versorgungsunternehmen (Load Serving Entities, LSE), welche ihren Kapazitätsbedarf nicht selbst oder durch bilaterale Verträge decken können, bekommen die benötigte Leistung in der BRA zugeteilt. Erzeugungsunternehmen müssen ihre Kraftwerke in der BRA anbieten, um in weiterer Folge auch an

den IA teilnehmen zu dürfen. Ist dies nicht der Fall, so verlieren die Erzeugungsunternehmen jeglichen Zahlungsanspruch für das Ausführungsjahr. Kapazitätsangebote, die nicht für ein ganzes Jahr garantiert werden können, werden ebenfalls vom RPM ausgeschlossen.

Die Preisfindung in dieser BRA erfolgt mit Hilfe einer künstlich ermittelten, fallenden Nachfragekurve, der „Variable Resource Requirement“ (VRR) Kurve<sup>12</sup>.

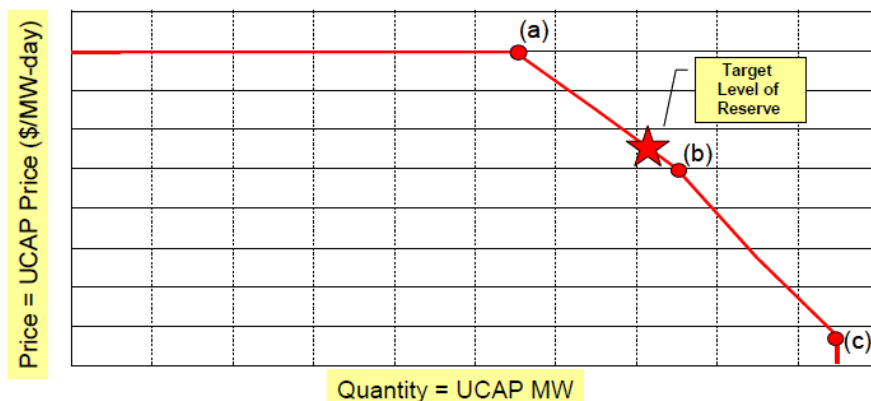


Abbildung 5: Schematische Darstellung der VRR-Kurve, Quelle (PJM, 2009)

Der Verlauf dieser Kurve ergibt sich aus drei speziellen Punkten, welche wie folgt ermittelt werden:

$$\text{Punkt (a): } \text{Preis}^{13} = \frac{1,5 \cdot (\text{CONE} - \text{E\&AS})}{1 - \text{PoolWideEFORD}} \quad \text{Menge}^{14} = \text{RelReq} * \frac{(100\% + \text{IRM} - 3\%)}{100\% + \text{IRM}} - \text{STRPT}^{15}$$

$$\text{Punkt (b): } \text{Preis}^{13} = \frac{1,0 \cdot (\text{CONE} - \text{E\&AS})}{1 - \text{PoolWideEFORD}} \quad \text{Menge}^{14} = \text{RelReq} * \frac{(100\% + \text{IRM} + 1\%)}{100\% + \text{IRM}} - \text{STRPT}$$

$$\text{Punkt (c): } \text{Preis}^{13} = \frac{0,2 \cdot (\text{CONE} - \text{E\&AS})}{1 - \text{PoolWideEFORD}} \quad \text{Menge}^{14} = \text{RelReq} * \frac{(100\% + \text{IRM} + 5\%)}{100\% + \text{IRM}} - \text{STRPT}$$

$$\text{RelReq}^{14} = P_{\text{Peak}} * (1 + \text{IRM}) * (1 - \text{PoolWideAverageEFORD}) - \sum \text{UCAP}_{\text{FRR}}$$

mit:

CONE..... Kosten eines neuen Kraftwerks

E&AS ..... Deckungsbeiträge aus dem Energie- und Ancillary Service Markt

PoolWideEFORD ..... Ausfallsrate im Versorgungsgebiet

RelReq..... Zuverlässigkeitskriterium in der PJM Region

IRM ..... Reserve an installierter Leistung

STRPT ..... kurzfristig in den "Incremental Auctions" zu beschaffende Kapazität

P<sub>Peak</sub> ..... Prognostizierte Spitzenlast in drei Jahren

UCAP<sub>FRR</sub> ..... notwendige verfügbare Leistung der Unternehmen die FRR wählen

<sup>12</sup>Der Verlauf dieser Kurve geht auf Benjamin F. Hobbs zurück und sollte die Preisvolatilität und den Anreiz zur Rückhaltung von Erzeugungskapazitäten minimieren (The Brattle Group, 2008)

<sup>13</sup>UCAP Preis

<sup>14</sup>UCAP Menge

<sup>15</sup>Short Term Resource Procurement Target: Bis zu 2,5% der notwendigen Kapazität sollte kurzfristig in „Incremental Auctions“ besorgt werden (PJM, 2009, S. 5).



Die „Costs of New Entry“ (CONE) stellen die jährlichen annuitätischen Kosten des günstigsten zu errichtenden Kraftwerks in einem lokalen Versorgungsgebiet (LDA) dar<sup>16</sup>. Diese werden unter der Annahme der Parameter in Tabelle 1 aus den Kapitalkosten, fixen jährlichen Betriebs- und Wartungskosten, sowie einer garantierten Eigenkapitalverzinsung für ein Gaskraftwerk bzw. ein Gas- und Dampfkraftwerk bestimmt.

<b>Kraftwerksbeschreibung</b>		
Kraftwerkstyp	Gas- und Dampfkraftwerk	Gaskraftwerk
Turbinenmodell	GE Frame 7 FA	GE Frame 7 FA
Installierte Leistung	600,9 MW	336,066 MW
<b>Finanzielle Annahmen</b>		
Eigenkapitalanteil	50 %	50 %
Fremdkapitalanteil	50 %	50 %
Darlehenslaufzeit	20 Jahre	20 Jahre
Kraftwerkslebensdauer	20 Jahre	20 Jahre
Fremdkapitalzinssatz	7 % p.a.	7 % p.a.
Eigenkapitalzinssatz	12 % p.a.	12 % p.a.
Inflation	2,5 % p.a.	2,5 % p.a.
Abschreibungsdauer	20 Jahre	15 Jahre

Tabelle 1: Annahmen zur Berechnung des CONE in PJM, Quelle Gas- und Dampfkraftwerk (Pasteris Energy, 2008a), Quelle Gaskraftwerk (Pasteris Energy, 2008)

Von diesem CONE-Wert werden die erwarteten Deckungsbeiträge aus dem Energie- und Ancillary-Service Markt abgezogen<sup>17</sup>, um den sogenannten „NetCONE“ zu erhalten. Das Kraftwerk mit dem geringsten NetCONE setzt den CONE für ein Versorgungsgebiet (LDA).

Das Reliability Requirement stellt die notwendige Menge an UCAP-Kapazität dar, um die Ausfallswahrscheinlichkeit auf ein Ereignis in zehn Jahren zu begrenzen.

Der Verlauf der Nachfragekurve ist so definiert, dass bei einer Kapazitätsreserve von 15% an installierter Leistung die Erlöse aus dem Energie-, Ancillary-Service und Kapazitätsmarkt die Vollkosten eines neuen Gaskraftwerkes decken sollen (Sener & Kimball, 2007, S. 46). Punkt (a) liegt bei einer installierten Leistung die 112% der Spitzenlast<sup>18</sup> entspricht. Da dieser Wert geringer ist als die geforderte Reserveleistung von 15%, steigt der Kapazitätspreis auf den 1,5-fachen NetCONE an. Dies soll für Erzeugungsunternehmen einen Anreiz geben, neue Anlagen zu errichten, um somit die installierte Leistung zu erhöhen. Punkt (b) liegt bei einer installierten Leistung von 116% der Spitzenlast und somit bei einer Kapazitätsreserve von 15%<sup>19</sup>. Hier entspricht der Kapazitätspreis den 1-fachen NetCONE. In diesem Fall sollen die Erlöse aus dem Markt die Vollkosten eines neuen Gaskraftwerkes genau decken. Im Punkt (c) verfügt der Markt über eine installierte Leistung von 120%

<sup>16</sup>In ICAP-Werten

<sup>17</sup>PJM zieht hierfür den durchschnittlichen Erlös einer Gasturbine während der letzten drei Jahre heran (PJM, 2009).

<sup>18</sup>Eine installierte Leistung von 112% der Spitzenlast entspricht einer Reserve von 11% ICAP und 97% der geforderten UCAP-Menge.

<sup>19</sup>Eine installierte Leistung von 116% der Spitzenlast entspricht einer Reserve von 15% ICAP und 101% der geforderten UCAP-Menge.

der Spitzenlast<sup>20</sup>. In diesem Punkt ist genügend Kraftwerksleistung verfügbar und der Marktpreis beträgt maximal den 0,2-fachen NetCONE.

Anbieter von Erzeugungskapazitäten können bis zu 11 verschiedene Blockgebote in die BRA einstellen. Diese sind mit einer Angebotsobergrenze versehen, die sich aus der „Avoidable Cost Rate“ (ACR) abzüglich der prognostizierten Einnahmen aus dem PJM Markt (Projected PJM Market Revenues) zusammensetzt.

$$\text{Gebotsobergrenze pro Einheit} = \text{Avoidable Cost Rate} - \text{Projected PJM Market Revenues}$$

Die Berechnung der ACR erfolgt in zwei Schritten. Zuerst werden die jährlichen Fixkosten eines Kraftwerkes berechnet und diese anschließend in „vermeidbare“ und „unvermeidbare“ Kosten aufgeteilt. Zu den vermeidbaren jährlichen Fixkosten wird zusätzlich noch die garantierte Eigenkapitalverzinsung hinzugezählt und dieser Wert durch die Leistung des Kraftwerks dividiert, um die ACR der Anlage zu erhalten. Diese vermeidbaren Kosten beinhalten Positionen, wie z.B. administrative Ausgaben, Wartungsausgaben oder Ausgaben für Lizenzen und Versicherung und würden dem Anlagenbetreiber entfallen, wenn er das Kraftwerk für ein Jahr stilllegt. Die Anlageneigentümer besitzen zwei Möglichkeiten die ACR ihrer Anlage zu ermitteln. Man kann die Höhe der ACR von PJM durch ein Standardkraftwerk des gleichen Typs bestimmen lassen, oder eine konkrete Berechnung für die Anlage durchführen.

### 3.5.2. Die Incremental Auctions (IA)

Nach der „Base Residual Auction“ (BRA) folgen drei „Incremental Auctions“ (IA), um eventuelle Änderungen in der Erzeugung oder im Verbrauch auszugleichen.

Die erste IA findet 23 Monate, die dritte IA vier Monate vor dem Ausführungsjahr statt. Diese beiden Auktionen besitzen den Zweck, Kapazitätsmangel auf Grund von ungeplanten Kraftwerksstilllegungen, nicht fristgerechten Fertigstellungen neuer Anlagen, sowie aus anderen Gründen nicht verfügbarer Erzeugungskapazität auszugleichen. Die Nachfragekurve ergibt sich aus den Geboten der Versorgungsunternehmen und wird nicht wie in der BRA von PJM vorgegeben.

15 Monate vor dem Ausführungsjahr wird eine Lastprognose durchgeführt. Sollte die Kapazitätsanforderung um mehr als 100 MW gestiegen sein, so wird zwei Monate später die zweite IA durchgeführt. In dieser wird die Nachfragekurve wieder von PJM vorgegeben. Die auktionierte Leistung wird an die Versorgungsunternehmen weitergeben.

Die endgültigen Kapazitätspreise je Zone ergeben sich nach der Anpassung in der zweiten IA.

### 3.6. Kapazitätsverpflichtung je Versorgungsunternehmen (LSE)

Im Rahmen der BRA und der zweiten IA<sup>21</sup> wird der Kapazitätsbedarf<sup>22</sup> des gesamten Versorgungsgebietes von PJM ermittelt, um die notwendige Versorgungssicherheit zu erreichen. Die mittels FRR gedeckte Kapazitätsmenge wird dabei nicht berücksichtigt. Die Versorgungsunternehmen besitzen eine tägliche Verpflichtung, ihren Kapazitätsbedarf in einem Versorgungsjahr zu decken. Die Kosten für die Kapazitätsbeschaffung wird den Versorgungsunternehmen in Form der „Locational Reliability Charge“ verrechnet. Die Kapazitätsverpflichtung eines Versorgungsunternehmens wird auf Grund des Beitrags seiner Kunden zur Spitzenlast bestimmt. Hierfür wird durch die Verteilernetzbetreiber (Electric

<sup>20</sup>Eine installierte Leistung von 120% der Spitzenlast entspricht einer Reserve von 19% ICAP und 104% der geforderten UCAP-Menge.

<sup>21</sup>Ab dem Versorgungsjahr 2012/2013 erfolgt die Ermittlung des Kapazitätsbedarfs unter Berücksichtigung der BRA und aller Incremental Auctions.

<sup>22</sup>In UCAP-Menge

Distribution Company, EDC) die stündlich gemessene Last der LSE im Vorjahr untersucht. Der Durchschnitt der 5 höchsten Werte in der Sommerperiode stellt den Anteil der zu beschaffenden Kapazität für das gesamte Versorgungsjahr dar. In Gebieten mit offenem Endkundenmarkt wird der Kapazitätsbedarf der Versorgungsunternehmen täglich angepasst, um einen möglichen Kundenwechsel zu berücksichtigen. Die Endkunden nehmen dabei ihren Beitrag zur Sommerspitze, in Form von „Capacity Tickets“, zum neuen Versorger mit (PJM, 2009c).

### 3.7. New Entry Pricing

Das New Entry Pricing in RPM sollte für neue Anlagen einen besonderen Anreiz darstellen. Der Kapazitätspreis der ersten BRA wird von PJM für insgesamt drei Jahre garantiert. Im zweiten und dritten Jahr wird die Kapazität zum garantierten Preis oder zu 90% des aktuellen CONE in die Auktion eingegeben, je nachdem welcher Wert niedriger ist. Im Falle eines niedrigeren Marktpreises wird die Differenz zum ersten Jahr von PJM ausgezahlt. Alle anderen Ressourcen erhalten den normalen Kapazitätspreis (PJM, 2009).

### 3.8. Strafzahlungen

Die Nichteinhaltung der garantierten Verfügbarkeit von Ressourcen kann für Erzeugungsunternehmen zu Strafzahlungen führen. Diese sind:

- Peak-Hour Period Availability Charge: Diese Strafe ist zu entrichten, wenn der Erzeuger zur Spitzenlastzeit die garantierte Leistung nicht liefern kann.
- Capacity Resource Deficiency Charge: Ist zu entrichten, wenn der Erzeuger die garantierte Leistung zu einem anderen Zeitpunkt nicht liefern kann.
- Transmission Upgrade Delay Charge: Diese muss entrichtet werden, wenn bei einem Leitungsbauprojekt zu Verzögerungen kommt.
- Generation Resource Rating Test Failure Charge: Erzeuger die weniger installierte Leistung zur Verfügung stellen können als garantiert zahlen diese Strafe.
- Peak Season Maintenance Compliance Penalty Charge: Diese Strafzahlung ist fällig, wenn eine Erzeugungseinheit auf Grund einer Wartung oder einem geplanten Stillstand der PJM nicht mitgeteilt wurde, während bestimmter, definierter Spitzenwochen nicht zur Verfügung steht.
- Demand Resource and ILR Under Compliance Penalty Charge: Anbieter die Lastmanagement-einheiten zur Verfügung stellen und die vereinbarten Mengen nicht liefern können, haben auch Strafzahlungen zu leisten. Diese belaufen sich auf maximal 1/5 des Jahresumsatzes und werden stundenweise verrechnet (PJM, 2009d).

### 3.9. Ergebnisse des „Reliability Pricing Models“ (RPM)

Das Beratungsunternehmen „Brattle Group“ versuchte durch Interviews mit Marktteilnehmern in Erfahrung zu bringen, wie viele Kraftwerke auf Grund der Einführung des RPM errichtet wurden, bzw. länger als geplant in Betrieb blieben. Man kam zu dem Schluss, dass durch die ersten fünf durchgeführten Auktion bisher ca. 14.500 MW an zusätzlichen Ressourcen verfügbar sind (The Brattle Group, 2008, S. 2f). Dabei ist jedoch zu erwähnen, dass sich der Anteil an tatsächlich neuen Kraftwerkskapazitäten auf ca. 4.200 MW beschränkt. Dieser Menge stehen auch noch ca. 1.000 MW an geplanten Stilllegungen gegenüber, so dass netto ca. 3.300 MW an neuer Kraftwerksleistung verfügbar sind. Die restlichen in der Studie hinzugezählten Ressourcen umfassen hauptsächlich Kraftwerke die nicht wie geplant außer Betrieb gingen, Maßnahmen für Demand Side Management, den Rückgang an Leistungsexporten sowie Neubewertungen von Kraftwerksleistungen.

Ressourcen Typ	Zusätzliche installierte Leistung durch RPM (MW ICAP)	Zusätzlich installierte Leistung durch RPM (%)
Nicht stillgelegte Kraftwerke	4.641	32%
Neubewertungen	1.264	9%
Neue Anlagen netto / brutto	3.294 / 4.251	22%
Exportrückgang (netto)	2.181	15%
Demand Side Management	3.172	22%
Gesamt	14.533	100%

Tabelle 2: Zusätzliche Ressourcen durch RPM, Quelle (The Brattle Group, 2008, S. 33)

Der Kapazitätspreis zeigte bisher große Schwankungsbreiten. Er lag dabei je nach Kapazitätszone zwischen Werten von \$40,8/MW-Day und \$237,3/MW-Day.

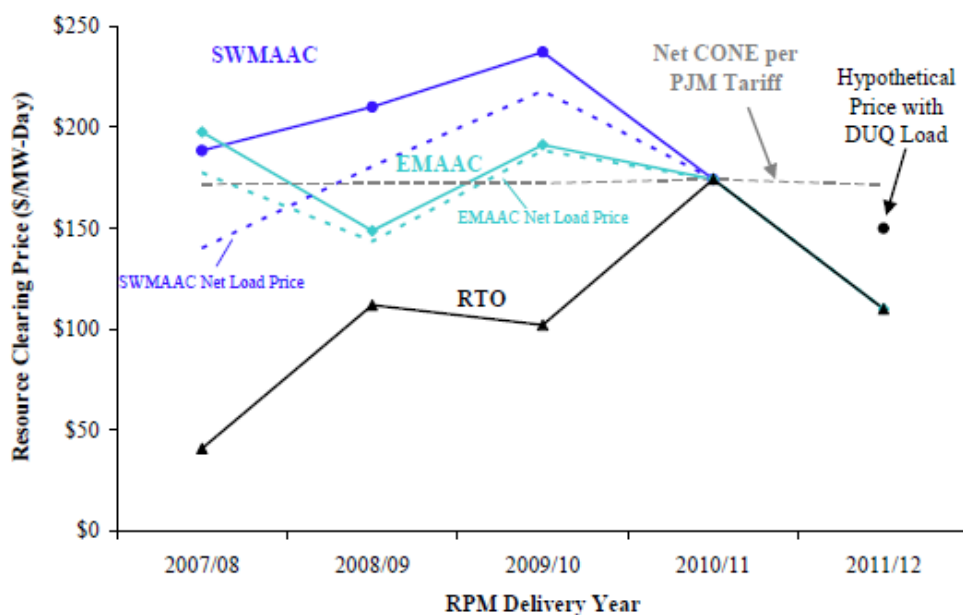


Abbildung 6: Kapazitätspreise des Reliability Pricing Model, Quelle (The Brattle Group, 2008, S. 16)

Da das „Reliability Pricing Model“ erst seit wenigen Jahren verwendet wird, lässt sich aus den bisherigen Verläufen von Kapazitätspreisen und Kapazitätsmengen in den Auktionen noch keine langfristige Tendenz ableiten. In den ersten Auktionen reagierte die Angebotsmenge sehr kurzfristig auf den Preis des Vorjahres.

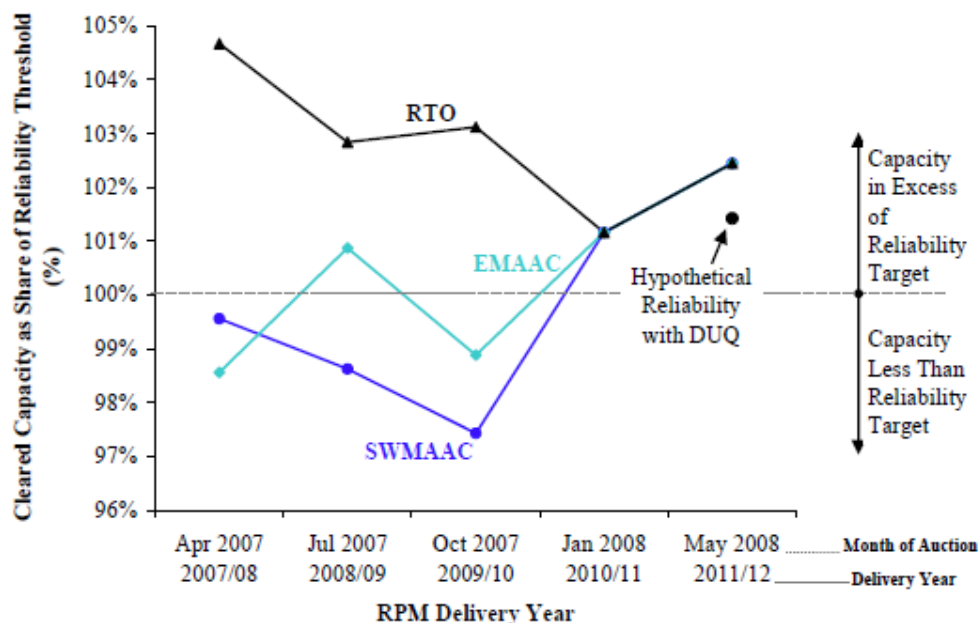


Abbildung 7: Reservekapazität in LDAs, Quelle (The Brattle Group, 2008, S. 14)

Ob das Modell durch die ermittelten Kapazitätsszahlungen in der Lage ist die Fixkosten der Erzeugungsanlagen abzudecken, kann nur indirekt über das Investitionsverhalten der Anlagenbetreiber ermittelt werden.

### 3.10. Beurteilung des „Reliability Pricing Models“ (RPM)

Das Reliability Pricing Model ersetzte im Jahr 2007 das „Capacity Credits“ Model, da dieses einige Schwächen aufwies und nicht zu den gewünschten Ergebnissen führte. Einige Mängel konnten mit Hilfe des RPM behoben werden. So ist der Versuch, durch die Einführung von lokalen Kapazitätsszonen (LDA) Investitionen im richtigen Netzbereich fördern zu wollen, positiv zu erwähnen. Die Einbeziehung der erwirtschafteten Deckungsbeiträge aus dem Energie- und Ancillary Service Markt in die Bildung des Kapazitätspreises ist ebenfalls sinnvoll. Des Weiteren sind auch die Bemühungen die Verbraucherseite durch Demand Side Management oder Energieeffizienzmaßnahmen in den Kapazitätsmarkt mit einzubeziehen, sowie Förderung von Leitungsbauprojekten positiv hervorzuheben.

Trotzdem weist auch das neue Kapazitätsbörsenmodell einige wesentliche Schwächen auf. Ein großer Kritikpunkt ist die Gestaltung der künstlichen Nachfragekurve (VRR) in der Base Residual Auction. Diese beeinflusst die Kapazitätspreisbildung wesentlich und ist von vielen Parametern abhängig, die teilweise nur geschätzt werden können. Desweiteren werden für die Berechnung der NetCONE, welche die Höhe der Nachfragekurve bestimmen, die durchschnittlichen Erlöse aus dem Energie- und Ancillary Service Markt der letzten drei Jahre<sup>23</sup> herangezogen. Da der Strompreis im Gebiet von PJM in den letzten Jahren deutlich gestiegen ist, werden diese Erlöse deutlich unterbewertet. Dies führt in der Folge zu einem höheren NetCONE und zu höheren Kapazitätspreisen. Laut Schätzungen des Beratungsunternehmens LECG hätten die Kapazitätspreise vergangener Auktionen bis 40% niedriger sein können, wenn man eine ex post anstatt einer ex ante Verrechnung durchgeführt hätte (LECG, 2008, S. 8). Diese Annahme wird auch durch die Tatsache gestützt, dass in der Base Residual Auction für das Jahr 2009/2010 eine nachträglichen Änderung der geräumten Kapazitätsmenge von 0,2% eine

<sup>23</sup>In der Einführungsphase wurden die durchschnittlichen Erlöse der letzten sechs Jahre herangezogen.

Preissteigerung um 4%<sup>24</sup> und zusätzliche Kapazitätskosten von \$87 Millionen zur Folge hatte (LECG, 2008, S. 55-56). Dies zeigt wie sensibel der Preis im RPM auf Änderungen in der Angebots- und Nachfragekurve reagiert. Die derzeitige Preisbildung des RPM Kapazitätsmarktes ist daher zu hinterfragen. ISO New England ermittelt den Kapazitätspreis in seinem „Forward Capacity Market“ nicht auf Basis einer künstlichen Nachfragekurve, sondern durch eine „Descending Clock Auction“, bei welcher der Kapazitätspreis in mehreren Bierrunden immer wieder gesenkt wird, bis die angebotene Kapazitätsmenge der benötigten entspricht. Dieser Mechanismus stellt eine sinnvolle Alternative zu der von PJM verwendeten VRR-Kurve dar.

Als weitere wesentliche Kritikpunkte sind der Beschaffungszeitraum für Kapazitäten und die Zeitspanne, für welche neuen Anlagen Kapazitätszahlungen garantiert werden, zu nennen. Derzeit müssen sich Versorgungsunternehmen drei Jahre vor dem Ausführungsjahr mit der benötigten Leistung eindecken. Dies bedeutet, dass sich auch der Großhandelspreis für Kapazitäten erst drei Jahre vor dem Ausführungsjahr bildet. Betrachtet man die durchschnittlichen Errichtungszeiträume verschiedener bedarfsgerechter Kraftwerkstechnologien, so erkennt man, dass selbst gasbefeuerte Kraftwerke nur auf dieses Preissignal reagieren, wenn die behördlichen Genehmigungen bereits erteilt wurden. Für die Errichtung anderer Erzeugungstechnologien mit längerer Bauzeit ist das Preissignal allenfalls zu kurzfristig gewählt. Desweiteren ist zu beanstanden, dass neuen Anlagen der ermittelte Kapazitätspreis nur für drei Jahre garantiert wird. Neue Kraftwerke weisen Lebensdauern von 20 Jahren und mehr auf und sollten daher über einen längeren Zeitraum Zahlungen aus der Kapazitätsbörse erhalten. Nur so kann die Investitionssicherheit für Erzeugungsunternehmen signifikant erhöht werden.

Auch die Komplexität des Modells stellt ein großes Problem dar, da für Marktgestalter und Marktteilnehmer mögliche Folgewirkungen nur schwer abschätzbar sind. So führte beispielsweise selbst eine von PJM durchgeführte Prognoseberechnung zu deutlich niedrigeren Kapazitätspreisen, als sich diese schließlich im realen Markt einstellten (siehe Abbildung 8).

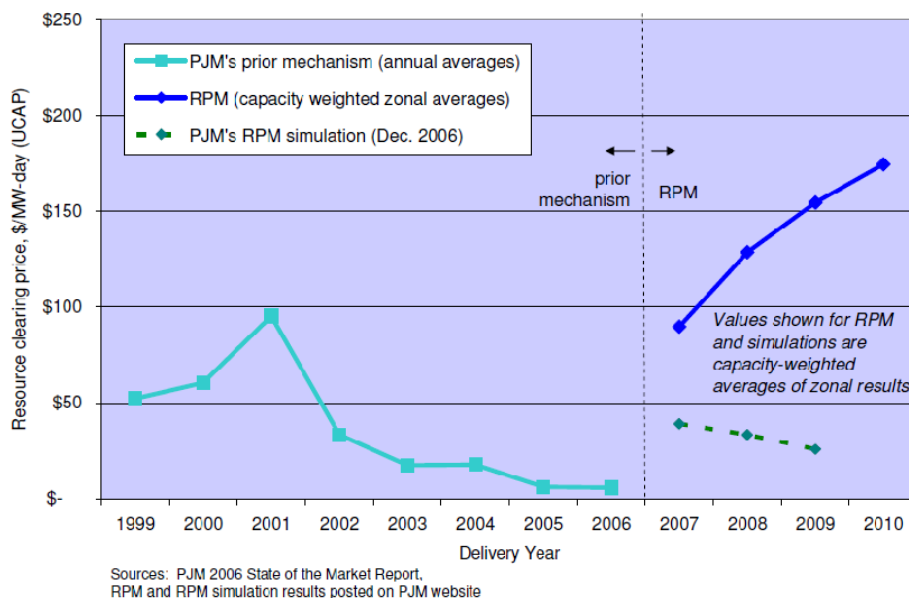


Abbildung 8: PJM prognostizierte und tatsächliche Kapazitätspreise in den Jahren 1999 bis 2010, Quelle (LECG, 2008, S. 2)

Die Aufteilung der PJM Region in einzelne Kapazitätsszonen stellt prinzipiell einen sehr sinnvollen Ansatz dar. Wie Abbildung 6 zeigt, schwankten die Kapazitätspreise in den ersten Auktionen jedoch sehr stark. Sollte sich diese Tendenz weiter fortsetzen, so verfehlt RPM seinen Zweck, nämlich den

<sup>24</sup>Die 0,2 % Leistungsminderung entsprachen einer 138,9 MW und der Preisanstieg von 4% erfolgte von \$97,82/MW-Day auf \$102,04/MW-Day.

Erzeugern ein langfristiges Preissignal für Investitionen am richtigen Ort zu liefern und die Abdeckung der Fixkosten zu gewährleisten.

Anzumerken ist auch noch, dass die Umsetzung eines Kapazitätsmodells mit lokalen Kapazitätsszonen und –preisen nur in Verbindungen mit einem langfristigen Netzausbauplan erfolgen kann. Dieser muss die Erzeuger darüber in Kenntnis setzen, welche Leitungsprojekte angedacht sind, so dass diese mögliche neue Leitungen und die Auswirkung auf den Kapazitätspreis in der Zone in ihren Planungen berücksichtigen können. Andernfalls könnten hohe uneinbringliche Kosten die Folge sein.

Generell kann man sagen, dass PJM mit der Einführung des „Reliability Pricing Model“ versucht hat, einige der Mängel des Capacity Credits Model zu beheben, jedoch auch das neue Modell trotz guter Ansätze einige wesentliche Schwachpunkte aufweist. Es handelt sich um sein äußerst komplexes Modell mit mangelnder Transparenz, dessen langfristige Wirkungsweise nur schwer abzuschätzen ist. Die Frage von Kosten und Nutzen ist bisher noch nicht geklärt.

### 3.11. Zusammenfassung und Ausblick

Die Einführung einer Kapazitätsbörse als Ergänzung des Energiemarktes ist grundsätzlich sinnvoll. Diese sollte es den Erzeugungsunternehmen ermöglichen ihre Fixkosten sicher zu decken und ein langfristiges Preissignal liefern, um Investitionen

- im richtigen Ausmaß,
- zum richtigen Zeitpunkt und
- am richtigen Ort zu fördern.

Bei der Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes gilt es die wesentlichen Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft, wie die langen Vorlaufzeiten der Errichtung, die Langlebigkeit der Anlagen oder deren Kapitalintensivität, zu berücksichtigen (Stigler, 1999). Das im Markt von PJM angewandte „Reliability Pricing Model“ berücksichtigt diese Besonderheiten noch nicht im erforderlichen Ausmaß.

Im europäischen Marktbereich werden derzeit nur in den Ländern Spanien und Griechenland administrative Kapazitätsszahlungen geleistet bzw. marktbasierende Kapazitätsmechanismen verwendet. Ein Grund hierfür liegt wohl darin, dass Europa mit der Ausnahme einiger weniger Länder, mit großen Überkapazitäten in die Liberalisierung gestartet ist. Gebiete die schon zu Beginn mit Kapazitätsproblemen zu kämpfen hatten, wie z.B. der spanische Strommarkt, haben bereits seit längerer Zeit Kapazitätsbeschaffungsmechanismen installiert, die den Erzeugern die Erwirtschaftung ihrer Vollkosten sicherstellen sollen. Nun, da auch in den anderen Ländern die Erzeugungskapazitäten knapper werden und zusätzlich ein großer Anteil des Bestandes aus Altersgründen ersetzt werden muss, stellt sich die Frage, ob der Energiemarkt alleine in der Lage ist, für ausreichende Investitionen zu sorgen. Empirische Untersuchungen in den Vereinigten Staaten weisen darauf, dass dies nicht der Fall ist (Joskow, 2006). Dieselben Ergebnisse liefern am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation durchgeführte Modellrechnungen (Süßenbacher, Tyma, Bachhiesl, & Stigler, 2010).

Geht man von dem prognostizierten Investitionsbedarf der EU-27 im Bereich der Erzeugung von 30 bis 35 Mrd. € pro Jahr<sup>25</sup> aus und berücksichtigt die momentan schwierige Situation der Kapitalbeschaffung, so ist die zukünftige Versorgungssicherheit ohne adequate Anreizsignale ernsthaft gefährdet. Die Einführung einer durchdachten Kapazitätsbörse wäre eine sinnvolle Möglichkeit, dieses Problem zu lösen.

---

<sup>25</sup>bis zum Jahr 2020. Siehe (Ockenfels, 2008), (A.T. Kearney, 2009)

**Literaturverzeichnis:**

- A.T. Kearney. (2009, Februar 3). *Von der Finanzkrise zur Energiekrise?* Retrieved Januar 31, 2010, from A.T. Kearney Homepage:  
[http://www.atkearney.at/content/misc/wrapper.php/id/50126/name/pdf\\_pdf\\_atkearney\\_studie\\_energiekrise\\_hp\\_12336748200963\\_12372266271628.pdf](http://www.atkearney.at/content/misc/wrapper.php/id/50126/name/pdf_pdf_atkearney_studie_energiekrise_hp_12336748200963_12372266271628.pdf)
- Boisseleau, F., & Hewicker, C. (2004). *European Electricity Market Design and its Impact on market Integration*. Germany: KEMA Consulting.
- Chao, H. (2007). Capacity Markets in NYISO & ISO-NE. IEEE.
- Cramton, P., & Stoft, S. (2006, April 25). *The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CAISO's Resource Adequacy Problem*. Retrieved Januar 31, 2010, from Massachusetts institute of technology Homepage:  
<http://web.mit.edu/ceep/www/publications/workingpapers/2006-007.pdf>
- FERC. (2006, May 20). FERC Docket No. ER05-1410, Initial Order in Reliability Pricing Model.
- Frederico, G., & Vives, X. (2008, November). Competition and Regulation in the Spanish Gas and Electricity Market. Madrid.
- ISO/TRO Council. (2007, October 16). Progress of Organized Wholesale Electricity Markets in North America.
- Joskow, P. L. (2006, May). Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity.
- LECG. (2008, März 14). Raising the Stakes on Capacity Incentives: PMJ's Reliability Pricing Model (RPM).
- Ockenfels, A. (2008, August 16). Geht in Deutschland bald das Licht aus? *F.A.Z.* , p. 11ff.
- Ockenfels, A., Grimm, V., & Zoettl, G. (2008, März 11). Strommarktdesign - Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX.
- Pasteris Energy. (2008, January 7). 2008 Update of Cost of New Entry Combustion Turbine Power Plant Revenue Requirements.
- Pasteris Energy. (2008a, July 10). *Cost of New Entry Combined Cycle Power Plant Revenue Requirements*. Retrieved Dezember 15, 2009, from PJM Homepage: <http://www.pjm.com/committees-and-groups/committees/~media/committees-groups/committees/mrc/20080806/20080806-item-05-2012-2013-cone-update-cc.ashx>
- PJM. (2009b, February). Load Management in the Reliability Pricing Model, PJM State & Member Training.
- PJM. (2009, June 18). PJM Manual 18: PJM Capacity Market.
- PJM. (2010). *PJM Manual 21: Rules and Procedures for Determination of Generation Capability*. Retrieved Januar 12, 2010, from PJM Homepage:  
<http://www.pjm.com/documents/~media/documents/manuals/m21.ashx>
- PJM. (2007, June 27). *PJM Reliability Pricing Model*. Retrieved Dezember 10, 2009, from IEEE Homepage: <http://www.ieee.org/organizations/pes/meetings/gm2007/html/SLIDES/PESGM2007P-000649.PDF>
- PJM. (2009c, November). Reliability Pricing Model LSE Obligations, RPM Training - Section E.



PJM. (2009d, November). Reliability Pricing Model Resource Performance Assessments, RPM Training - Section F.

Roques, F. A. (2007, December). Market Design for Generation Adequacy: Healing Causes rather than Symptoms. University of Cambridge, Electricity Policy Research Group.

Sener, A. C., & Kimball, S. (2007, December). Reviewing Progress in PJM's Capacity Market Structure via the New Reliability Pricing Model. *The Electricity Journal*, Vol. 20, Issue 10, pp. 40-53.

Stigler, H. (1999, Juni). 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., Tyma, F., Bachhiesl, U., & Stigler, H. (2010, Februar). Fixkostendeckung über den Stromgroßhandelsmarkt und wohlfahrtsökonomisch optimale Preise. 11. Symposium für Energieinnovation, TU Graz.

The Brattle Group. (2009, September). A Comparison of PJM's RPM with Alternative Energy and Capacity Markets.

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

The Brattle Group. (2008, 30 June). *Review of PJM's Reliability Pricing Model (RPM)*. Retrieved November 27, 2009, from Brattle Group Homepage:  
[http://www.brattle.com/\\_documents/UploadLibrary/Upload696.pdf](http://www.brattle.com/_documents/UploadLibrary/Upload696.pdf)