



Christian Pugn-Pichler, BSc

Kapazitätsmechanismen – Analyse des Reliability Pricing Model des PJM Marktes

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik-Wirtschaft

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

Dipl.-Ing. Martin Strohmaier, BSc

Institut für Elektrizitätswirtschaft und

Energieinnovation

Beurteiler

Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl

Institut für Elektrizitätswirtschaft und

Energieinnovation

Graz, Juni 2016

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

AFFIDAVIT

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources/resources, and that I have explicitly indicated all material which has been quoted either literally or by content from the sources used. The text document uploaded to TUGRAZonline is identical to the present master's thesis.

Datum / Date

Unterschrift / Signature

Danksagung

Zuerst möchte ich mich bei Herrn Dipl.-Ing. Martin Strohmaier sowie Herrn Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl für die Betreuung meiner Masterarbeit bedanken.

Weiterer Dank gilt dem gesamten Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, vor allem Herrn Univ.-Prof. Mag.rer.soc.oec. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinrich Stigler für die lehrreichen Anregungen und Diskussionen.

Ich bedanke mich bei all meinen Studienkollegen, allen voran meinen langjährigen Weggefährten, Stefan Forsthofer, Gerald Hörack, und Christoph Sniesko, für die fachliche und menschliche Unterstützung, sowie die lustige Studienzeit.

Ganz besonderer Dank gilt meiner Familie, welche mir mein Studium erst ermöglicht hat. Vor allem meinen Eltern, welche mich nicht nur finanziell, sondern auch mental unterstützt haben.

Kurzfassung

Durch die mangelnde Speicherfähigkeit elektrischer Energie sowie die Erforderlichkeit einer hohen Versorgungssicherheit muss ein Energiemarkt jederzeit in der Lage sein ausreichend Erzeugungskapazitäten zur Verfügung zu stellen. Um den ständig steigenden Energiebedarf zu decken müssen den Kraftwerksbetreibern zeitgerechte Investitionsanreize gegeben werden.

Der in Österreich zurzeit verwendete Energy-Only-Markt orientiert sich an den Grenzkosten für die Erzeugung. Aufgrund des massiven Ausbaus von erneuerbaren Energien in der europäischen Union ist der Börsenpreis am Markt stark gesunken (Merit-Order-Effekt). Dadurch haben vor allem Betreiber von thermischen Spitzenlastkraftwerken Probleme ihre Fixkosten abzudecken. Der Energy-Only-Markt erfüllt weiters nicht die Anforderung, erforderliche Systemerweiterungen frühzeitig anzuzeigen. Dies ist allerdings unerlässlich, da in der Elektrizitätswirtschaft lange Vorlaufzeiten bei der Anlagenerrichtung vorherrschen.

Eine mögliche Lösung dieser Problematik bieten die sogenannten Kapazitätsmechanismen, welche den reinen Energiemarkt ergänzen und dadurch für mehr Planungssicherheit der Energieversorger sorgen sollen.

Ein möglicher Kapazitätsmechanismus ist das sogenannte „Reliability Pricing Model (RPM)“, welcher vom Übertragungsnetzbetreiber PJM Interconnection in den USA bereits seit einigen Jahren verwendet wird. In diesem Markt bieten neben konventioneller Erzeugungsanlagen auch alternative Kapazitätserweiterungen an. Zu diesen zählen Power Demand Side Management (PDSM), Effizienzsteigerungen sowie Netzerweiterungen.

Ziel der Masterarbeit ist es, das Marktmodell von PJM zu analysieren, sowie eine Bewertung zu erstellen, ob das System den Anforderungen der wettbewerblichen Marktgestaltung genügt. Weiters wird in der Modellierungsumgebung GAMS ein realistisches Szenario erstellt, welches die Regeln des PJM-Marktes implementiert.

Abstract

Because of the lack of storage capacity of electric energy and the need for a high security of supply, an energy market must be in a position to generate sufficient capacities at all times. Due to the permanent increasing demand for energy, power plant entities need to timely increase their generation. The Prices in the Energy-only market currently used in Austria are based on the marginal cost of production. Due to the massive expansion of renewable energy in the European Union, the market price in the market has fallen sharply (merit order effect). As a result, mainly operators of thermal peak load power plants have problems to cover their fixed costs. Furthermore the Energy-only market does not meet the requirement to indicate required system extensions early. However, this is essential because the electricity industry needs long lead times for system installation. One possible solution for this problem is provided by the so-called capacity mechanisms. They should complement the energy market and thereby ensure greater predictability for the energy utilities. One capacity mechanism is the so-called "Reliability Pricing Model (RPM)", which is used in the US for several years by the ISO PJM Interconnection. In this market alongside conventional generation plants, also alternative capacity expansions can offer in the auctions. These include Power Demand Side Management (PDSM), energy efficiency improvements and network expansions. The aim of this thesis is to analyse the market model of PJM, and to create an assessment of whether the system meets the requirements of a competitive market design or not. Furthermore, a realistic scenario is created in the algebraic modelling system GAMS, which implements the rules of the PJM market.

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	1
1.1. Problemstellung.....	1
1.2. Energy-Only Markt	1
1.3. Weitere Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft	3
1.3.1. Mangelnde Speicherbarkeit	3
1.3.2. Langlebigkeit der Anlagen	3
1.3.3. Gesamtsystemabhängigkeit	3
1.3.4 Kapitalintensität.....	3
1.3.5. Erzeugungscharakteristik.....	4
1.3.6. Strom als essentielles Gut	4
1.4. Missing-Money-Problem	4
1.5. Merit-Order Effekt.....	5
1.6. Weitere Probleme im Energy-Only Markt.....	7
2. Kapazitätsmechanismen	9
2.1. Allgemeines	9
2.2. Administrative Kapazitätzahlungen	9
2.3. Strategische Reserve	10
2.4. Operative Reserve	10
2.5. Kapazitätsverpflichtung.....	11
2.6. Versorgungssicherheitsverträge.....	13
3. Der PJM-Markt	15
3.1 Geschichtliches	15
3.2. Energiemarkt	15
3.3 Kapazitätsmarkt.....	17
3.3.1. Capacity Credit Market (CCM)	17

3.3.2. Reliability Pricing Model	20
3.3.2.1. Einführung	20
3.3.2.2. Kapazitätsressourcen	22
3.3.2.3. Zonenbildung	23
3.3.2.4. Kapazitätsmenge.....	25
3.3.2.5. Nachfrager im PJM Markt.....	26
3.3.2.6. Anbieter im PJM Markt.....	30
3.3.2.7. Auktionen.....	34
3.3.2.8. Capacity Transfer Rights	39
3.3.2.9. Zahlungen:	39
3.3.3. Fixed Resource Requirement (FRR) Alternative	43
3.3.3.1. Kapazitätsplan.....	43
3.3.3.2. Engpässe	44
3.3.3.3. Verkaufsbestimmungen.....	44
4. Bewertung des PJM Marktes	45
4.1. Vollkostendeckung:	45
4.1.1. Neues Gaskraftwerk	46
4.1.2. Neue GuD Anlage.....	47
4.1.3. Neues Kohlekraftwerk	49
4.1.4. Neue Ölkraftwerke	51
4.1.5. Neue Nuklearkraftwerke	52
4.1.6. Windkraftwerke	53
4.1.7. Neue Photovoltaikanlage	54
4.1.8. Zusammenfassung.....	54
4.2. Planungssicherheit	56
4.3. Investitionsanreize	57

4.4. Nachfrageseitige Betrachtung.....	58
4.5. Eignung für den Europäischen Strommarkt	58
5. Computerunterstützte Modellierung	62
5.1. Lastflussberechnung.....	63
5.1.1. AC-Lastflussrechnung	63
5.1.2. DC-Lastflussrechnung	64
5.1.3. Umsetzung in GAMS	65
5.2. Modellierung der LDAs	66
5.3. Angebot und Nachfrage	67
5.4. Preis und Menge.....	68
5.5. Beispiele zur Marktpreisbestimmung	71
5.5.1. Beispiel 1: keine Engpasssituation.....	71
5.5.2. Beispiel 2: Engpasssituation	74
6. Zusammenfassung.....	79
7. Abkürzungsverzeichnis	80
8. Abbildungsverzeichnis	81
9. Tabellenverzeichnis	84
10. Literaturverzeichnis	85

1.Einleitung

1.1. Problemstellung

Das Strommarktdesign in den meisten europäischen Ländern basiert derzeit auf den so genannten Energy-Only-Markt (EoM). Dabei erzielen die Energieversorgungsunternehmen ihre Umsätze hauptsächlich aus dem Verkauf von elektrischer Energie (Euro pro MWh). Am EoM wird diese Energie zu ihren Grenzkosten angeboten. Durch den ständigen Ausbau von erneuerbaren Energien in den letzten Jahren sinken die Großhandelspreise. Darunter leidet vor allem die Wirtschaftlichkeit von fossilen Spitzenlastkraftwerken. Einige dieser Kraftwerke können somit ihre Vollkosten nur beschränkt decken, was zu einem erheblichen Anstieg von Stilllegungen konventioneller Kraftwerke führt. Diese sind aber für die Versorgungssicherheit essentiell notwendig, da erneuerbare Energien (vor allem Photovoltaik- und Windkraftanlagen) dargebotsabhängig produzieren (Riechmann, 2014).

1.2. Energy-Only Markt

Am EoM wird den Kraftwerksbetreibern fast ausschließlich die bereitgestellte Energiemenge entlohnt. Neben bilateralen Geschäften wird elektrische Energie am EoM an der Strombörse gehandelt. Dabei wird zwischen kurzfristigen Geschäften (Spotmarkt) und Termingeschäft (Derivate) unterschieden. Die Preisbildung an der Börse ergibt sich aus dem Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage (Schüppel & Stigler, Simulation der Wohlfahrtsgewinne an der "Energy Only"-Strombörse, 2014).

Am Spotmarkt findet eine Auktion für den jeweilig folgenden Tag (day-ahead) statt. Dabei machen die Kraftwerksbetreiber Angebote für einzelne Stunden in Höhe der variablen Kosten. Diese werden nach dem Preis sortiert, wodurch sich die sogenannte Merit-Order ergibt. Aus dem Schnittpunkt von Merit-Order und der nachgefragten Strommenge lässt sich nun der Marktpreis bestimmen. Dieser ergibt sich aus dem variablen Kosten von jenem Kraftwerk, welches als letztes einen Zuschlag erhält (Tietjen, 2012).

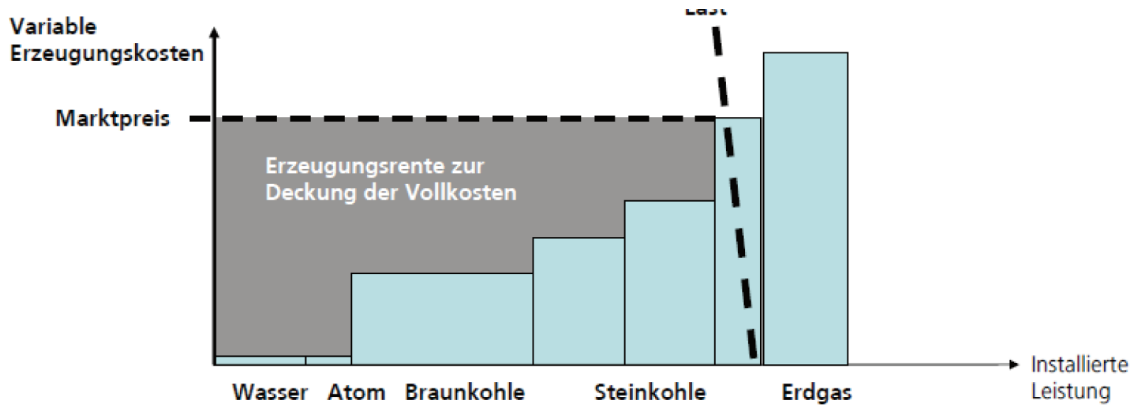


Abbildung 1: Preisbildung am Strommarkt (Quelle: (Tietjen, 2012))

Obwohl am Spotmarkt nur ca. 10% bis 30% der gesamten elektrischen Energie gehandelt werden, ist der ermittelte Marktpreis auch für die außerbörslichen Strompreise maßgebend (Tietjen, 2012).

Betrachtet man Abbildung 2 ergeben sich aufgrund der Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft Angebots- und Nachfragefunktionen, welche von der allgemeinen volkswirtschaftlichen Theorie zu unterscheiden sind. Die Angebotskurve zeichnet sich dabei durch ihre Heterogenität, welche durch die unterschiedlichen variablen Kosten der jeweiligen Kraftwerkstechnologie bedingt ist, aus. Die Nachfragekurve am Strommarkt ist quasi unelastisch. Dies resultiert aus der niedrigen Bereitschaft der Nachfrager auf elektrische Energie zu verzichten. Daher ist es schwierig in Knappheitssituationen einen aussagekräftigen Marktpreis zu ermitteln (Schüppel & Stigler, Simulation der Wohlfahrtsgewinne an der "Energy Only"-Strombörse, 2014).

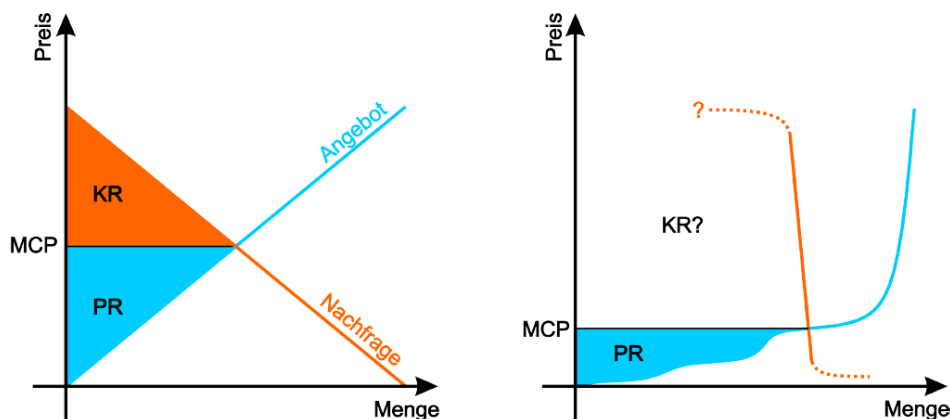


Abbildung 2: Angebot und Nachfrage am Markt: allgemeine Theorie links, Elektrizitätswirtschaft rechts (Quelle: (Schüppel, 2014))

1.3. Weitere Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft

Neben den oben beschriebenen Besonderheiten gibt es in der Elektrizitätswirtschaft weitere Unterschiede zur allgemeinen Volkswirtschaftstheorie, welche für die in Punkt 1.1 beschriebene Problemstellung von Bedeutung sind.

1.3.1. Mangelnde Speicherbarkeit

Wegen der mangelnden Speicherbarkeit großer elektrischer Energiemengen muss in jedem Augenblick genau so viel elektrische Leistung erzeugt werden, wie aus dem Netz entnommen wird. Jede Störung dieses Gleichgewichts hat die Gefahr eines Blackouts zur Folge. Daher müssen Übertragungs-, Verteilungs- und Erzeugungskapazitäten auf die zu bereitstellende Last ausgelegt werden. Außerdem ist eine zusätzliche Reserve für Netz- und Kraftwerksausfälle sowie Prognoseunsicherheiten erforderlich (Stigler, Bachhiesl, Nischler, & Schüppel, 2012).

1.3.2. Langlebigkeit der Anlagen

Die meisten Anlagen in der Elektrizitätswirtschaft weisen lange Vorlaufzeiten für die Fertigstellung auf. Diese wird vor allem durch große Zeitspannen bei Planung, Genehmigung und Errichtung der Anlage begründet. Dadurch müssen neue Investitionen zeitgerecht getätigt werden (Stigler, Bachhiesl, Nischler, & Schüppel, 2012).

1.3.3. Gesamtsystemabhängigkeit

Erzeugung und Verbrauch in der Elektrizitätswirtschaft sind durch komplexe Übertragungs- und Verteilungsnetze miteinander gekoppelt. Neue Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungskapazitäten müssen daher miteinander koordiniert werden, und somit die notwendige Last an jener Stelle bereitzustellen an der sie auch benötigt wird (Stigler, Bachhiesl, Nischler, & Schüppel, 2012).

1.3.4 Kapitalintensität

Vor allem Erzeugungsanlagen zeichnen sich durch eine besonders hohe Kapitalintensität aus. Durch die hohen Anschaffungskosten ergibt sich eine lange Amortisationsdauer, wodurch eine gewisse Planungssicherheit für die Energieversorgungsunternehmen unerlässlich ist (Stigler, Bachhiesl, Nischler, & Schüppel, 2012).

1.3.5. Erzeugungscharakteristik

Im Gegensatz zu konventionellen Erzeugungsanlagen produzieren die meisten erneuerbaren Energien dargebotsabhängig. Die Erzeugung aus diesen Technologien unterliegt dadurch starken (Windkraft- und Photovoltaikanlagen) oder weniger starken (Laufwasserkraftwerke) Schwankungen. Die erzeugte Leistung dieser Kraftwerke im Vorhinein zu bestimmen gestaltet sich daher als äußerst schwierig (Stigler, Bachhiesl, Nischler, & Schüppel, 2012).

1.3.6. Strom als essentielles Gut

Elektrische Energie stellt für Haushalte, Industrie und Produktion ein essentielles Wirtschaftsgut dar. Daher ist eine Sicherstellung der Versorgungssicherheit unbedingt notwendig, was durch eine sinnvolle Marktgestaltung erreicht werden soll (Süßenbacher W., 2011).

1.4. Missing-Money-Problem

Ist der Marktpreis größer als die variablen Kosten der jeweiligen Kraftwerke, so erzielen diese Deckungsbeiträge, welche dazu dienen um die Fixkosten der Kraftwerke zu decken (graue Fläche in Abbildung 1). Für Grund- und Mittellastkraftwerke trifft dieser Fall relativ häufig zu, wodurch eine Vollkostendeckung relativ unproblematisch erreicht werden kann. Spitzenlastkraftwerke können allerdings nur in Knappheitssituationen Deckungsbeiträge erwirtschaften. In dieser Situation würde der Strompreis dem Value of Lost Load (VoLL) entsprechen. Dieses wird durch jenen Preis dargestellt, welchen die Verbraucher bereit sind zu zahlen um einen Stromausfall zu verhindern. In der Praxis sollen allerdings teure Stromausfälle verhindert werden, wodurch sich die Bestimmung des VoLL als sehr schwierig erweist. Treten Knappheitssituationen gar nicht oder nur selten auf, ist es nicht möglich die Vollkosten von allen am Markt teilnehmenden Kraftwerken zu decken. Dies wird auch als Missing-Money-Problem bezeichnet, welches in vielen nicht regulierten Strommärkten entsteht (Tietjen, 2012).

1.5. Merit-Order Effekt

In Europa wurde in den letzten Jahren die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien stark ausgebaut. Diese können zu sehr geringen variablen Kosten produzieren, sind allerdings dargebotsabhängig. Insbesondere bei Windkraft- und Photovoltaikanlagen ergeben sich somit starke Schwankungen in der Produktion und eine damit verbundene Planungsunsicherheit. Durch die Stromproduktion aus erneuerbare Energien wird die Merit-Order verschoben. Nun ist nicht wie in Abbildung 1 ein Gaskraftwerk preissetzend, sondern ein günstigeres Steinkohlekraftwerk, wodurch der Marktpreis sinkt (Abbildung 3). Weiter werden die Auslastung und somit die Jahresdeckungsbeiträge der Spitzenlastkraftwerke gesenkt. Dies wird als Merit-Order Effekt bezeichnet (Tietjen, 2012).

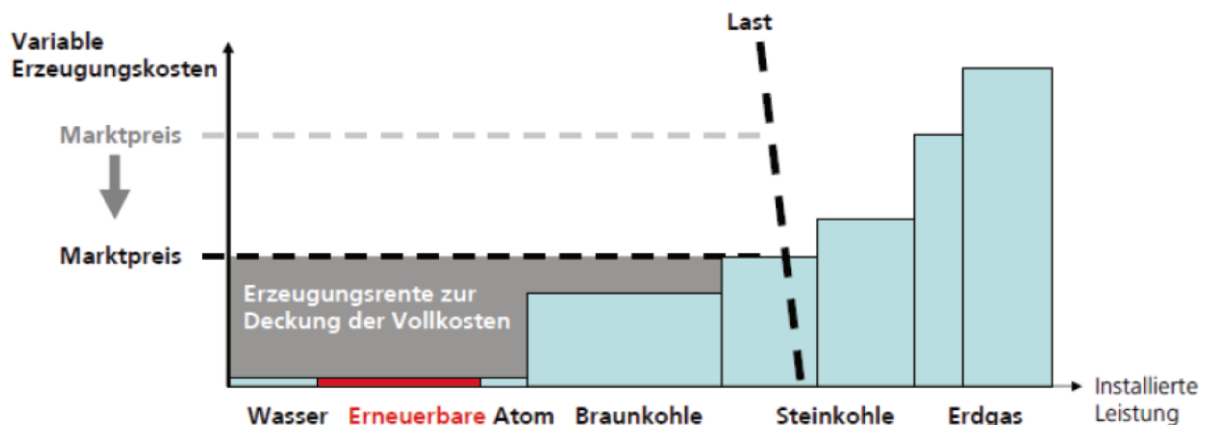


Abbildung 3: Merit-Order Effekt (Quelle: (Tietjen, 2012))

Dadurch haben Betreiber von konventionellen Spitzenlastkraftwerken Probleme langfristig ihre Fixkosten zu refinanzieren. Die sinkenden Margen der Betreiber von konventionellen Kraftwerken in Deutschland in den letzten Jahren werden in Abbildung 4 dargestellt:



Abbildung 4: Deckungsbeiträge in der Stromerzeugung (Quelle: (Schlemmermeier, 2014), eigene Darstellung)

An der Ordinate sind die Deckungsbeiträge von unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien aufgetragen. Der grüne Graph beschreibt ein modernes Gas- und Dampfturbinen (GuD) Kraftwerk, der blaue Graph ein neues Steinkohlekraftwerk mit 40% Wirkungsgrad und der schwarze Graph ein neues Kohlekraftwerk mit 45% Wirkungsgrad. Der graue (Steinkohlekraftwerk) und der grüne (GuD Kraftwerk) Balken stellen eine Bandbreite der zu deckenden Fixkosten der jeweiligen Technologie dar (Schlemmermeier, 2014).

In Abbildung 3 ist ersichtlich, dass die erwirtschafteten Deckungsbeiträge nicht ausreichen um die Fixkosten zu refinanzieren. An nur drei Handelstagen im betrachteten Zeitraum waren die Deckungsbeiträge der Steinkohlekraftwerke höher als der zugehörige minimale Fixkostenbeitrag (200% in der Grafik). Bei der GuD Technologie waren es immerhin 21 Tage. Der Mittelwert der erwirtschafteten Margen beträgt bei Steinkohle 57% der minimalen Fixkosten pro Jahr, bei GuD 59% (Schlemmermeier, 2014).

Abbildung 5 zeigt die Veränderung der Spitzenlaststruktur an Hand von Jahresdauerlinien. Der Lastfluss von konventionellen Kraftwerken (2) ist dabei in Abhängigkeit von der Benutzungsdauer (1) dargestellt. Die erforderliche Spitzenlast bleibt weitgehend unverändert, wobei die Benutzungsdauer aufgrund vom Ausbau von erneuerbaren Energien drastisch abnimmt (Schlemmermeier, 2014).

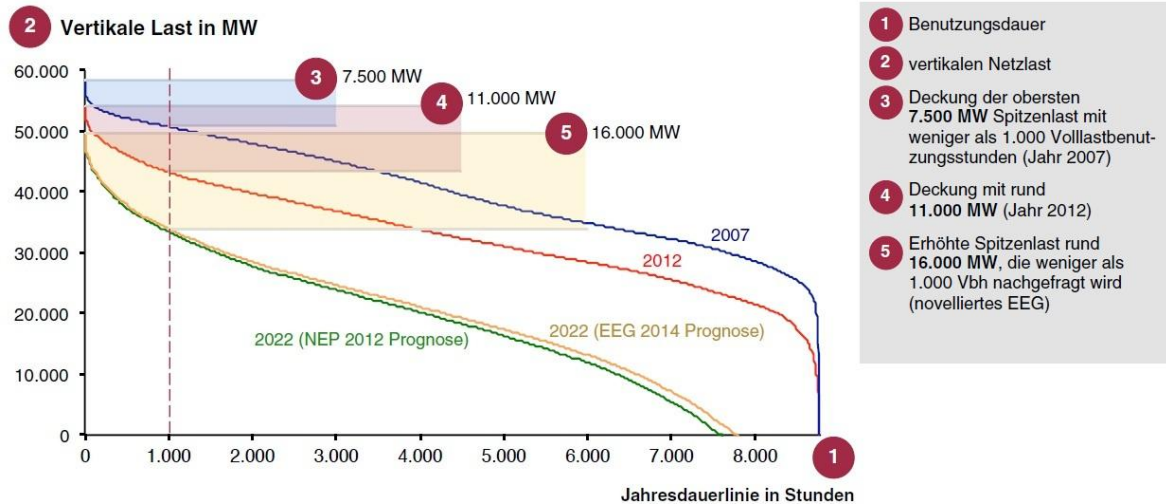


Abbildung 5: Jahresdauerlinien der von konventionellen Kraftwerken zu deckenden Last (Quelle: (Schlemmermeier, 2014), eigene Darstellung)

Des Weiteren ist ersichtlich, dass mit den ersten 1000 Vollastbenutzungsstunden immer mehr Spitzenlast abgedeckt werden muss. Während im Jahr 2007 noch 7500 MW dafür benötigt wurden, erhöhte sich dieser Beitrag im Jahr 2012 bereits auf 11000 MW. Für das Jahr 2022 wird zur Deckung der ersten 1000 Vollaststunden eine Spitzenlast von rund 16000 MW prognostiziert (Schlemmermeier, 2014).

Das Missing-Money Problem führt bei den Investoren zu folgenden Entscheidungskriterien:

Ein bestehendes Kraftwerk wird stillgelegt, wenn die für die nächsten ein bis zwei Jahre prognostizierte Deckungsbeiträge kleiner sind als die operativen Kosten. Eine Neuinvestition wird nur getätigt wenn über den erwarteten Amortisierungszeitraum regelmäßig Deckungsbeiträge erwartet werden können. Dabei wird ein Zeitraum von mindestens 15 Jahre betrachtet. Die oben angeführte Problematik führt daher verstärkt zu Kraftwerksstilllegungen und macht weiter erforderliche Neubauentscheidungen unmöglich (Schlemmermeier, 2014).

1.6. Weitere Probleme im Energy-Only Markt

Aufgrund der oben angeführten Problematik wird in einigen Ländern derzeit eine Diskussion geführt, ob es sinnvoll ist sich auf reinen Energiemarkt zu verlassen. Dabei werden folgende Argumente betrachtet:

Value of Lost Load Pricing:

Reicht die angebotene Energiemenge nicht aus um die Nachfrage zu decken, kommt es aufgrund von fehlender Nachfrageelastizität zu einem Blackout. Somit kann kein angemessener Preis für den Strom bestimmt werden. Theoretisch führt ein „Value of Lost Load Pricing“ zu einem Ergebnis, welches in der Praxis allerdings kaum umgesetzt wird, da diese Preissetzung zu starken Lobbying-Einflüssen ausgesetzt wäre. Es müssen also im EoM Regeln implementiert werden, welche bestimmen an wen und in welcher Höhe, Zahlungen getätigt werden (Höffler, 2014).

Demand Side Management Potentiale:

Die Demand Side Management (DSM) Potentiale sind zweifellos technisch realisierbar. Die meisten Maßnahmen sind allerdings so gestaltet, dass der Schaden für den Nutzer gering ist. Dadurch werden sie am Markt zu geringen Preisen angeboten, wodurch keine Knappheitspreise entstehen. Die DMS-Potentiale sind somit für den EoM nur von Vorteil, wenn der Schaden für den Anbieter ein gewisses Ausmaß erreicht und somit zu Knappheitspreisen führt. Ob solche Maßnahmen für die Verbraucher sinnvoll sind darf angezweifelt werden (Höffler, 2014).

Marktmacht:

In Knappheitssituationen können die Anbieter den Marktpreis durch künstliche Verknappung über den wettbewerblichen Preis anheben. Dies führt zu einer Umverteilung der Rendite von den Konsumenten zu den Produzenten. Dieses Problem kann im EoM durch neue Marktteilnehmer nicht verhindert werden, da die Marktzutrittskosten (abhängig von den Fixkosten) schlichtweg zu hoch sind (Höffler, 2014).

Regulatorische Unsicherheit:

In Knappheitssituationen ist der Marktpreis für elektrische Energie schwierig zu bestimmen. Da ein Ausfall der elektrischen Energieversorgung einen extremen wirtschaftlichen Schaden hervorruft, kann der Preis in einer solchen Situation stark ansteigen. Andererseits benötigen die Energieversorgungsunternehmen die Einnahmen aus Knappheitssituationen um ihre Spitzenlastkraftwerke wirtschaftlich betreiben zu können. Daher stellt sich die Frage ob, und auf welche Höhe der Marktpreis beschränkt werden soll (Höffler, 2014).

2. Kapazitätsmechanismen

2.1. Allgemeines

In diesem Kapitel wird auf die Grundlagen der verschiedenen Kapazitätsmechanismen eingegangen. Dabei werden die Mechanismen administrative Kapazitätszahlungen, strategische und operative Reserve, Kapazitätsverpflichtung sowie die Versorgungssicherheitsverträge erläutert¹.

Im Gegensatz zum EoM werden bei Kapazitätsmechanismen zusätzlich Leistungszahlungen implementiert. Das Energieversorgungsunternehmen erwirtschaftet dadurch nicht nur Erträge aus dem Verkauf von Energie (Euro pro MWh), sondern auch für die Bereitstellung von elektrischer Leistung (Euro pro MW und Jahr). Dadurch soll zur Bereitstellung von vorhandener Kapazität und zu Neuinvestitionen angeregt werden. Hauptziel dabei ist es die Versorgungssicherheit langfristig sicherzustellen (Riechmann, 2014).

2.2. Administrative Kapazitätszahlungen

Meist entscheidet ein zentraler Planer, wie viel Kapazität die jeweilige Zone benötigt um die Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten. Die Energieerzeuger erhalten für die Bereitstellung von Kapazität zusätzliche Erlöse. Dadurch werden sie angeregt Kraftwerke länger in Betrieb zu halten, bzw. neue Kraftwerke zu errichten. Die Erlöse werden je nach Anwendungsfall für eine gewisse Dauer garantiert, wodurch für die notwendige Planungssicherheit gesorgt wird. Dabei stellt sich weiter die Frage, ob die Zahlungen für jede Anlage im gleichen Ausmaß getätigt werden sollen, oder beispielsweise nur für Neuanlagen (Beckers & Hoffrichter, 2012).

Die Schwierigkeit dieses Mechanismus besteht darin die Höhe der jeweiligen Zahlung zu ermitteln. Bei zu geringen Zahlungen kann die Versorgungssicherheit nicht garantiert werden. Fallen die zusätzlichen Erlöse zu hoch aus sind ineffiziente Überkapazitäten die Folge und das volkswirtschaftliche Gleichgewicht ist gestört (Battle & Rodilla, 2010). Beispielsweise wären die Zahlungen im Spanischen Kapazitätsmechanismus nicht

¹ Basierend auf dem Werk De Vries: The myths of the invisible hand and the copper plate (De Vries, 2004). Andere Quellen sind dementsprechend angegeben.

ausreichend um Spitzenlastkraftwerke in Deutschland zu fördern. Administrative Kapazitätzahlungen werden derzeit in Irland und Spanien eingesetzt (Inagendo energy policy consulting, 2013).

2.3. Strategische Reserve

Bei der strategischen Reserve werden von einem zentralen Operator Erzeugungskapazitäten bereitgehalten, welche im Falle eines Engpasses zur Verfügung gestellt werden. Die zur Verfügung gestellten Kraftwerke müssen dabei einen gewissen Grad an Flexibilität aufweisen, da Engpasssituationen kurzfristig auftreten können und somit kurze Anfahrtszeiten erforderlich sind.

Die strategische Reserve kann am Markt angeboten werden, wenn die geforderte Kapazität im System nicht erreicht wird (technischer Anlassfall). Dabei soll der Preis der Energie aus den Reservekapazitäten auf der Höhe der variablen Kosten des bis dahin preissetzenden Kraftwerks gehalten werden. Ansonsten besteht die Gefahr andere, regulär am Markt anbietende Kraftwerke aus dem Markt zu drängen.

Neben dem technischen, gibt es auch noch einen ökonomischen Anlassfall der strategischen Reserve. Dabei wird die Reservekapazität dann eingesetzt, wenn ein bestimmter Marktpreis überschritten wird. Dieser Preis wirkt damit wie eine Preisobergrenze. Die Obergrenze muss auch hier mit Bedacht gewählt werden um den Markt nicht zu stark zu verzerren². Beispielsweise sind die Zahlungen im finnischen Kapazitätsmechanismus mit 2.000 €/MWh gedeckelt und werden nur für ein halbes Jahr garantiert. Aufgrund der niedrigen Erlöse aus dem Kapazitätsmechanismus, werden Neuinvestitionen kaum gefördert (Inagendo energy policy consulting, 2013).

Anwendung findet die strategische Reserve zurzeit in Finnland, Schweden, den Niederlanden, Frankreich und Neuseeland (Süßenbacher W. , 2011).

2.4. Operative Reserve

Wie bei der strategischen Reserve werden auch bei der operativen Reserve Erzeugungskapazitäten für den Engpassfall zurückgehalten. Während beim erstgenannten

² Siehe Kapitel 1.5: „Value of Lost Load Pricing“ und „Regulatorische Unsicherheit“

Kapazitätsmechanismus sich der Systemoperator die Kapazität durch langfristige Verträge sichert, legt er hier einen maximalen Preis fest, welchen er zu zahlen bereit ist. Die Kraftwerksbetreiber neigen nun dazu, im Falle einer niedrigen Last ihre Kapazitäten dem Systemoperator zur Verfügung zu stellen, da der Preis am Energiemarkt niedrig ist. Dadurch wird eine künstliche Verknappung erzeugt (Beckers & Hoffrichter, 2012).

Im Hochlastfall hingegen werden die Erzeugungskapazitäten am Energiemarkt angeboten, da sich die Kraftwerksbetreiber dort höhere Gewinne erhoffen. Somit kommt es bereits hier zu Preisspitzen, da die Kapazitäten am Markt nicht mit den variablen Kosten, sondern mit den Opportunitätskosten³ angeboten werden. Die Opportunitätskosten geben jenes Preisniveau wieder, welches die Betreiber erhalten wenn sie die Kapazitäten dem Systemoperator zur Verfügung stellen.

Wie bei der administrativen Reserve liegt auch bei diesem Mechanismus die Kunst darin, Preis und Menge der Reservekapazitäten mit Bedacht zu wählen. Bei niedrigen Preis muss die Menge größer gewählt werden, da die Preissprünge öfter auftreten müssen damit die Betreiber ihre Vollkosten decken können. Bei hohem Preis ist gegenteiliges der Fall.

2.5. Kapazitätsverpflichtung

Hier wird neben dem Energiemarkt ein zusätzlicher Markt für Kapazitäten geschaffen. Mit der Teilnahme an diesem verpflichtet sich der Energieerzeuger genügend Kapazität bereitzustellen, sodass in Knappheitssituationen die Nachfrage gedeckt ist (Elberg, Growitsch, Höffler, & Richter, 2012).

Bei diesem Mechanismus können Energieversorgungsunternehmen und Großverbraucher ihre Kapazitäten mittels eigener Erzeugungsanlagen, bilaterale Verträge oder über die Kapazitätsbörse beschaffen.

Der unabhängige Systemoperator (Independent System Operator, ISO) schreibt die benötigte Gesamtkapazität vor, welche er durch entsprechende Lastprognosen bestimmt. Am Kapazitätsmarkt können Erzeugungsanlagen aber auch Leitungsbauprojekte und Lastmanagement (Power Demand Side Management, PDSM) anbieten. Anschließend findet eine Auktion statt, in der Preis und Menge der jeweiligen Erzeugungskapazität

³ Opportunitätskosten sind nach der volkswirtschaftlichen Theorie entgangene Erträge einer nicht getätigten Aktion.

2. Kapazitätsmechanismen

bestimmt werden. Dies geschieht in den meisten Fällen durch eine künstliche Nachfragekurve. Alle Anbieter welche in der Auktion einen Zuschlag erhalten, verpflichten sich somit im Lieferjahr ihre Kapazität bereitzustellen.

In Abbildung 6 ist die Wirkungsweise der Kapazitätsverpflichtung schematisch dargestellt. Die Kurve $S_{EK-M}(q)$ stellt das Angebot am Energiemarkt ohne Kapazitätsmechanismus dar. In Hochlastzeiten kann die Nachfrage (Nachfragefunktion $D_{E-H}(q)$) nicht gedeckt werden, und es kann zu Versorgungsausfällen kommen.

Nach Einfuhr der Kapazitätsverpflichtung wird den Erzeugern zusätzlich der Leistungspreis, welcher sich aus den Schnittpunkt der Kurven $S_{P-KM}(q)$ und $D_{P-KM}(q)$ ergibt vergütet. Die künstliche Nachfragefunktion $D_{P-KM}(q)$ ergibt sich dabei aufgrund der Lastprognosen vom ISO. Die Kurve $S_{P-KM}(q)$ beschreibt die, dem Preis nach geordneten Kapazitätsangebote der Erzeuger. Der Preis ist für alle Kraftwerksbetreiber, welche einen Zuschlag bekommen der gleiche. Weiter wird er für eine gewisse Zeitspanne garantiert, um für die notwendige Planungssicherheit sorgen zu können.

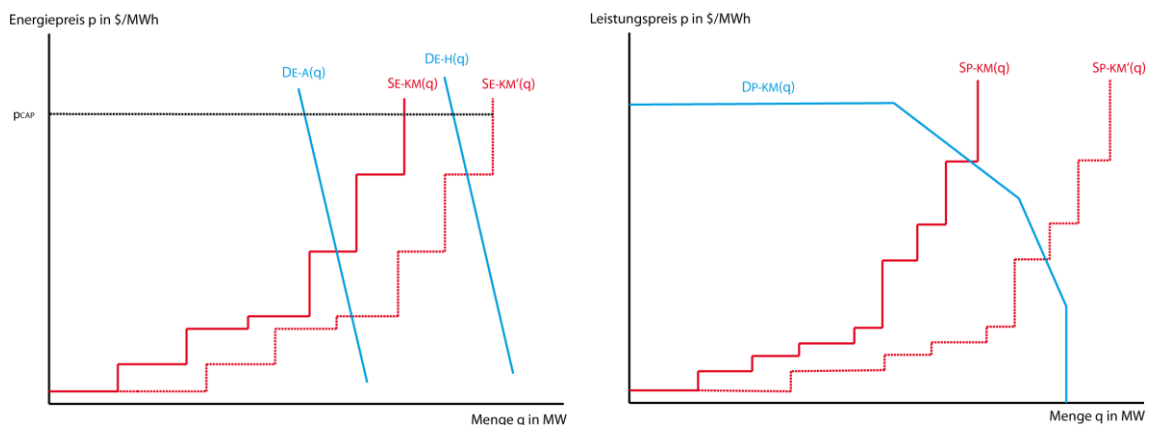


Abbildung 6: Wirkungsweise der Kapazitätsbörse (Quelle: (Süßenbacher W. , 2011), eigene Darstellung)

Durch die Einnahmen aus dem Kapazitätsmarkt wird ein Anreiz für zusätzliche Investitionen in Erzeugungsanlagen geschaffen. Dadurch verschieben sich die Angebotskurven nach rechts ($S_{EK-M}'(q)$ am Energiemarkt und $S_{P-KM}'(q)$ am Kapazitätsmarkt).

Nun ist auch im Hochlastfall die Versorgungssicherheit garantiert. Ist im System genügend Erzeugungskapazität vorhanden wird der Preis am Kapazitätsmarkt sinken. Somit sinkt der Anreiz für weitere Neuinvestitionen.

Der Mechanismus der Kapazitätsverpflichtung ist derzeit in einigen Gebieten der USA, Australien sowie in Frankreich implementiert. Ein wichtiger Anwendungsfall ist dabei der PJM-Markt in den USA welcher in dieser Arbeit weiter analysiert wird.

2.6. Versorgungssicherheitsverträge

Dieser Mechanismus wirkt ähnlich wie jener der Kapazitätsverpflichtung. Der ISO kauft dabei Optionen von den Erzeugern. Dieser löst die Option ein, sobald der Marktpreis am Spotmarkt den vorher bestimmten Ausführungspreis der Option übersteigt. Nun wird vom Erzeuger die Differenz zwischen dem Spotmarktpreis und dem Ausführungspreis an den ISO bezahlt. Dem Energieerzeuger, welcher vom Energiemarkt den Spotmarktpreis erhält, bleiben Nettoeinnahmen in der Höhe des Ausführungspreises. Dadurch kommt es zu einer Art Preisobergrenze im Energiemarkt (Elberg, Growitsch, Höffler, & Richter, 2012). Um die Fixkosten trotzdem abdecken zu können erzielen die Kraftwerksbetreibern Erlöse durch den Verkauf der Optionen.

Erhalten diese einen Zuschlag für die Option, können aber im Hochlastfall nicht ausreichend Energie produzieren, müssen sie die Differenz aus Marktpreis und Ausführungspreis bezahlen, erhalten aber keine Einnahmen aus dem Energiemarkt. Dadurch ist ein Anreiz für die Erzeuger gegeben, die sicher aufbringbare Menge anzugeben, da sie sonst im Hochlastfall Verluste erwirtschaften. Weiters ist der Barausgleich abhängig von der aktuellen Stromnachfrage der jeweiligen Stunde. Wird nur die Hälfte der vereinbarten Energiemenge benötigt, so muss der Energieversorger nur für die halbe Menge die Differenz aus Ausführungspreis und Marktpreis bezahlen (Elberg, Growitsch, Höffler, & Richter, 2012).

2. Kapazitätsmechanismen

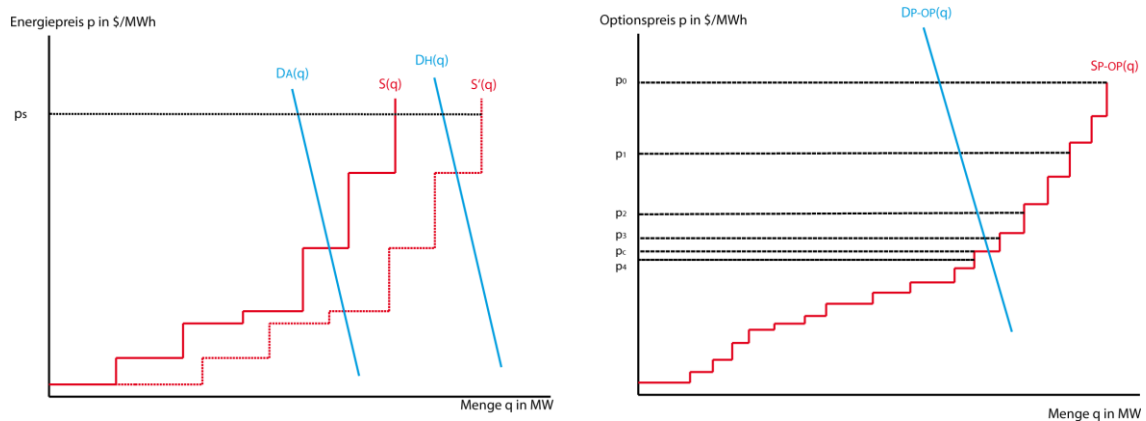


Abbildung 7: Wirkungsweise der Kapazitätsoptionen (Quelle: (Süßenbacher W. , 2011), eigene Darstellung)

In Abbildung 7 ist die Funktionsweise der Versorgungssicherheitsverträge schematisch dargestellt. Ohne den Mechanismus ergibt sich am Energiemarkt das Angebot nach der Kurve $S(q)$. Wie im vorherigen Kapitel kann auch hier im Hochlastfall die Nachfrage $D_H(q)$ nicht gedeckt werden und es kommt zu einer Engpasssituation.

Durch die Zusatzeinnahmen aus dem Optionsverkauf, wird ein zusätzlicher Anreiz zu Neuinvestitionen geliefert. Aufgrund des Mehrangebots verschiebt sich die Angebotskurve nach rechts $S'(q)$. Nun kann auch im Hochlastfall die Nachfrage befriedigt werden. Übersteigt der Preis am Spotmarkt nun den Ausführungspreis (Strike Price $p_s(q)$), so müssen die Kraftwerksbetreiber die Differenz zurückzahlen und bekommen effektiv nur den Ausführungspreis.

Die Preisermittlung der Option erfolgt meistens über eine sogenannte „Descending Clock Auction“. Dabei wird zuerst der höchste Preis p_0 angesetzt, und anschließend Angebotsmenge S_{P-OP} und Nachfragemenge D_{P-OP} miteinander verglichen. Solange das Angebot größer ist als die Nachfrage wird der Preis schrittweise reduziert. Im Endeffekt ist die Optionsprämie p_c jener Preis, bei dem die Menge der angebotenen Optionen dem Kapazitätsbedarf entspricht (Süßenbacher, Schwaiger, & Stigler, 2011).

3. Der PJM-Markt

PJM (Pennsylvania, New Jersey und Maryland) ist ein regionaler Übertragungsnetzbetreiber (Regional Transmission Organisation, RTO) in den USA. PJM operiert als unabhängige Partei in 13 Staaten an der Nordostküste. In dem Gebiet befinden sich ca. 61. Millionen Einwohner (PJM Interconnection, März 2016). In einem zentral organisierten Markt hat PJM die Aufgabe für ausreichend Versorgungssicherheit zu sorgen, die erforderlichen Erzeugungskapazitäten anzubieten und Angebot und Nachfrage so zu managen, dass die Netzstabilität nicht gefährdet wird. Weiter wird durch Lastprognosen versucht die Reservekapazität so gering wie möglich zu halten und weniger effiziente Ressourcen durch neuere, effizientere zu ersetzen (PJM Interconnection, 2015). Dies geschieht hauptsächlich durch einen separaten Energie und Kapazitätsmarkt.

3.1 Geschichtliches

In 1927 schlossen sich drei Energieversorger, durch die Erkenntnis so eine höhere Versorgungssicherheit zu geringeren Kosten generieren zu können, zusammen. In den nächsten Jahrzehnten schlossen sich weitere Unternehmen PJM an. 1968 wurde von PJM ein computerunterstütztes Energiemanagementsystem (EMS) fertiggestellt. Dieses ist heute dafür verantwortlich alle Vorgänge im Übertragungsnetz in Echtzeit darzustellen. In den Jahren 1993 bis 1997 begann PJM sich zu einer unabhängigen und neutralen Organisation zu entwickeln. Als unabhängiger Systemoperator (Independent System Operator, ISO) ist PJM für die Koordination am Energiemarkt verantwortlich, darf aber selbst keine Übertragungsnetze oder Erzeugungsanlagen besitzen. 2001 wurde PJM von der Regulierungsbehörde (Federal Energy Regulatory Commission, FERC) zu einem regionalen Übertragungsnetzbetreiber ernannt. In den folgenden Jahren vergrößerte sich der Zuständigkeitsbereich von PJM ständig, da immer mehr Übertragungsnetzbetreiber integriert wurden (PJM Interconnection, März 2016).

3.2. Energiemarkt

Im folgenden Kapitel wird der Energiemarkt in der Region von PJM beschrieben⁴.

⁴Basierend auf dem Werk von PJM Interconnection: Energy & Ancillary Services Market Operations (PJM Interconnection, 2015). Andere Quellen sind dementsprechend angegeben.

3. Der PJM-Markt

Der Markt für elektrische Energie besteht aus zwei verschiedenen Märkten. Einen Echtzeitmarkt (Real-Time-Market) und einem Markt für den jeweiligen Folgetag (Day-Ahead-Market).

Am Day-Ahead-Market wird der Markträumungspreis (Clearing-Price⁵) stündlich für den nächsten Tag bestimmt. Als Grundlage für dessen Bestimmung werden geplante Energieangebote, geplante Energienachfrage und bilaterale Verträge verwendet. Die Energieverteilung und somit auch der Preis werden so bestimmt, dass minimale Kosten anfallen, gleichzeitig aber die Versorgungssicherheit und die Netzstabilität garantiert werden können.

Der Real-Time-Market ist ein Ausgleichsmarkt, an welchem für alle fünf Minuten der tatsächliche Marktpreis bestimmt wird. Zusätzlich zu den Geboten vom Day-Ahead-Market werden auch Gebote aus der Zeitperiode von 16:00 bis 18:00 des Vortags berücksichtigt. Der Preis wird anschließend aufgrund des realen, im System verfügbaren Energieangebot- und Nachfrage ermittelt. Dieser Preis gilt für all jene Marktteilnehmer, bei denen die tatsächliche Energiemenge von der geplanten abweicht.

In beiden Märkten wird der Preis nach dem System von Knotenpreisen (Locational Marginal Pricing, LMP) bestimmt. Der LMP ist als jener Preis für Energie definiert, welcher den Kosten für eine zusätzlich produzierte Energieeinheit⁶ am der jeweiligen Knoten entspricht und wird in Dollar pro Megawattstunde berechnet. Dieser Preis beinhaltet neben den Energiepreis auch die Kosten für die Übertragung, wobei die Netzauslastung berücksichtigt werden muss. Somit zahlt jeder Verbraucher den Preis für die Erzeugung und Lieferung der zusätzlichen Energie an seinen Knoten. In der PJM Region wird ein separater LMP an jeder Einspeisestelle und Entnahmestelle des Übertragungsnetzes, also an jedem Knoten, berechnet. Bestimmt wird der Preis durch jenes Angebot im Spotmarkt, welches zu den geringsten Kosten eine zusätzliche Energieeinheit an den jeweiligen Knoten liefern kann.

⁵ Der Clearing-Price bezeichnet jenen Preis der entsteht sobald die angebotene und die nachgefragte Menge gleich groß sind.

⁶ Auch als Grenzkosten bezeichnet

Durch dieses System des LMP wird ein Anreiz geboten neue Infrastruktur an jener Stelle zu errichten, an der sie benötigt werden. Weiter soll dadurch für ausreichend Engpassmanagement gesorgt werden. Bei einem Markt in dem überall derselbe Preis herrscht besteht nämlich kein Anreiz diesen zu beseitigen (Nacht, 2010).

3.3 Kapazitätsmarkt

Aufgrund des in Punkt 1.4 beschriebenen Missing-Money Problems, wurde in der PJM-Region eine zusätzliche Leistungsvergütung implementiert. Diese Vergütung wurde durch einen Kapazitätsmarkt realisiert.

3.3.1. Capacity Credit Market (CCM)

In diesem Abschnitt wird das Capacity Credit Model, kurz CCM, beschrieben⁷.

Das CCM wurde im Jahr 1999 in der PJM Region eingeführt. Dieses blieb bis zur Einführung des aktuellen Reliability Pricing Models (RPM), im Juni 2007, bestehen. Die Energieversorgungsunternehmen (Load Serving Entity, LSE) konnten in diesem System die benötigte Kapazität dabei durch folgende Wege beschaffen. Entweder durch Erwerb der Kapazität am CCM, durch bilaterale Verträge oder durch Eigenproduktion. Weiter konnten die LSEs ihren Kapazitätsbedarf durch Power Demand Side Management (PDSM) Programme reduzieren.

Am CCM wurde nun der Preis für die Kapazität durch Angebot und Nachfrage bestimmt. Kapazitäten welche durch bilaterale Verträge oder Eigenversorgung beschafft wurden, nahmen nicht am CCM teil. Die Kapazitätsauktionen wurden anschließend in verschiedenen Intervallen durchgeführt. Dabei gab es tägliche, monatliche und mehrmonatliche Versteigerungen. Somit konnten LSEs benötigte Kapazität am CCM besorgen, aber auch wieder verkaufen, falls diese nicht mehr benötigt wurden. Die Teilnahme an den Auktionen war dabei freiwillig (Frontier Economics, Formaet Service GmbH, 2013).

Die Nachfrage wurde im CCM folgendermaßen bestimmt. Zuerst ist die Spitzenlast durch Lastflusssimulationen bestimmt worden. Anschließend wurden jene Leistungen welche

⁷ Basierend auf dem Werk von Monitoring Analytics: 2006 State of the Market Report - Capacity Market (Monitoring Analytics, 2007). Andere Quellen sind dementsprechend angegeben.

3. Der PJM-Markt

bereits durch bilaterale Verträge sowie eigene Nachfrage gedeckt sind abgezogen und gewisse Sicherheitsfaktoren, wie Ausfallrate von Kraftwerken und Prognoseunsicherheiten miteinberechnet. Den Verbrauchern wurde dabei vorgeschrieben ihre benötigten Lasten im Vorhinein anzumelden, wodurch sich eine unelastische Nachfragekennlinie ergab.

Der CCM war so konstruiert, dass die angebotene Kapazitätsmenge nur geringfügig größer war als die nachgefragte (selbiges ist auch im später beschriebenen RPM der Fall). Dies resultiert daher, da jene Kapazitäten welche keinen Zuschlag bekommen, also rechts von der Nachfragekurve liegen, keine Zahlungen erhalten und somit vom Netz genommen werden.

Jeder Energieproduzent, welcher über mehr Erzeugungskapazität verfügt, als die Differenz zwischen gesamten Angebot und der Nachfrage, kann den Marktpreis (Market Clearing Price, MCP) aktiv steuern. In Abbildung 8 hat ein Energieversorger größere Erzeugungskapazitäten (blaue Angebotsblöcke). Nimmt er nun jenes Kraftwerk mit den niedrigeren Angebotspreis vom Netz, steigt der Marktpreis auf das Level des teureren Kraftwerks an.

Da das gesamte Angebot nur geringfügig größer ist als die Nachfrage, führte dies im CCM zu einer starken Marktmachtkonzentration. In 2006 war das überschüssige Angebot 9.531 MW, und es gab vier Anlagenbetreiber, welche über eine größere Erzeugungskapazität verfügten.

Von den täglichen Auktionen hatten 22,5% einen Herfindahl-Hirschman Index⁸ größer als 1.800. Bei den monatlichen und mehrmonatlichen Auktionen ergab sich sogar in 99,2% der Fälle ein HHI von über 1.800. Im Schnitt lagen die HHIs bei einem Wert von 3.611 wobei das Minimum bei 1.691, und das Maximum bei über 10.000 lag.

⁸Herfindahl-Hirschman Index, HHI: Der Index beschreibt die Marktmachtkonzentration. Dabei wird die Summe aller quadrierten Umsatzanteile der Unternehmen gebildet, und mit 10.000 multipliziert. Ab einem Wert von über 1800 wird von hoher Marktkonzentration ausgegangen.

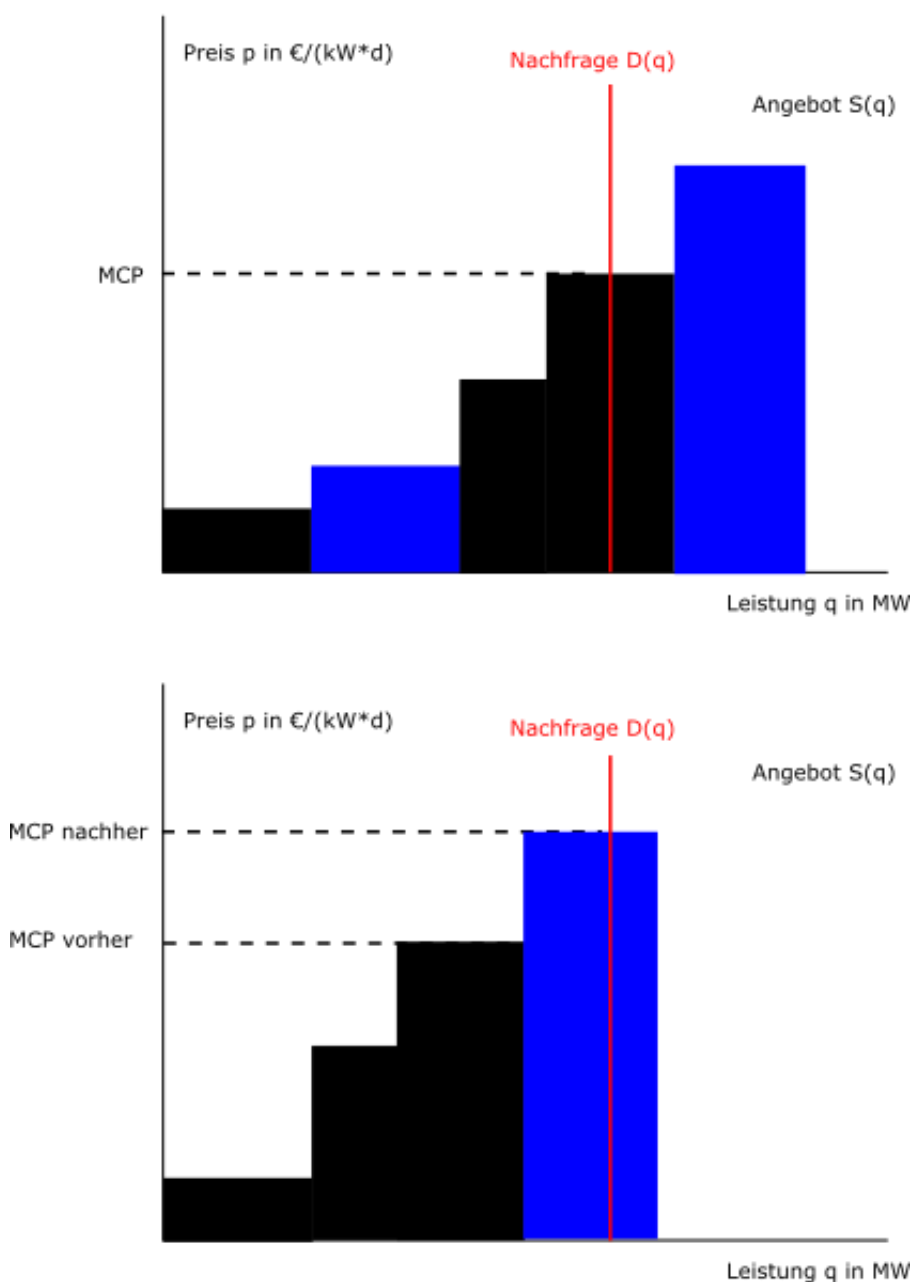


Abbildung 8: Schematische Darstellung der Marktmacht am CCM (oben: ursprüngliche Marktsituation, unten: Marktpreis nach dem stilllegen eines Kraftwerks mit niedrigem Angebotspreis) (Quelle: (Monitoring Analytics, 2007), eigene Darstellung)

Des Weiteren gab es im CCM auch eine Preisobergrenze. Diese war mit einer Strafzahlung gleichgesetzt, welche bei nichteinbringen der zugeschlagenen Kapazität fällig gewesen wäre. Aufgrund der vertikalen Nachfragefunktion und der hohen Marktmachtkonzentration pendelte der MCP im CCM häufig zwischen fast null und dem Maximalpreis (Frontier Economics, Formaet Service GmbH, 2013).

Ein weiterer Grund zur Abschaffung des CCM und somit der Einführung des RPM war die Kurzfristigkeit des ersteren. Anbieter konnten dabei mit kurzer Vorlaufzeit ihre Gebote aus dem Markt nehmen. Dies widerspricht den langen Vorlaufzeiten welche zur Anlagenerrichtung in der Elektrizitätswirtschaft benötigt werden.

Eine weitere negative Eigenschaft des CCM war der Mangel an regionaler Preissetzung. Im Gegensatz zum Energiemarkt, indem das Knotenpreissystem angewandt wird, wurde im Kapazitätsmarkt die gesamte PJM-Region als eine Preiszone betrachtet. Dadurch ergaben sich keine Anreize die Kraftwerke in jenen Gebieten zu erreichen, in denen auch die Kapazität benötigt wurden (Frontier Economics, Formaet Service GmbH, 2013).

3.3.2. Reliability Pricing Model

Das folgende Kapitel ist eine Erläuterung des Reliability Pricing Models (RPM). Beginnend mit einer Einführung, werden weiters Kapazitätsressourcen, Zonenbildung, Anbieter und Nachfrager, Auktionen, Capacity Transfer Rights sowie Zahlungen im RPM beschrieben⁹.

3.3.2.1. Einführung

Aufgrund der angeführten Probleme des CCM wurde in der PJM Region mit Juni 2007 das Reliability Pricing Model eingeführt.

Oberstes Ziel des RPM ist es die Versorgungssicherheit im gesamten System sicherzustellen. Die wichtigsten Elemente um dies zu erreichen sind dabei:

Regionale Preissignale:

Die PJM Region ist in mehrere Zonen (Locational Deliverability Area, LDA) unterteilt. Diese bekommen je nach Auslastung der Übertragungsleitungen einen eigenen Kapazitätspreis zugeteilt. Somit sollen Investitionen in jenen Gebieten getätigt werden, in denen die Kapazität benötigt wird.

Eine künstliche, variable Nachfragekurve:

Bei diesem Mechanismus wird die Nachfrage durch eine künstliche, variable Kurve beschrieben (Variable Resource Requirement, VRR). Dies soll die Preise an die verfügbare Kapazität anpassen.

⁹ Basierend auf dem Werk von PJM Interconnection: PJM Capacity Market (PJM Interconnection, 2015). Andere Quellen sind dementsprechend angegeben.

Verpflichtende Zusage zur Versorgung:

Die Auktionen finden im RPM drei Jahre im Voraus statt. Anbieter sind nach Zuschlag in der Auktion verpflichtet ihre Kapazität im gesamten Versorgungsjahr zu Verfügung zu stellen. Dies soll für die notwendige Planungssicherheit sorgen.

Schutzsystem für Versorgungssicherheit:

Im RPM gibt es aufgrund der langen Vorlaufdauer von drei Jahren, ein eigenes Schutzsystem (Reliability Backstop Mechanism). Dieses registriert mögliche Anzeichen von Versorgungsausfällen, welche entweder durch die RPM Auktion nicht gelöst wurden, oder erst nach der Auktion auftreten.

Neben dem RPM gibt es im PJM Markt für Energieversorger (Load Serving Entity, LSE) eine alternative Methode (Fixed Resource Requirement, FRR) um Kapazität zu beschaffen. LSEs haben mit der Teilnahme am FRR die Möglichkeit ihre Kapazität nicht über die Auktion sondern mittels bilaterale Verträge zu sichern. Teilnehmende Unternehmen müssen allerdings einen exakten Plan vorlegen, wieviel und zu welchem Preis sie ihre Kapazität erwerben.

Alle LSEs der PJM Region, welche im Versorgungsjahr (drei Jahre nach der ersten Auktion) Energie an die Endkunden verkaufen, müssen am RPM teilnehmen. Ausgenommen sind nur jene LSEs, deren Plan für die FRR Alternative von PJM genehmigt wurde.

Für die erste Auktion (Base Residual Auction, BRA) müssen nun alle LSEs ihre benötigte Kapazität anmelden. Anschließend kann gewählt werden, ob sie ihre Kapazität über den Markt, oder durch eigene Anlagen, oder durch bilaterale Verträge beschaffen. LSEs außerhalb der PJM Region können nur am RPM teilnehmen, falls ihre Kapazitäten in der vorangestellten Lastprognose von PJM berücksichtigt wurden.

Als Anbieter können in PJM Anlagenbetreiber von bestehenden und geplanten Kraftwerken, aber auch Betreiber von Power Demand Side Management (PDSM) Anlagen auftreten. Des Weiteren können Kapazitätsreduktionen durch Steigerung der Energieeffizienz oder Ausbau des Übertragungsnetzes am Markt anbieten.

Betreiber von Kraftwerken müssen entweder am RPM oder am FRR anbieten, und sind nur unter gewissen Auflagen dazu berechtigt Teile der Kapazität zu exportieren. Allen anderen Anbietern ist die Teilnahme am Markt freigestellt. Ausgenommen davon sind sogenannte

PRD (Price Responsive Demand) Provider. Darunter versteht man LSEs welche mit ihren Kunden PRD Verträge abgeschlossen haben. Für PRD-Provider ist die Teilnahme am PJM ebenfalls verpflichtend.

Das Ziel des RPM ist es, für Erzeuger und LSEs ein langfristiges Preissignal zu setzen. Dabei muss auch der Ausbau der Übertragungsleitungen (dazu gibt es den sogenannten Regional Transmission Expansion Planning Process, RTEPP) berücksichtigt werden.

Dazu gibt es im PJM folgende Mechanismen:

Base Residual Auction, BRA:

Die BRA ist die erste Kapazitätsauktion und wird immer im Mai, drei Jahre vor dem Versorgungsjahr (Versorgungsjahr startet mit dem 01. Juni und endet mit dem 31. Mai des Folgejahres) abgehalten. In der BRA werden die Menge und der Preis der Kapazitäten bestimmt, welche im Versorgungsjahr zur Verfügung gestellt werden müssen.

Incremental Auctions, IA:

In den folgenden Jahren nach der BRA, finden zumindest drei IAs statt. Hier werden Änderungen in Angebot und Verbrauch berücksichtigt, welche bei der BRA noch nicht bekannt waren. Beispielsweise die Verzögerung des Baus einer Übertragungsleitung kann zu einer Preiserhöhung in der vom Engpass betroffenen Zone führen.

Bilateral Market:

Wie bereits erwähnt können LSEs ihre Kapazität auch über bilaterale Verträge sichern. Des Weiteren ist der bilaterale Markt eine Möglichkeit für Energieversorger, welche sich zur Bereitstellung der Kapazität im Versorgungsjahr verpflichtet haben aber voraussichtlich nicht liefern können, sich mit der benötigten Kapazität einzudecken.

3.3.2.2. Kapazitätsressourcen

PJM hat das Ziel jene Menge an Kapazität zu bestimmen, welche dazu benützt wird um den prognostizierten Lastfluss im Versorgungsjahr zu decken. Die benötigte Kapazität wird dabei für ein Zehnjahresintervall bestimmt. Dabei werden Unsicherheiten im Lastflussmodell, sowie mögliche Versorgungsausfälle berücksichtigt.

Installed Reserve Margin, IRM:

Die Versorgungssicherheit wird mittels des sogenannten Installed Reserve Margin (IRM) erreicht. Im IRM ist eine Reserve an installierter Leistung enthalten, um eventuelle Versorgungsausfälle auszugleichen. Dabei wird von einem Versorgungsausfall von einem Tag in zehn Jahren ausgegangen.

Spitzenlastprognose:

PJM benutzt zur Berechnung der benötigten Leistung eine Spitzenlastprognose. Diese wird jährlich durchgeführt, und anschließend zur Berechnung des sogenannten Reliability Requirement (RelReq) benötigt. Dieses drückt jene Leistung aus, mit welcher die Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Des Weiteren wird die Lastprognose zur Berechnung von weiteren Auktionsparametern wie beispielsweise der zum Zeitpunkt der Spitzenlast übertragenen Leistung (Capacity Emergency Transfer Objective, CETO) und der maximalen übertragbaren Leistung (Capacity Emergency Transfer Limit, CETL), benötigt. Auf diese wird später noch genauer eingegangen.

Equivalent Demand Forced Outage Rate, EFORD:

Erzwungene Kraftwerksausfälle werden durch die sogenannten Equivalent Demand Forced Outage Rate (EFORD) ausgedrückt. Dabei wird die Wahrscheinlichkeit berechnet, dass ein erzwungener Kraftwerksausfall zu jener Zeit auftritt in der das Kraftwerk benötigt wird. Für den durchschnittlichen EFORD werden alle Kraftwerke über einen fünf-Jahreszeitraum, gewichtet nach Kraftwerkstyp, gemittelt. Bei der Bestimmung werden allerdings nur Ausfälle berücksichtigt, welche unter der Kontrolle des Managements liegen.

3.3.2.3. Zonenbildung

Bei der Bestimmung des IRM wird davon ausgegangen, dass jede Last an einem beliebigen Knoten im System von jedem Kraftwerk zur Verfügung gestellt werden kann. D. h. die Berechnung wird unter der Vereinfachung durchgeführt, dass es zu keinen Netzengpässen kommt. Um diese zu berücksichtigen, wird eine Lastflussanalyse durchgeführt. In dieser ist die gesamte PJM Region in mehrere Zonen unterteilt.

Im ersten Schritt in der Lastflussanalyse ist die Bestimmung des Capacity Emergency Transfer Objective (CETO). Das CETO wird durch die Summe der benötigten

Importleistungen in die jeweilige LDA berechnet, unter der Annahme, dass maximal ein Versorgungsausfall in 25 Jahren in der LDA auftreten darf.

Im nächsten Schritt wird das Importlimit in jede LDA bestimmt. Dabei werden auch Leitungen berücksichtigt, welche eine Spannungsebene von über 500 kV besitzen und sich bereits im Planungsprozess (Regional Transmission Expansion Plan) befinden. Übersteigt das CETO das CETL, d. h. es wird mehr Importleistung benötigt als verfügbar ist, werden neue Übertragungsleitungen in den RTEPP aufgenommen. Reicht die Zeitspanne, zum Errichten der neuen Leitung nicht aus, so wird die LDA als engpassbehaftet angesehen.

Mittlerweile ist die PJM Region in 27 LDAs eingeteilt, wobei in der jährlichen Lastflussberechnung ermittelt wird ob jene LDA als eingeschränkt¹⁰ betrachtet wird, oder nicht. Ist das CETL weniger als das 1,15 fache des CETO, so wird die Zone als engpassbehaftet betrachtet. Jede engpassbehaftete LDA bekommt einen eigenen Marktpreis für Erzeugungskapazitäten, welcher höher ist als der Preis im restlichen Gebiet. Bestimmte LDAs werden von PJM im Vorhinein als engpassbehaftet betrachtet, unabhängig von der Lastflussberechnung. Dies geschieht aus Gründen von mangelnder Versorgungssicherheit in der Vergangenheit.

Weist eine LDA in zwei aufeinanderfolgenden BRAs einen höheren Preis als die Kernzone¹¹ auf und es sind auch keine Neuinvestitionen geplant, so wird von PJM eine neue Übertragungsleitung in den RTEPP aufgenommen. Dadurch liegt kein Engpass mehr vor und der Preis in der LDA ist gleich dem in der restlichen Region. Dies geschieht allerdings nur, wenn sich der Bau der neuen Übertragungsleitung gegenüber dem höheren Kapazitätspreis in zehn Jahren rentiert. Die Kosten für das neue Projekt tragen alle LSEs, welche Energie in die engpassbehaftete Zone liefern.

Die oben beschriebene Lastflussberechnung wird auch für Energieexporte in Regionen, welche sich außerhalb von PJM befinden, durchgeführt. Dadurch kann auch die maximale Exportleistung berechnet werden. Liegt ein solcher externer Engpass vor, so wird der Marktpreis in der externen Zone gegenüber der Kernzone herabgesetzt.

¹⁰ Eingeschränkt oder engpassbehaftet wird im englischen Original als „constrained“ bezeichnet und bedeutet in diesem Zusammenhang dass in der LDA ein Engpass vorliegt.

¹¹ Kernzone wird hier jenes zusammenhängende Gebiet bezeichnet, in welchem kein Engpass vorliegt. Im englischen Original wird dieses Gebiet als RTO-Zone (Regional Transmission Organisation) bezeichnet.

3.3.2.4. Kapazitätsmenge

Die künstliche Nachfragekurve im PJM Markt wird anhand des RelReq berechnet. Dieses beschreibt die angestrebte Kapazitätsmenge, so dass die Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Dabei wird zwischen installierter (Installed Capacity, ICAP) und ungezwungener Kapazität (Unforced Capacity, UCAP) unterschieden. ICAP ist jene installierte Leistung welche zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast verfügbar ist. Bei UCAP hingegen sind zusätzlich Ausfallswahrscheinlichkeiten der Kraftwerke und des Netzes miteinberechnet.

Je nachdem ob nun eine LDA engpassbehaftet ist oder nicht, wird das RelReq auf verschiedene Arten berechnet.

RelReq Kernzone:

In der PJM Region ohne Engpass wird als Basis für das RelReq die benötigte Leistung der Region, laut Lastflussberechnung, verwendet. Von zusätzlich zu dieser Leistung werden die Faktoren IRM und EFORD miteinbezogen (siehe Kapitel 3.3.2.2.). Von dieser nun in UCAP-Termen ermittelten Last, wird noch jene Kapazität abgezogen, welche nicht durch das RPM sondern das FRR bezogen wird.

$$\text{RelReq}_{\text{RTO}} = ((\text{Spitzenlast in RTO}) \cdot (1 + \text{IRM}) \cdot (1 - \text{EFORD})) - \sum \text{FRR Kapazitäten} \quad (1)$$

Dabei ist zu beachten dass die Ausfallsrate der Kraftwerke EFORD abgezogen wird, da hier nur jene Ausfälle berücksichtigt werden welche unter Einfluss des Managements liegen. Kraftwerksausfälle durch externe Einflüsse werden bereits durch das IRM berücksichtigt.

RelReq engpassbehaftete LDAs:

In allen engpassbehafteten LDAs ist die Grundlage für das RelReq jene Leistung in UCAP Termen, welche durch alle Kraftwerke in der jeweiligen Zone erzeugt werden kann. Zusätzlich wird jene Kapazität berücksichtigt, welche über alle Übertragungsleitungen in die Zone eingeführt wird.

Wie bei der Berechnung des RelReq für die restliche Zone werden auch hier jene Lasten abgezogen, welche nicht durch das RPM sondern das FRR beschafft werden.

$$\text{RelReq}_{\text{LDA}} = (\text{Interne Kapazität}) + \text{CETO} - \left(\sum \text{Interne FRR Kapazitäten} \right) \quad (2)$$

3.3.2.5. Nachfrager im PJM Markt

In der BRA wird der Kapazitätspreis durch den Schnittpunkt aus Angebot und Nachfragekurve bestimmt. Die Angebotskurve wird anhand des oben ermittelten Reliability Requirement im Vorhinein bestimmt.

Die Angebotskurve wird in PJM als Variable Resource Requirement (VRR) Kurve bezeichnet. Sie wird durch eine Schar von Punkten beschrieben, welche durch Preis und Menge eindeutig definiert sind.

Die VRR Kurve ist so definiert, dass bei niedrigem Angebot ein hoher Preis für die Kapazitäten bezahlt wird, wodurch ein Anreiz für neue Investitionen geschaffen werden soll. Ist das Angebot allerdings größer als die angestrebte Kapazitätsmenge, so fällt der Preis. Die Kosten die durch den Kapazitätsmarkt anfallen, werden von den LSEs getragen. Ist das Angebot an Erzeugungskapazitäten größer als die angestrebte Kapazitätsmenge, fällt im RPM der Preis (im Gegensatz zum früheren CCM) nicht sofort auf null. Gründe dafür sind eventuelle Prognoseunsicherheiten, Vermeidung von Marktmacht sowie die Erhöhung der Planungssicherheit für die Erzeuger.

In PJM wird für jede engpassbehaftete LDA, sowie für die restliche PJM Region eine eigene VRR Kurve bestimmt. Grundlagen dafür sind die in Punkt 3.3.2.4. bestimmten angestrebten Kapazitätsmengen (Reliability Requirement). Des Weiteren sind noch folgende Parameter notwendig, welche ebenso für die gemeinsame RTO-Zone sowie jede LDA bestimmt werden:

Cost of New Entry, CONE:

Der brutto CONE beschreibt die Kosten eines neu zu errichtenden Kraftwerks. Als Referenz dient dabei ein Gasturbinenkraftwerk mit zwei Turbinen. Die Berechnung wird nach dem Open Access Transmission Tariff (OATT) bestimmt.

Für die Berechnung des brutto CONE ist die PJM Region in vier Zonen unterteilt worden. Der CONE für die Kernzone ergibt sich aus dem Durchschnitt aller vier berechneten CONEs.

Net Energy and Ancillary Services, EA&S:

Die EA&S beschreibt jene Deckungsbeiträge, welche die Energieerzeuger aus dem Energiemarkt und Nebeneinkünften erzielen. Da die Erlöse aus dem Kapazitätsmarkt dazu

dienen um die Fixkosten der Energieerzeuger abzudecken, muss der angestrebte Kapazitätspreis somit, um die Deckungsbeiträge aus dem Energiemarkt, niedriger angesetzt werden. Andernfalls würden die Erzeuger jene Erlöse doppelt bezahlt bekommen.

Die EA&S werden für jede LDA sowie für die restliche Region separat ermittelt. Zur Berechnung werden Deckungsbeiträge aus dem Energiemarkt einer Referenzanlage, über die Dauer von drei Jahren gemittelt. In diese Berechnung fließen durchschnittliche stündliche Strompreise, sowie mittlere tägliche Gaspreise ein. Dabei wird das Referenzkraftwerk als Spitzenlastkraftwerk eingesetzt. Dies bedeutet, dass nur Energieerlöse erzielt werden wenn sich ein Einsatz des Kraftwerks zur Hochlastzeit (08:00 Uhr bis 23:00) für mindesten zwei Stunden am Stück rentiert.

Neben den Deckungsbeiträgen aus dem Energiemarkt werden auch Erlöse aus sonstigen Leistungen bestimmt. Dabei gelten wie bei der Berechnung des CONE die Bestimmungen nach dem OATT.

Net Cost of New Entry, Net CONE:

Um nun den Nettowert des CONE zu bestimmen werden vom brutto CONE die EA&S Erlöse abgezogen. Dieser wird ebenfalls für jede eingeschränkte LDA sowie für die restliche RTO Region separat berechnet.

VRR-Kurve:

Die Variable Resource Requirement Kurve wird nun durch mehrere Punkte, in denen Preis und Menge vorgegeben sind, bestimmt. In Abbildung 9 werden diese als (a), (b) und (c) bezeichnet.

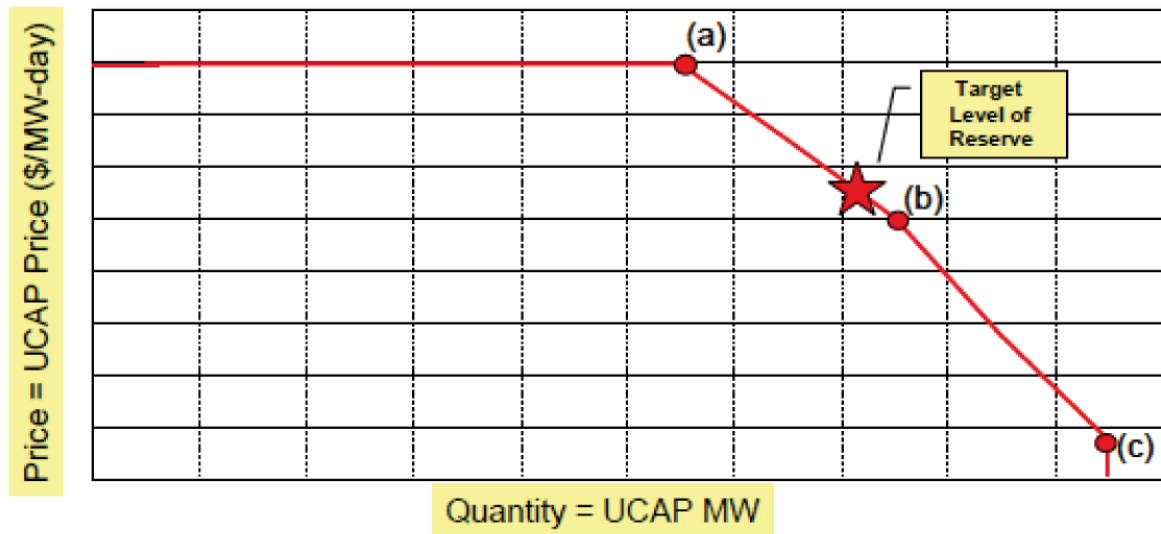


Abbildung 9: Schematische Darstellung der VRR Kurve (Quelle: (PJM Interconnection, 2015))

Zur Berechnung der Punkte werden folgende Formeln verwendet.

Preis und Menge in Punkt (a):

Der Preis wird durch das Maximum aus CONE oder dem 1,5 fachen Net Cone, dividiert durch eins minus der durchschnittlichen EFORD der gesamten PJM Region, bestimmt.

$$P_a = \frac{\max(\text{CONE} \text{ oder } 1,5(\text{CONE-EA\&S}))}{1 - \text{EFORD}} \quad (3)$$

Die Menge wird durch das vorher bestimmte Reliability Requirement und den IRM ermittelt. Des Weiteren wird das Niveau an kurzfristig erzeugbarer Leistung miteinbezogen.

$$Q_a = \text{RelReq} \frac{(1 + \text{IRM} - 0,03)}{1 + \text{IRM}} - \text{kurzfristig erzeugbare Leistung} \quad (4)$$

Die Formeln für die Punkte (b) und (c) sind grundsätzlich gleich aufgebaut, allerdings sind die Faktoren anders gewählt.

$$P_b = \frac{1,0(\text{CONE-EA\&S})}{1 - \text{EFORD}} \quad (5)$$

$$Q_b = \text{RelReq} \frac{(1 + \text{IRM} + 0,01)}{1 + \text{IRM}} - \text{kurzfristig erzeugbare Leistung} \quad (6)$$

$$P_c = \frac{0,2(\text{CONE-EA\&S})}{1 - \text{EFORD}} \quad (7)$$

$$Q_c = \text{RelReq} \frac{(1 + \text{IRM} + 0,05)}{1 + \text{IRM}} - \text{kurzfristig erzeugbare Leistung} \quad (8)$$

Die VRR Kurve wird ab dem Versorgungsjahr 2018/2019 leicht angepasst. So wird zum Beispiel der Preis im Punkt (c) mit null definiert. Auch die Faktoren in den Gleichungen wurden angepasst. Diese Anpassungen werden von PJM spätestens alle vier Jahre durchgeführt, welche neben der VRR Kurve auch die Bestimmung von CONE und EA&S betreffen.

Die nun erstellte Angebotskurve wird weiter um die Menge an Price Responsive Demand nach links verschoben. Dabei wird jene Menge an PRD berücksichtigt, welche von PJM für das Versorgungsjahr prognostiziert und genehmigt wurde. Auf die genaue Definition von PRD wird im folgenden Abschnitt genauer eingegangen.

Die vorangegangene Berechnung gilt für die BRA, für jede Incremental Auction wird die Nachfragekurve anhand von aktuellen Daten aus den Lastflussberechnungen neu erstellt.

Price Responsive Demand:

Die Einführung von Smart-Meter führte zu einem Anstieg der Elastizität der Nachfragekurve. Dies ist nicht nur am Einzelhandels-, sondern auch am Großhandelsmarkt merkbar. Die Abhängigkeit der Nachfrage vom Energiepreis wird als Price Responsive Demand (PRD) bezeichnet. Die Nachfragekurve ist somit anhand der Energiepreise im Vorhinein berechenbar. Im Hochlastfall steigen normalerweise die Preise, was somit auch einen Rückgang der Nachfrage zur Folge hat. Somit sinkt auch die erforderliche Erzeugungskapazität.

Im PJM Markt treten als PRD Marktteilnehmer meistens LSEs auf, welche ihren Kunden PRD zur Verfügung stellen. Diese müssen für jedes Versorgungsjahr einen Plan darlegen, wieviel Leistung an PRD sie zu Verfügung stellen können. Alle Unternehmen deren Preis für PRD niedriger als der vermutliche Kapazitätspreis ist, werden für die Auktion berücksichtigt. Die Bereitstellung von PRD ist danach verpflichtend, kann aber unter den LSEs bilateral gehandelt werden. Kommen sie ihrer Verpflichtung nicht nach sind Strafzahlungen fällig. Dabei wird zwischen Normallast und Hochlast (Maximal Emergency Service Level, MESL) unterschieden. Das MESL entspricht jener Leistung, auf die der Verbrauch in einer Notfallsituation reduziert wird.

Für das Versorgungsjahr 2018/2019 liegt das Maximum an gesamter PRD Leistung in der PJM Region bei 4.000MW. Ist die gesamte angebotene PRD Leistung größer, werden die Zuschläge so verteilt, dass sich für die Region die größte Wirtschaftlichkeit ergibt. D. h. alle Zonen sollen nach Möglichkeit ausgelastet sein. In den folgenden Versorgungsjahren wird die Regelung des Limits für PRD aufgehoben.

3.3.2.6. Anbieter im PJM Markt

Im RPM wird der Marktpreis für Erzeugungskapazitäten aus dem Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurven bestimmt. Die künstliche Nachfragekurve wird dabei, wie im vorherigen Kapitel beschrieben, berechnet. Die Angebotsfunktion hingegen besteht aus den, nach dem Kapazitätspreis geordneten, Geboten der Kapazitätsanbieter. Deren Kapazitätsressourcen können aus Erzeugungskapazität, Lastmanagement, Energieeffizienzsteigerung oder Übertragungsnetzausbau bestehen.

Erzeugungskapazitäten:

Erzeugungskapazitäten können durch existierenden oder geplanten Kraftwerken sowie durch bilaterale Verträge beschafft werden. Diese müssen an der BRA für das jeweilige Versorgungsjahr teilnehmen, ansonsten ist auch kein Gebot in den IA möglich. Des Weiteren dürfen Kraftwerke welche an der FRR-Alternative teilnehmen nicht am RPM anbieten. Kraftwerke außerhalb der PJM Region dürfen nur unter bestimmten Auflagen an den Auktionen teilnehmen. Beispielsweise muss eine verbindliche Übertragungsleitung vom Kraftwerk zum Netz von PJM garantiert werden. Weiter muss der Betreiber garantieren, dass die Energie sowie die Erzeugungskapazität des Kraftwerks ausschließlich PJM zur Verfügung steht. Externe Erzeugungseinheiten werden in den Auktionen so behandelt als gehören sie zur PJM Kernzone, nicht aber zu den LDAs.

Am RPM können auch geplante Kraftwerke teilnehmen, wenn das Kraftwerk vor dem Start des Versorgungsjahres fertiggestellt wird. Da neue Kraftwerke keine Ausfallstatistik vorweisen können, wird die EFORD hier anhand des mittleren EFORD des jeweiligen Kraftwerkstyps definiert.

Lastmanagement:

Als Lastmanagement wird die Fähigkeit bezeichnet, Last zu reduzieren. Dies kann entweder manuell durch den Kunden, oder automatisch durch den Energieversorger

(Direct Load Control) geschehen. Lastmanagement wird in den Auktionen als Demand Resource (DR) angeboten.

Dabei wird zwischen drei Arten unterschieden.

Direct Load Control (DLC):

Dieses Lastmanagement ist direkt vom Energieversorger gesteuert. Normalerweise wird dies bei Boilern und zentralen Klimaanlage verwendet.

Firm Service Level (FSL):

Bei FSL muss der Endkunde seine Last so weit reduzieren, dass nur noch eine vorher definierte Leistung benötigt wird.

Guaranteed Load Drop (GLD):

Hier reduziert der Kunde seine Last um ein vorher bestimmtes Level. Typischerweise wird dies erreicht, indem der Kunde seine Energie durch eigene Produktion selbst erzeugt, oder seinen Verbrauch stark einschränkt.

Nachdem ein Lastmanagementevent von PJM ausgerufen wird, haben Teilnehmer maximal zwei Stunden Zeit um ihre Last zu reduzieren.

Im RPM können bestehende und geplante Lastmanagementprogramme anbieten. Als Anbieter treten Energieversorger auf, welche mit ihren Kunden Verträge über das Lastmanagement vorweisen. Dabei wird weiter zwischen folgenden Demand Response Programmen unterschieden:

Limited DR:

Die Limited DR steht den Lastmanagementprogramm zwischen Juni und September für mindestens 10 Einsätze zur Verfügung. Die Lastreduktionen finden dabei für mindestens sechs Stunden, zwischen 12:00 Uhr und 20:00 Uhr, an Wochentagen statt.

Extended Summer DR:

Diese Lastreduktion steht PJM für eine unlimitierte Anzahl an Einsätzen zwischen Juni und Oktober sowie im Mai des Folgejahres zur Verfügung. Dabei dauern die Reduktionen mindestens zehn Stunden, zwischen 10:00 Uhr und 22:00 Uhr.

Annual DR:

Die Annual DR tritt für mindestens zehn Stunden zwischen 10:00 Uhr und 22:00 Uhr, in den Monaten Juni bis Oktober sowie im folgenden Mai auf. Im restlichen Jahr ist der minimale Einsatz von 06:00 Uhr bis 21:00 Uhr.

Die angebotene Menge an DR Ressourcen wird von PJM, anhand der Art des Lastmanagements bestimmt. Die Gesamtmenge an reduzierbarer Last wird als Load Reduction Capability bezeichnet, und wird für Situationen benötigt in denen die Versorgungssicherheit gefährdet ist. Die Load Reduction Capability beinhaltet keine Lastreduktionen welche bereits geplant sind.

Energieeffizienzsteigerungen:

Unter Energieeffizienzsteigerungen versteht man die Erneuerung von Equipment und Geräten, welche eine höhere Effizienz aufweisen. Die neue Ressource muss eine permanente Reduktion des elektrischen Energieverbrauches nach sich ziehen. Die Ressource wird somit im gesamten Versorgungsjahr unterbrechungsfrei eingesetzt. Dabei darf die Steigerung der Energieeffizienz nicht bereits in der Lastflussberechnung, zur Bestimmung des Reliability Requirement, berücksichtigt werden.

Im RPM können sowohl bestehende als auch geplante Effizienzsteigerungen anbieten, allerdings für maximal vier aufeinanderfolgende Jahre.

Qualifizierter Übertragungsnetzausbau:

Darunter versteht man den Zubau von Übertragungsleitungen, um die maximale Importkapazität, in eine engpassbehaftete LDA zu erhöhen. Der Ausbau muss den Standards des PJM Regional Transmission Expansion Planning Process (RTEPP) entsprechen.

Wenn ein geplanter Übertragungsnetzausbau nicht bis zum Start des Versorgungsjahres fertiggestellt wird, so muss der Anbieter für entsprechende Ersatzkapazität in der engpassbehafteten Zone sorgen.

Als Zahlung erhalten die Anbieter die Differenz des Marktpreises in den LDAs, zwischen welchen die Leitung gebaut wird, multipliziert mit jener Leistung für welche sie den

Zuschlag in der Auktion bekamen. Eine bereits fertiggestellte Übertragungsleitung ist berechtigt in zukünftigen RPM Auktionen weiter anzubieten.

Bilaterale Transaktionen:

Unter bilaterale Transaktionen werden hier der Handel von Erzeugungskapazitäten zwischen Käufer und Verkäufer verstanden. Diese können bei PJM angemeldet werden, womit sich die Teilnehmer verpflichten PJM zu entschädigen falls ihre Geschäftspartner die geforderte Leistung nicht erfüllen. Um den bilateralen Handel zu erleichtern werden von PJM Kapazitätspreise in den verschiedenen Regionen bekanntgegeben.

Bilaterale Transaktionen welche vor der BRA gehandelt werden, nehmen an der Auktion mit einem Kapazitätspreis von 0 \$ pro MW und Tag teil. Der Verkäufer erhält anschließend den nach der Auktion ermittelten Kapazitätspreis, und ist dafür für die Bereitstellung der Kapazität im Versorgungsjahr verantwortlich.

Es ist auch möglich Erzeugungskapazitäten in Gebiete außerhalb der PJM Region zu transferieren. Dazu sind allerdings Auflagen erforderlich, welche von PJM überprüft werden, z.B. eine dauerhafte Übertragungskapazität in das externe Gebiet.

Credit Requirement

Durch das PJM Credit Requirement sollen geplante Kapazitäten und geplanter Ausbau von Übertragungsleitungen gefördert werden. Diese Zusatzleistung kann allerdings nicht von bereits bestehenden Kapazitätsressourcen und LSEs in Anspruch genommen werden. Die Höhe der Zahlungen richtet sich dabei nach einer fixen Auktionsrate (Auction Credit Rate) multipliziert mit der Leistung in MW, für welche in der jeweiligen Auktion der Zuschlag getätigt wurde, und einem Ausgleichsfaktor (Credit Adjustment Factor).

Auktionsrate (Auction Credit Rate):

Bevor die Ergebnisse der BRA bekannt sind beträgt der Auktionspreis das 0.3 fache des vermuteten NET CONEs für das jeweilige Versorgungsjahr. Mindestens allerdings 20 \$ pro MW und Tag.

Sind die Preise der BRA bereits bekannt, so ist der Auktionsrate das 0.2 fache des Kapazitätspreises der BRA.

Ausgleichsfaktor (Credit Adjustment Factor):

Die Höhe des Ausgleichsfaktors hängt vom Fortschritt des jeweiligen Projekts ab. Demand Resources haben einen Faktor von $(1-x)$ wobei x die durch PJM bestätigte, aktuelle Leistung der Anlage, dividiert durch die geplante Gesamtleistung der Anlage ist. Selbiges gilt für Energieeffizienz Ressourcen.

Für geplante Erzeugungskapazitäten und qualifizierten Übertragungsnetzausbau ist der Ausgleichsfaktor 0,5 solange das Kraftwerk bzw. die Übertragungsleitung noch nicht im Einsatz ist.

3.3.2.7. Auktionen

Im Reliability Pricing Model finden mehrere Auktionen statt, mit dem Ziel die notwendige Kapazität (in UCAP MW) für das jeweilige Versorgungsjahr zur Verfügung zu stellen.

Base Residual Auction, BRA:

An der BRA für das Versorgungsjahr können bestehende und geplante Ressourcen sowie qualifizierter Übertragungsnetzausbau anbieten. Bestehende Erzeugungskapazitäten welche nicht an der BRA teilnehmen, dürfen somit auch nicht an den folgenden IAs teilnehmen. Als bestehend werden dabei jene Kraftwerke bezeichnet, welche entweder bereits Energie liefern, oder bereits an Auktionen für frühere Versorgungsjahre teilgenommen haben. Ausgenommen sind davon jene Ressourcen, welche eine Kapazitätsveränderung (Modification) vor der IA angemeldet haben.

Ressourcen müssen in der BRA ein Angebot, bestehend aus Menge in MW und Preis in \$ pro MW und Tag angeben. Die kleinste Angebotseinheit beträgt dabei 0,1 MW.

Der Auktionspreis wird anschließend von einem Algorithmus bestimmt, welcher die gesamten Kapazitätserzeugungskosten minimiert. Dabei sind die VRR-Kurve, die Kapazitätsangebote sowie lokale Netzbeschränkungen bekannt. Der Kapazitätspreis wird für jede LDA eigens ermittelt und besteht somit aus einem Preis für die zusammenhängende PJM Kernregion (RTO Zone) und aus einem Zusatzpreis für die jeweilige engpassbehaftete Zone.

Falls sich kein Schnittpunkt zwischen Angebots- und Nachfragefunktion ergibt, wird die Angebotsfunktion vertikal erweitert, bis sich ein Schnittpunkt einstellt.

Incremental Auction, IA:

Incremental Auctions werden dazu verwendet um eventuelle Prognoseschwankungen in Angebot und Nachfrage auszugleichen. Standardmäßig werden für jedes Versorgungsjahr drei (20, 10 und 3 Monate vor dem jeweiligen Versorgungsjahr) IAs abgehalten. Zusätzliche IAs können durch Verzögerung beim Bau einer Übertragungsleitung, sowie bei Versorgungsproblemen einberufen werden. An einer IA dürfen nur geplante Ressourcen (Erzeugungskapazitäten, Energieeffizienzsteigerung und Lastreduktion) teilnehmen welche zur Zeit der BRA noch kein Angebot darlegen konnten. Des Weiteren können existierende Ressourcen teilnehmen, deren Leistung in einer vorherigen Auktion bereits angeboten wurde, aber keinen Zuschlag erhielt. Qualifizierter Übertragungsnetzausbau kann nur an der BRA teilnehmen, nicht aber an den IAs.

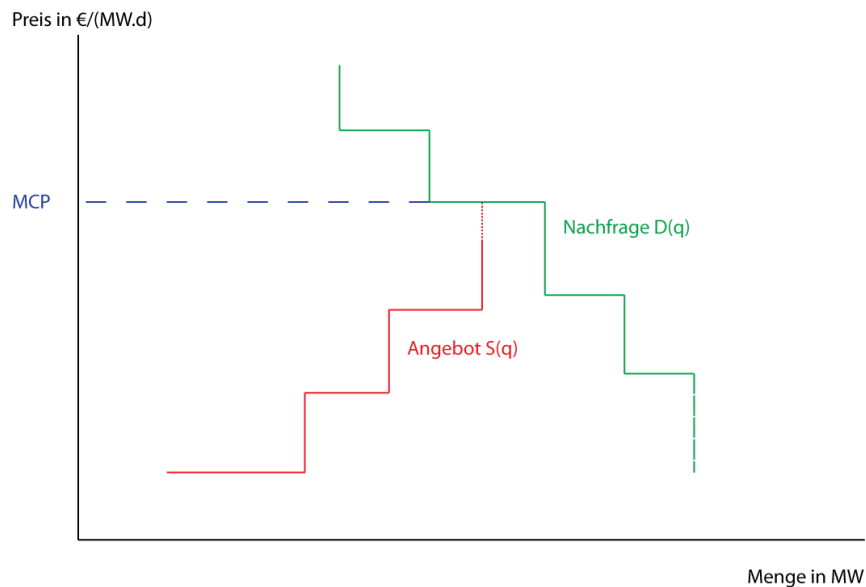


Abbildung 10: Marktpreisbildung in einer IA bei erweiterter Angebotsfunktion (Quelle: (PJM Interconnection, 2015), eigene Darstellung)

Der Markträumungspreis (MCP) ergibt sich bei den IAs wieder aus Schnittpunkt aus Angebots- und Nachfragekurve. Die Nachfragekurve ist im Gegensatz zur BRA nicht eine VRR Kurve, sondern eine Funktion von Kaufangeboten.

Falls sich kein Schnittpunkt aus Angebot und Nachfragekurve ergibt werden diese vertikal erweitert (Abbildung 10 und Abbildung 11).

Ergibt sich trotzdem kein Schnittpunkt wird der Preis wie bei der BRA durch einen kostenminimierenden Algorithmus bestimmt, unter der Bedingung, dass die notwendige Menge erreicht wird.

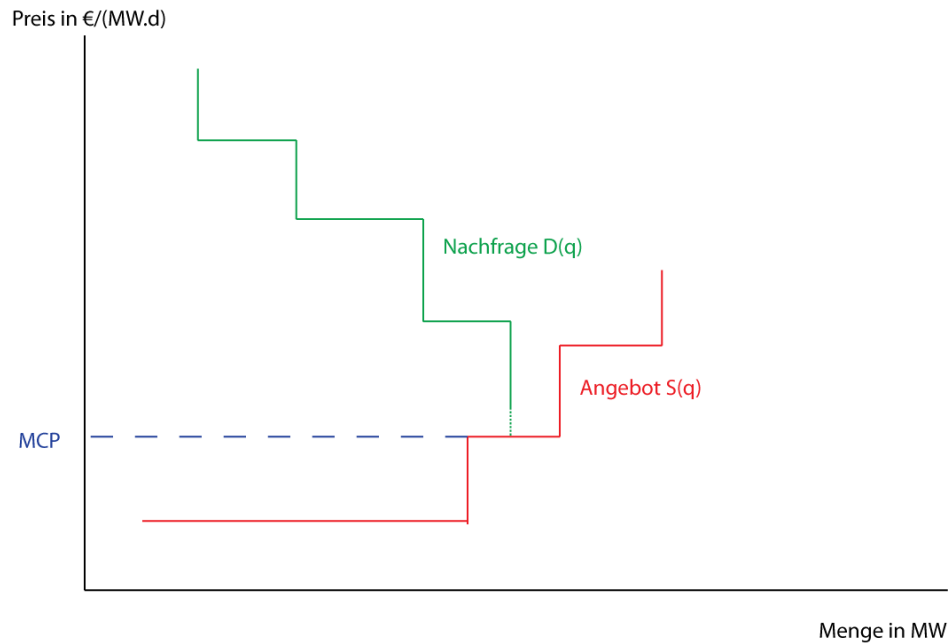


Abbildung 11: Marktpreisbildung in einer IA bei erweiterter Nachfragefunktion (Quelle: (PJM Interconnection, 2015), eigene Darstellung)

New Entry Pricing:

New Entry Pricing ist ein zusätzlicher Anreiz, für neue Kraftwerke, deren Leistung ein signifikantes Potential gegenüber der Gesamtleistung in der jeweiligen LDA aufweist. Somit würde die Chance bestehen dass durch das neue Kraftwerk der Kapazitätspreis in der LDA fällt. In diesem Fall würde das Kraftwerk ihre Erlöse aus der ersten BRA für zwei weitere Jahre bekommen.

Um diese Zusatzleistung zu erhalten muss der Kraftwerksbetreiber folgende Voraussetzungen erfüllen:

- Die neue Kapazität verschiebt die Gesamtleistung in der jeweiligen LDA von einem Preis-Mengen-Punkt, in welchem die Menge unter dem Reliability Requirement der LDA liegt, zu einem Punkt an dem der Preis maximal 40% vom Net CONE, dividiert durch $(1-EFORd)$, entspricht.

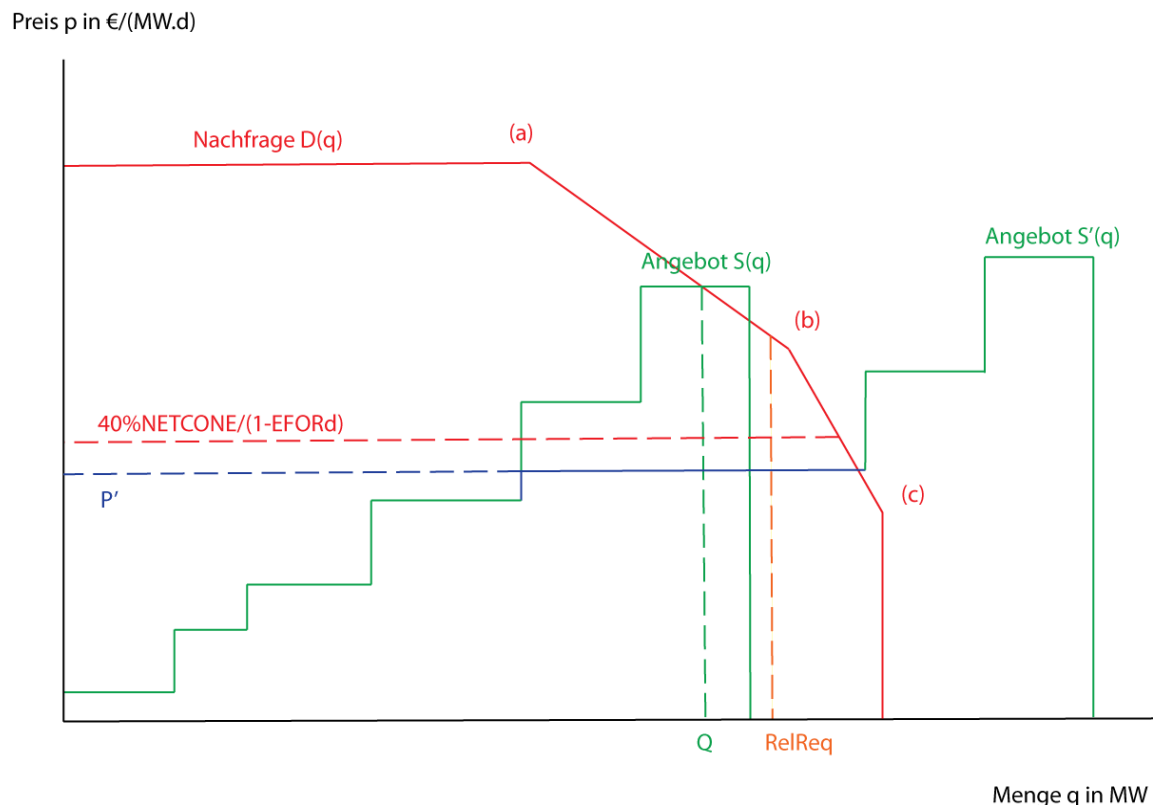


Abbildung 12: Schematische Darstellung der Preis-Mengen Änderung durch New Entry Pricing (Quelle: (PJM Interconnection, 2015), eigene Darstellung)

In Abbildung 12 ist vor der Kapazitätserweiterung (in Blau gezeichnet) die Leistung Q kleiner als das RelReq. Durch die Neuinvestition sinkt der Preis P' unter das geforderte Level.

In den folgenden zwei BRAs darf die Kapazität maximal zum selben Preis wie in der ersten BRA, oder zu 90% vom Net CONE der ersten BRA angeboten werden.

Jede LDA in der sich ein Kraftwerk mit New Entry Pricing befindet, bleibt für die gesamten drei Jahre eine engpassbehaftete LDA. Die Ergebnisse der Lastflussberechnung haben darauf keinen Einfluss.

Angebots Cap:

Der Angebotspreis in den Auktionen ist nach oben hin reguliert. Der maximale Preis darf daher nicht höher sein als der Net CONE der jeweiligen LDA, in der sich die Ressource befindet, multipliziert mit einem sogenannten Balancing Ratio. Dieses wird von PJM je nach LDA und Ressource bekanntgegeben und lag für das Versorgungsjahr 2019/2020 für existierende Kraftwerke bei 0,81. Anlagenbetreiber können auch um eine Erhöhung dieser

Angebotsobergrenze ansuchen. Dazu müssen sie PJM Daten wie Opportunitätskosten und Ausfallsrate übermitteln.

Die Angebotsobergrenze gilt nur für existierende und geplante Kraftwerke, nicht aber Lastreduktionen und Energieeffizienzsteigerungen (FERC, 2010).

Minimum Offer Price Rule, MOPR:

Die MOPR soll dafür sorgen, dass alle Angebote auf wettbewerblicher Basis durchgeführt werden und somit Marktmissbrauch verhindert wird. Betroffen von dieser Regel sind alle Gas sowie Gas- und Dampfkraftwerke welche über eine Mindestleistung von 20 MW verfügen, oder eine Kapazitätserweiterung von mindestens 20 MW durchführen. Ausgeschlossen von der MOPR sind somit alle anderen Kapazitätsressourcen sowie Kraftwerke welche zur Eigenproduktion verwendet werden.

Die Höhe des Mindestangebots richtet sich dabei nach dem MOPR Floor Offer Price, welcher den netto Kosten je nach Anlagenklasse entspricht, und von FERC¹² vorgegeben wird (FERC, 2010).

	MOPR Floor Price			
	\$/ (MW-Jahr)			
Zone	CONE Area 1	CONE Area 2	CONE Area 3	CONE Area 4
CT	132.200	130.300	128.900	130.300
CC	185.700	176.000	172.600	179.400
IGCT	582.042	558.486	547.240	537.306

Tabelle 1: MOPR Floor Price für verschiedene Anlagentypen (CT: combustion turbine, CC: combined cycle, IGCC: integrated gasification combined cycle) und CONE Areas für das Versorgungsjahr 18/19. Angaben in \$ pro MW und Jahr (Quelle: (PJM Interconnection, 2015), eigene Darstellung).

Weitere Verpflichtungen:

Alle Energieerzeugungsanlagen, welche am PJM Kapazitätsmarkt teilnehmen, müssen auch am PJM Energiemarkt anbieten. Alle Demand Resources sind verpflichtet an einen Programm für Versorgungssicherheit (Emergency Load Response Program) teilzunehmen, und in einer Notfallsituation ihre Last reduzieren.

¹² FERC steht für Federal Energy Regulatory Commission, also die Regulierungsbehörde in den USA.

3.3.2.8. Capacity Transfer Rights

Ziel von den Capacity Transfer Rights (CTR) ist es den ökonomischen Wert der Energieimporte in eine engpassbehaftete LDA darzustellen. Wie bereits erwähnt wird der Kapazitätspreis für jede LDA sowie für das restliche RTO Gebiet separat berechnet. In der engpassbehafteten LDA herrscht, durch das niedrigere Level an verfügbarer Kapazität, normalerweise ein höherer Preis als im restlichen, zusammenhängenden Gebiet.

Die benötigte Kapazität in der LDA wird allerdings auch durch Ressourcen bereitgestellt, welche sich außerhalb der LDA befinden. Diese Ressourcen bekommen durch die Auktion einen niedrigeren Kapazitätspreis bezahlt. Somit fallen auch für die LSEs in der engpassbehafteten LDA höhere Abgaben haben. Dies wird durch die CTRs ausgeglichen.

Ein neuer PJM Marktteilnehmer kann unter Umständen dazu verpflichtet werden, einen qualifizierten Übertragungsnetzausbau durchzuführen. Dieser bekommt dafür sogenannte Incremental CTRs (ICTRs). Als Alternative dazu kann der Ausbau auch an der BRA teilnehmen, wodurch Auktionserlöse erstattet werden.

Die Gesamtmenge an CTR für jede engpassbehaftete LDA errechnet aus der importierten Leistung (in UCAP MW) abzüglich der ICTRs und der zusätzlichen Importleistung durch einen eventuellen Übertragungsnetzausbau. Der Ökonomische Wert (in \$ pro Tag) wird durch die durchschnittliche positive Kapazitätspreisdifferenz (zwischen exportierender und importierender LDA) multipliziert mit der CTR Menge in MW bestimmt. CTR sind nur für ein Jahr anwendbar und werden auf täglicher Basis verrechnet.

ICTRs hingegen bleiben dreißig Jahre lang bestehen, oder bei kürzerer Lebensdauer der Übertragungsleitung bis zu ihrer Stilllegung. Auch bei den ICTRs richtet sich der ökonomische Wert nach der Preisdifferenz multipliziert mit der neuen Übertragungsleistung.

CTRs als auch ICTRs können nach der Vergabe bilateral gehandelt werden.

3.3.2.9. Zahlungen:

Da Unternehmen, welche einen Zuschlag in den Auktionen erhalten, sich zur Bereitstellung der Leistung verpflichten, gibt es bei Nichteinhaltung eine Reihe von Strafzahlungen.

Peak-Hour Period Availability Charge:

Können Energieerzeuger zu bestimmten Spitzenlastzeiten ihrer Leistungsverpflichtung nicht nachkommen, werden Strafzahlungen fällig. Diese richten sich nach dem Leistungsdefizit in MW multipliziert mit dem durchschnittlichen Kapazitätspreis, welchen die jeweilige Anlage in den Auktionen erzielte. Diese werden täglich bewertet, aber erst nach dem Abschluss des Versorgungsjahres verrechnet.

Capacity Resource Deficiency Charge:

Diese wird im Falle nicht bereitgestellter Leistung (auch in off-peak Zeiten) verrechnet. Die Höhe wird durch das Leistungsdefizit in MW multipliziert mit dem 0,2 fachen des durchschnittlichen Kapazitätspreises, mindestens aber 20\$ pro MW und Tag. Die Zahlung wird täglich bewertet und anschließend wöchentlich verrechnet.

Transmission Upgrade Delay Penalty Charge:

Diese wird fällig sobald sich der Ausbau der Übertragungsleitung verzögert. Die Höhe ist vom Maximum aus Preisdifferenz zwischen den LDAs und der Differenz aus Net CONE und Kapazitätspreis der importierenden LDA abhängig. Berechnet wird die Strafe nach dem täglichen Leistungsdefizit.

Generation Resource Rating Test Failure Charge:

Diese Strafzahlung ist abhängig von jenem Leistungsdefizit, welches durch von PJM durchgeführte Tests bestimmt wurde. Der relative Preis richtet sich auch hier nach dem 0,2 fachen des erhaltenen Kapazitätspreises, mindestens aber 20\$ pro Tag und MW. Auch diese Strafzahlung wird täglich bewertet.

Peak Season Maintenance Compliance Penalty Charge:

Kommt es während einer bestimmten Spitzenlastperiode (zwischen 24. und 36. Kalenderwoche) zu Wartungsarbeiten und geplanten Kraftwerksausfällen, welche PJM nicht mitgeteilt werden, wird von den Kraftwerksbetreibern diese Zahlung eingefordert. Auch hier ist der relative Preis das 0,2 fache des Kapazitätspreises aus den Auktionen, mindestens 20 \$ pro Tag und MW. Auch diese Zahlung wird anhand des täglichen Leistungsmangels bewertet.

Diese Strafe gilt für alle konventionellen Kraftwerkstypen, nicht aber für Wasser-, Wind- und Solarenergien.

Load Management Test Failure Charge:

Falls DR Ressourcen ihrer zugesagten Lastreduktion in bestimmten Lastmanagementtests nicht nachkommen können, wird diese Zahlung fällig. Die Höhe richtet sich nach der versäumten Lastreduktion in speziellen Tests, multipliziert mit dem 0,2 fachen des erhaltenen Kapazitätspreises, mindestens 20\$ pro Tag und MW.

Demand Resource Compliance Penalty Charge:

Diese Strafzahlung besteht für registrierte DR Ressourcen, falls sie bei bestimmten Lastmanagementevents ihre zugesagte Leitungsreduktion nicht erbringen können. Die Höhe richtet sich nach dem Zeitpunkt (on-peak oder off-peak) und der Anzahl der Lastmanagementevents im Versorgungsjahr.

Locational Reliability Charge:

Diese Zahlung wird von allen LSEs in der Höhe ihrer benötigten Leistung (in UCAP MW) multipliziert mit dem Markträumungspreis des Kapazitätsmarktes getätigt. Der Kapazitätspreis ist dabei von der zugehörigen LDA abhängig.

Diese Zahlungen werden anhand der täglichen Leistung, für das gesamte Versorgungsjahr verrechnet.

Auction Credits and Charges:

Jeder Energieversorger, welcher in einer RPM Auktion einen Zuschlag für sein Kapazitätsangebot bekommt, erhält dafür entweder Auction Credits (für BRA) oder Auction Charges (für IAs). Diese werden anhand des Markträumungspreises der jeweiligen LDA (Resource Clearing Price), multipliziert mit der jeweiligen Kapazitätsmenge, bestimmt. Diese Zahlungen werden täglich kalkuliert und für ein Versorgungsjahr garantiert.

Capacity Transfer Rights Credit:

Wie bereits in erwähnt erhalten LSEs in engpassbehafteten Gebieten, aufgrund des höheren lokalen Kapazitätspreises, Zahlungen. Die Höhe der CTR Credits lässt sich durch die CTRs multipliziert mit der CTR Settlement Rate berechnen. Die CTR Settlement Rate beschreibt den Prozentsatz der CTR Credits, welche sich in Besitz von LSEs befinden.

CTR Credits werden für im Versorgungsjahr täglich kalkuliert und wöchentlich verrechnet.

Capacity Export Charges and Credits:

Unternehmen, welche Energie von einer LDA in eine andere exportieren, erzielen Erlöse aufgrund des unterschiedlichen Kapazitätspreises. Sie dürfen allerdings davon nur einen Teil behalten.

Die restlichen Erlöse erhalten die LSEs in der importierenden LDA in Abhängigkeit von ihrer jeweilig benötigten Kapazität, für welche sie Locational Reliability Charge bezahlen.

PRD Commitment Compliance Penalty & Credits:

Diese Strafzahlung fällt für alle PRD Anbieter an, welche ihrer zugesagten Lastreduktion nicht nachkommen. Sie richtet sich nach der verfehlten Lastreduktion in MW multipliziert mit dem 0,2 fachen des durchschnittlichen Kapazitätspreis in der jeweiligen Zone (mindestens allerdings 20 \$ pro MW und Tag).

PRD Maximum Emergency Event Compliance Penalty & Credits:

Diese Strafe betrifft Anbieter von PRD, sollten sie während eines von PJM ausgerufenen Notfallevents die geforderte Lastreduktion nicht durchführen können. Die Höhe der Strafe richtet sich auch hier nach der versäumten Lastreduktion (in UCAP MW) sowie dem 0,2 fachen des mittleren Kapazitätspreises, mindestens allerdings 20 \$/(MW-Tag).

PRD Test Failure Charges & Credits:

Fallen Lastmanagement Tests von PRD Anbietern negativ aus, so wird diese Zahlung verlangt. Die Höhe richtet sich auch hier nach der nicht erfüllten Lastreduktion in MW.

LSE PRD Credit:

Alle LSEs, welche als PRD Anbieter registriert sind, erhalten diese Zahlungen auf täglicher Basis. Die Höhe richtet sich hier nach den eingesparten MW multipliziert mit dem Kapazitätspreis und einem Faktor in welchem unter anderem die Spitzenlast der jeweiligen LDA berücksichtigt wird.

3.3.3. Fixed Resource Requirement (FRR) Alternative

Im folgendem wird auf die Fixed Resource Requirement (FRR) Alternative eingegangen. Dabei werden nach einer Einführung, der Kapazitätsplan, die Engpässe sowie die Verkaufsbestimmungen beschrieben¹³.

Die FRR Alternative ist eine Option für alle LSEs nicht am RPM teilnehmen zu müssen. Solche LSEs müssen einen Kapazitätsplan vorlegen, wobei ihre benötigte Leistung und der erwartete Leistungszuwachs dargelegt werden. LSEs und Energieerzeuger welche an der FRR Alternative teilnehmen zahlen keine Beiträge, bzw. erhalten keine Zahlungen aus dem RPM. Die Teilnahme an FRR dauert dabei mindestens fünf aufeinanderfolgende Jahre. Die Erklärung an PJM, nicht am RPM sondern an der FRR Alternative teilnehmen zu wollen muss dabei mindestens zwei Monate vor der BRA des ersten Versorgungsjahres stattfinden.

Nachdem sich die LSEs für die FRR Alternative registriert haben, wird die gesamte Region in FRR Zonen aufgeteilt. In jeder Zone ist dabei nur ein LSE für die Elektrizitätsversorgung verantwortlich. Anschließend wird für jede Zone die benötigte Leistung, analog zum RPM, berechnet. Falls sich die benötigte Leistung im Laufe der Jahre überproportional stark ändert, ist der jeweilige Energieversorger selbst für deren Beschaffung verantwortlich. Dies kann über eigene Kraftwerke aber auch über das RPM geschehen.

3.3.3.1. Kapazitätsplan

Jeder Energieversorger welcher an der FRR Alternative teilnehmen will, muss einen Kapazitätsplan erstellen. In diesem werden der tägliche Kapazitätsbedarf, vorhandene Erzeugungskapazitäten sowie eventuelle zum Verkauf bestimmten Überkapazitäten dargelegt. Der Kapazitätsplan dient dazu um die benötigte Erzeugungskapazität in jeder Zone langfristig sicherzustellen. Wird der Plan von PJM nicht genehmigt, kann der Energieversorger nicht an der FRR Alternative teilnehmen.

Jeder Energieversorger muss den Plan jährlich, einen Monat vor der BRA, aktualisieren und somit sicherstellen dass die Kapazität für das folgende Jahr gesichert ist. Kann die benötigte Kapazität während des Versorgungsjahres trotz genehmigten Kapazitätsplan

¹³ Basierend auf dem Werk von PJM Interconnection: PJM Capacity Market (PJM Interconnection, 2015). Andere Quellen sind dementsprechend angegeben.

nicht zur Verfügung gestellt werden, wird eine Strafzahlung fällig. Die FRR Commitment Insufficiency Charge wird in der Höhe des doppelten brutto CONE (in \$ pro MW und Jahr) multipliziert mit dem Mangel an Leistung (in MW) in Rechnung gestellt.

Der Kapazitätsplan darf keine Ressourcen enthalten, welche bereits im RPM angeboten wurden und einen verbindlichen Zuschlag erhalten haben. Des Weiteren müssen alle Ressourcen der FRR Alternative auch am Energiemarkt von PJM anbieten.

Für das Ressource Portfolio der LSEs kommen dieselben Ressourcen wie im RPM in Frage.

3.3.3.2. Engpässe

Wie im RPM können auch bei der FRR Alternative Netzengpässe auftreten. Bei einem Engpass ist die Leistungszuführung aus anderen Regionen beschränkt, dadurch darf die in der LDA bereitgestellte Leistung ein Minimum nicht unterschreiten. Daher wird für jede LDA ein minimaler Prozentsatz an interner Leistung festgelegt, welcher von den jeweiligen LSEs im Kapazitätsplan berücksichtigt werden muss.

3.3.3.3. Verkaufsbestimmungen

Wenn LSEs bei der Erstellung ihres Kapazitätsplans Überkapazitäten angemeldet haben, ist es ihnen möglich diese bilateral oder in RPM Auktionen zu verkaufen. Wurden sie nicht im Kapazitätsplan berücksichtigt, so ist nur ein Verkauf an FRR Teilnehmer sowie externe Abnehmer möglich.

An Teilnehmer des RPM dürfen maximal ein Viertel der gesamten Leistung (UCAP MW), maximal aber 1300 MW veräußert werden.

4. Bewertung des PJM Marktes

Aufgrund von Kriterien, welcher ein Kapazitätsmarkt erfüllen sollte, wird der Mechanismus des PJM Marktes im folgendem Bewertet.

4.1. Vollkostendeckung:

Der nächste Abschnitt ist eine Auswertung von Daten, wobei erläutert wird, wie gut sich die Vollkosten unterschiedlicher Kraftwerkstypen refinanzieren. Dabei wird auf Gaskraftwerke, GuD Anlagen, Kohle-, Öl-, Nuklear-, und Windkraftwerke sowie Photovoltaikanlagen eingegangen¹⁴.

Theoretisch sollten die variablen Kosten durch den Energiemarkt, die fixen Kosten hingegen durch den Kapazitätsmarkt abgedeckt werden. Im praktischen Modell erhalten alle Technologien allerdings einen einheitlichen Preis für Energie und auch einen für Kapazität. Da Grundlastkraftwerke in der Regel höhere Fixkosten und niedrigere Variable Kosten aufweisen ist die verursachungsgerechte Kostenerstattung nicht gegeben. Die Deckungsbeiträge aus dem Energiemarkt werden zwar bei der Berechnung des Zielpreises des Kapazitätsmarktes abgezogen, allerdings wird dabei von den Deckungsbeiträgen einer Gasturbine ausgegangen. Dies kommt daher, da gerade Spitzenlastkraftwerke Probleme haben ihre Vollkosten durch den reinen Energiemarkt zu decken. Die Deckungsbeiträge der Spitzenlastkraftwerke fallen niedriger aus als die der Grundlastkraftwerke (Süßenbacher W. , 2011).

Jahr	Vollkosten (Amortisationsdauer 20 Jahre)						
	\$/ (MW-Jahr)						
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Gaskraftwerk	128.705	131.044	110.589	113.027	109.731	108.613	111.639
GuD Anlage	173.174	175.250	153.682	155.294	150.654	146.443	146.300
Kohlekraftwerk	446.550	465.455	473.835	480.662	491.240	504.050	517.017
Ölkraftwerk	153.143	153.143	153.143	153.143	153.143	161.746	170.500
Nuklearkraftwerk	801.100	801.100	801.100	801.100	801.100	880.770	935.659
Windkraftwerk				196.186	196.186	198.033	202.874
Photovoltaikanlage				394.855	263.824	236.289	234.151

Tabelle 2: Stromgestehungskosten je Kraftwerkstyp (in \$ pro MW und Jahr) (Quelle: (Monitoring Analytics, 2016), eigene Darstellung)

¹⁴Basierend auf dem Werk von Monitoring Analytics: 2015 State of the market report for PJM (Monitoring Analytics, 2016). Andere Quellen sind dementsprechend angegeben.

4. Bewertung des PJM Marktes

Tabelle 2 zeigt die Entwicklung der Stromgestehungskosten je Kraftwerkstyp seit 2009. Bei Photovoltaik- und Windkraftanlagen wurden dabei Förderungen für erneuerbare Energien miteinberechnet. Bei den Vollkosten wird von einer Amortisationsdauer von 20 Jahren ausgegangen.

Im Folgenden wird auf die Vollkostendeckung der verschiedenen Kraftwerkstypen der PJM Region in den letzten Jahren eingegangen.

4.1.1. Neues Gaskraftwerk

Bei der Bestimmung der Erlöse aus dem Energiemarkt wird bei Gaskraftwerken von einer Einschaltdauer zu profitablen Zeiten, von mindestens vier Stunden am Stück, ausgegangen. Die Startkosten der Anlage werden mitberücksichtigt. Da dies eine theoretische Berechnung ist, wird von einem Gaskraftwerk mit einer Leistung von 641,2 MW mit Rauchgasreinigung ausgegangen. Die Kosten für die Schadstoffentstehung werden miteinberechnet.

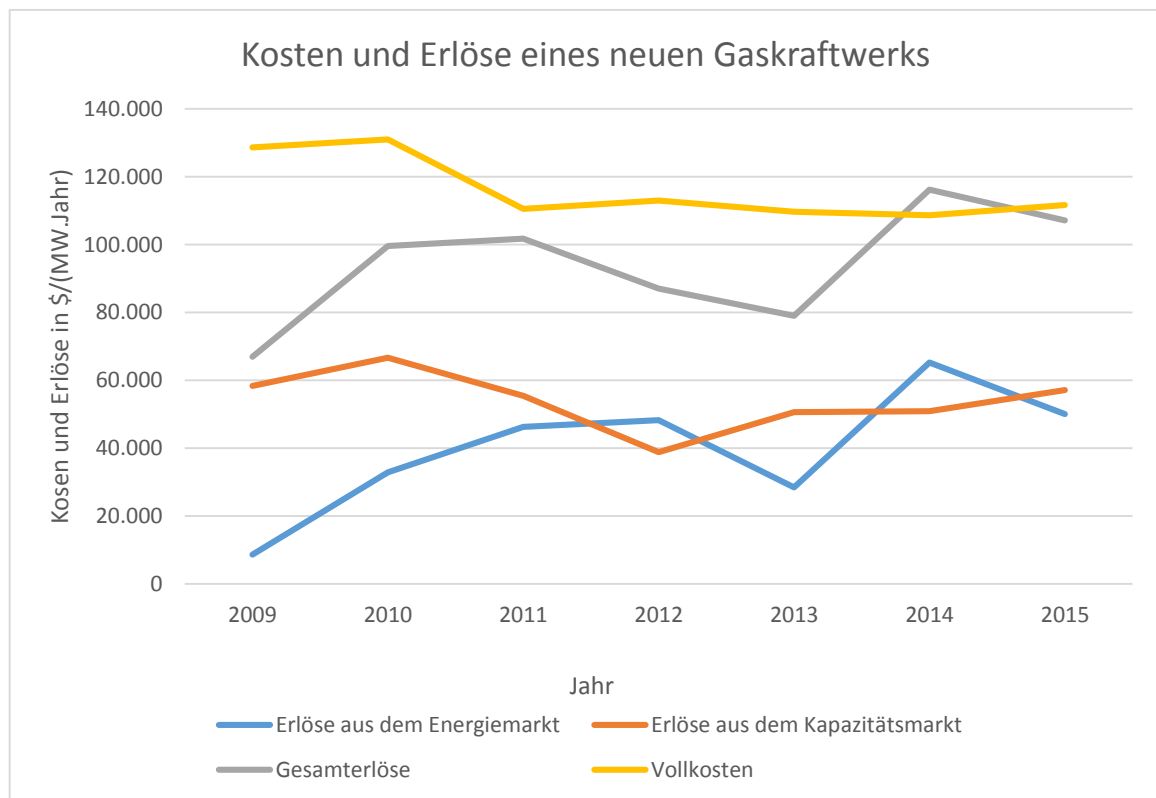


Abbildung 13: Kosten und Erlöse eines neuen Gaskraftwerkes in der PJM Region (Basierend auf den Daten von: (Monitoring Analytics, 2016))

Wie in Abbildung 13 ersichtlich sind die Erlöse dabei von den Brennstoffkosten sowie den Stromkosten abhängig, und unterliegen starken Schwankungen.

Die gesamten Stromgestehungskosten konnten im Jahr 2015 durch die Gesamterlöse zu 96% gedeckt werden. Hier gibt es allerdings starke Schwankungen je nach Standort des Kraftwerks. So konnten beispielsweise in der LDA „ComEd“ die Kosten nur zu 56%, in der LDA „PENELEC“ allerdings zu 152%, gedeckt werden (Abbildung 14).

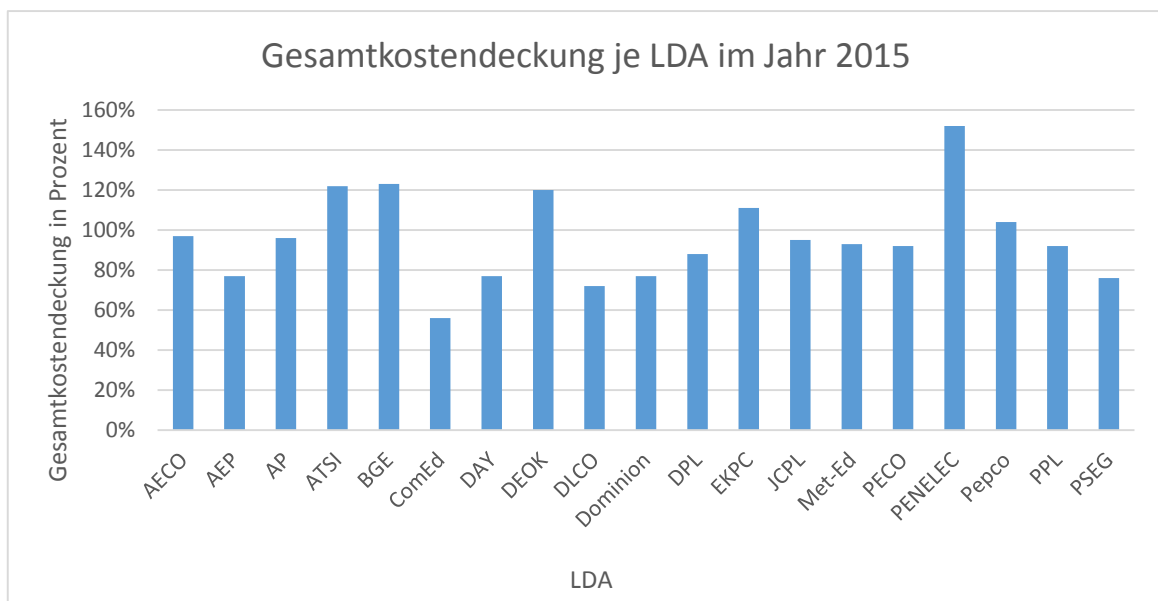


Abbildung 14: Deckung der Gesamtkosten der Gaskraftwerke in den verschiedenen LDAs (Basierend auf den Daten von: (Monitoring Analytics, 2016))

4.1.2. Neue GuD Anlage

Die Erlöse aus dem Energiemarkt wurden bei Gas und Dampf Kombikraftwerken theoretisch ermittelt. Dabei wird von einer Anlage mit einer Leistung von 971,4 MW mit Rauchgasreinigung ausgegangen. Die Kosten für die Schadstoffentstehung werden ebenso berücksichtigt wie die Anfahrtskosten. Die Erlöse werden aufgrund von profitablen Einschaltzeiten am Day-Ahead-Market berechnet. Dabei wird von mindestens acht Betriebsstunden am Stück ausgegangen.

Wie in Abbildung 15 ersichtlich unterliegen auch bei GuD Anlagen die Erlöse aus beiden Märkten starken Schwankungen. Allerdings ist, aufgrund desselben Brennstofftyps, eine Korrelation mit den Erlösen der Gaskraftwerke ersichtlich (Abbildung 13).

4. Bewertung des PJM Marktes

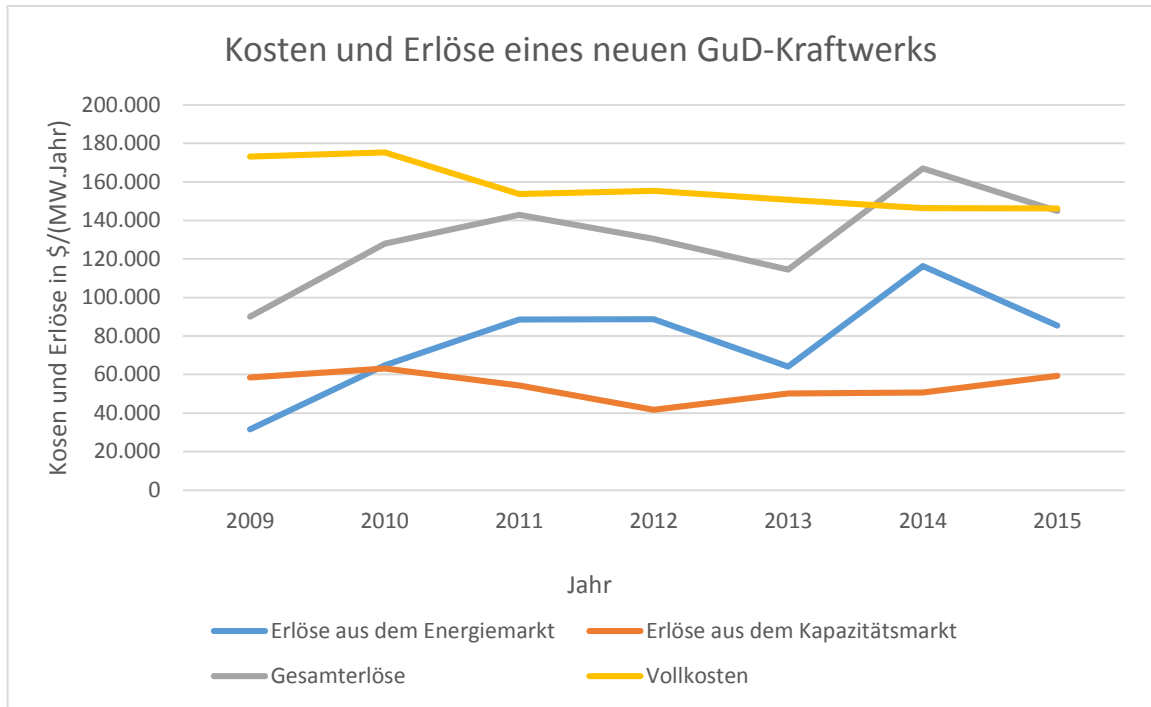


Abbildung 15: Kosten und Erlöse von neuen GuD Anlagen in der PJM Region (Basierend auf den Daten von: (Monitoring Analytics, 2016))

Die gesamten Stromgestehungskosten konnten durch die Gesamterlöse zu 99% gedeckt werden. Auch hier gab es starke Schwankungen je nach Standort des Kraftwerks (Abbildung 16).

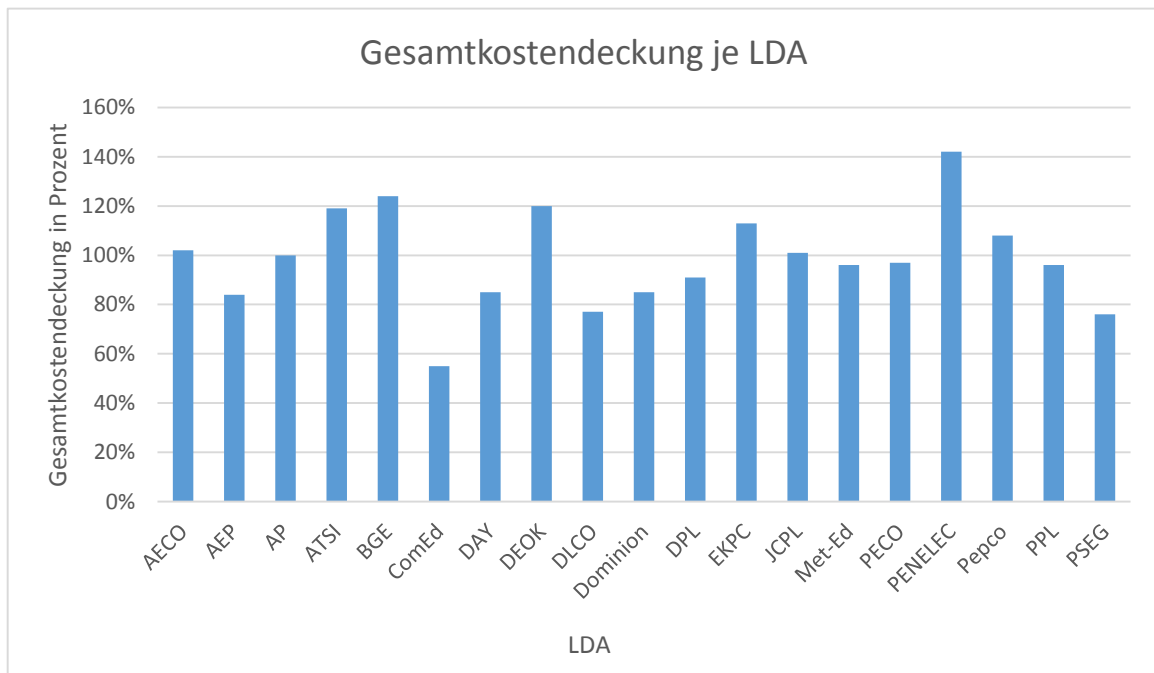


Abbildung 16: Grad der Gesamtkostendeckung in den letzten Jahren bei GuD Anlagen (Basierend auf den Daten von: (Monitoring Analytics, 2016))

Aufgrund vom selben Brennstofftyp und somit ähnlichen variablen Kosten verhalten sich Gas- und GuD Kombikraftwerke bei den Kosten, aber auch den Erlösen sehr ähnlich.

Bei beiden Kraftwerkstypen ist die Gesamtkostendeckung von den Schwankungen der Erlöse aus dem Energiemarkt abhängig. Während die Erlöse aus dem Kapazitätsmarkt eher konstant blieben.

In der gesamten PJM Region wurden die Stromgestehungskosten für ein neues Kraftwerk im Jahr 2015 gut gedeckt. In den einzelnen Zonen unterliegt die Gesamtkostendeckung allerdings starken Schwankungen.

4.1.3. Neues Kohlekraftwerk

Bei Kohlekraftwerken werden die Erlöse mit einem theoretischen Kraftwerk, mit einer Leistung von 600MW sowie eine Rauchgasreinigungsanlage ermittelt. Des Weiteren werden die Kosten der Schadstoffentstehung mitberücksichtigt.

Das Kraftwerk bietet nun am Day-Ahead-Market an, wobei die minimale Betriebsdauer 24 Stunden beträgt, um die Anfahrkosten zu refinanzieren.

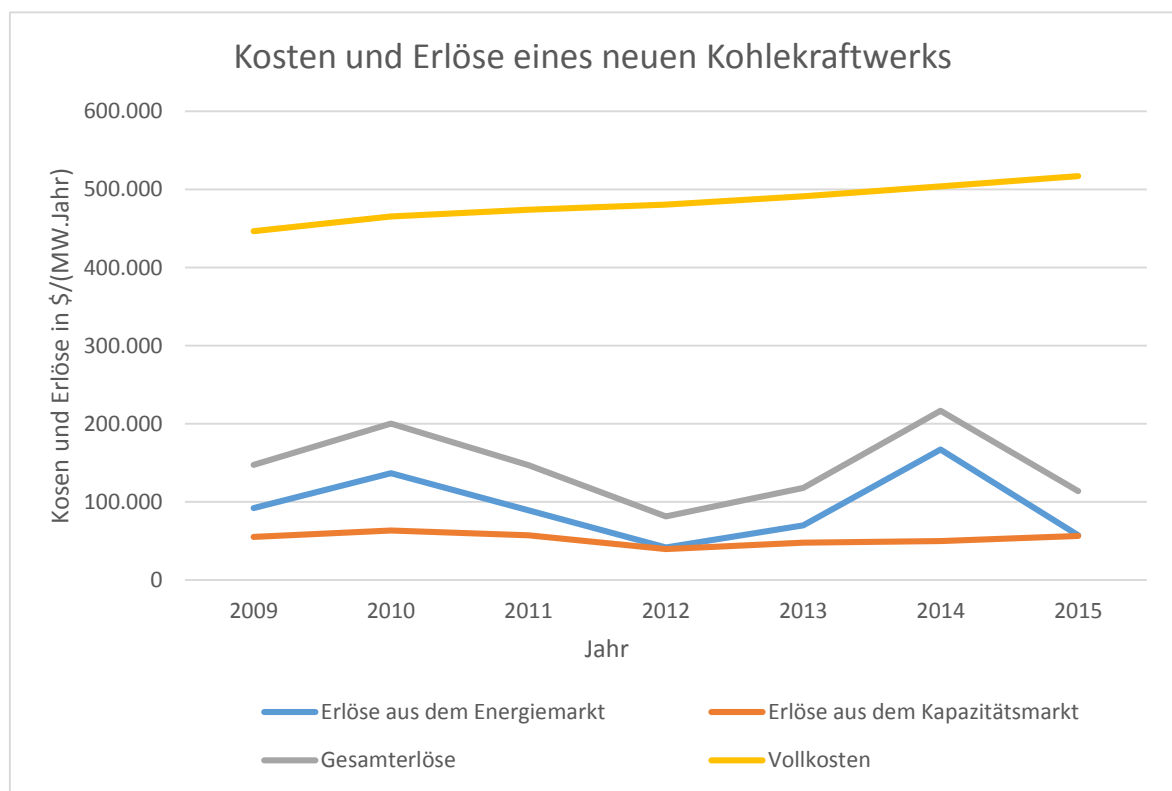


Abbildung 17: Kosten und Erlöse von neuen Kohlekraftwerken in der PJM Region (Basierend auf den Daten von: (Monitoring Analytics, 2016))

4. Bewertung des PJM Marktes

Die Erlöse aus dem Energiemarkt bei Kohlekraftwerken unterliegen Schwankungen, trotz des relativ konstanten Kohlepreis. Die Einnahmen aus dem Kapazitätsmarkt hingegen sind relativ konstant geblieben.

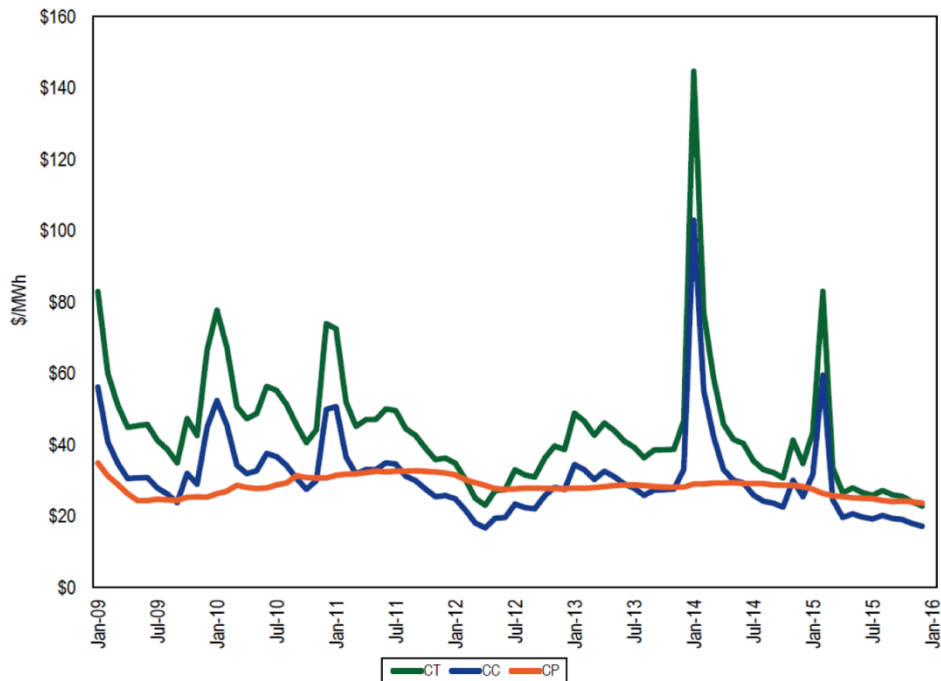


Abbildung 18: variable Kosten¹⁵ der verschiedenen Kraftwerkstypen¹⁶ (Quelle: (Monitoring Analytics, 2016))

Trotz der höheren Deckungsbeiträge aus dem Energiemarkt konnten Kohlekraftwerke in den letzten Jahren in der PJM Region die Stromgestehungskosten nicht abdecken. Aus diesem Grund werden bestehende Kraftwerke vermehrt stillgelegt und durch neu Gas- bzw. GuD Kombikraftwerke ersetzt.

¹⁵beinhalten Brennstoff- und Schadstoffkosten

¹⁶ CT: Combustion Turbine, CC: Combined Cycle, CP: Coal Plant

4.1.4. Neue Ölkraftwerke

Bei der Bestimmung der Erlöse aus dem Energiemarkt wird bei neuen Ölkraftwerken von einem Einsatz zu profitablen Zeiten am Real Time Markt ausgegangen. Dabei wird mit einem Kraftwerk, mit einer Leistung von 2 MW, kalkuliert.

Da Ölkraftwerke als absolute Spitzenlastkraftwerke eingesetzt werden, waren die Erträge aus dem Energiemarkt, aufgrund der geringen Einschaltzeiten sehr gering. Durch den Kapazitätsmarkt konnten zusätzliche Erlöse erwirtschaftet werden, welche allerdings insgesamt nicht reichen um neue Ölkraftwerke in 20 Jahren zu refinanzieren.

Daher werden auch Ölkraftwerke vermehrt stillgelegt und durch neue GuD Anlagen ersetzt.

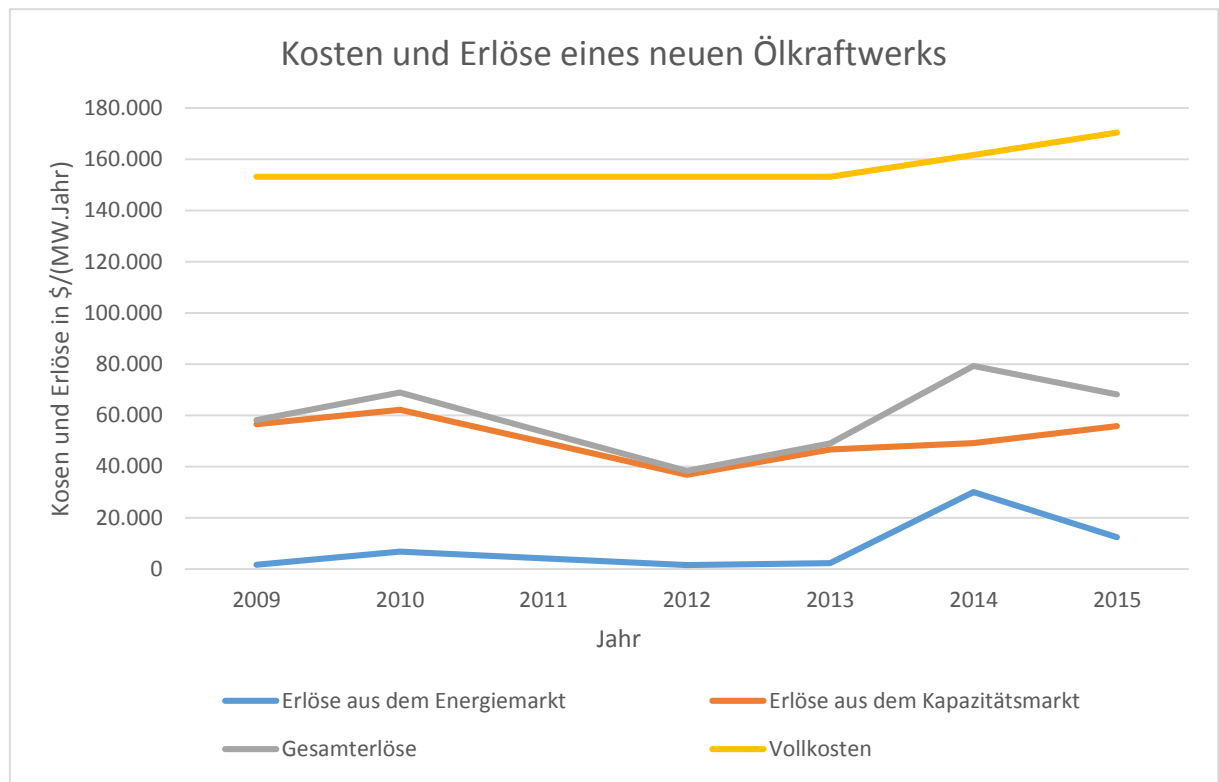


Abbildung 19: Kosten und Erlöse von neuen Ölkraftwerken in der PJM Region (Basierend auf den Daten von: (Monitoring Analytics, 2016))

4.1.5. Neue Nuklearkraftwerke

Bei der Kalkulation der Erlöse von Nuklearkraftwerken wird davon ausgegangen, dass die Kraftwerke das ganze Jahr im Einsatz sind. Ausgenommen werden nur Zeiten für Wartung sowie andere geplante Ausfallzeiten. Dabei wird von einem Kernkraftwerk mit einer Leistung von 2.200MW, bestehend aus zwei Generatoren ausgegangen.

Da Nuklearkraftwerke Grundlastkraftwerke mit niedrigen variablen Kosten sind, sind die Erlöse aus dem Energiemarkt dementsprechend hoch. Aus dem Kapazitätsmarkt konnten durchschnittliche Erträge von ca. 50.000 \$/(MW und Jahr) erwirtschaftet werden. Dies entspricht auch den durchschnittlichen Kapazitätserträgen aller Kraftwerkstypen.

Aufgrund der hohen Errichtungskosten konnten Nuklearkraftwerke ihre Vollkosten allerdings nicht in 20 Jahre amortisieren (Abbildung 20).

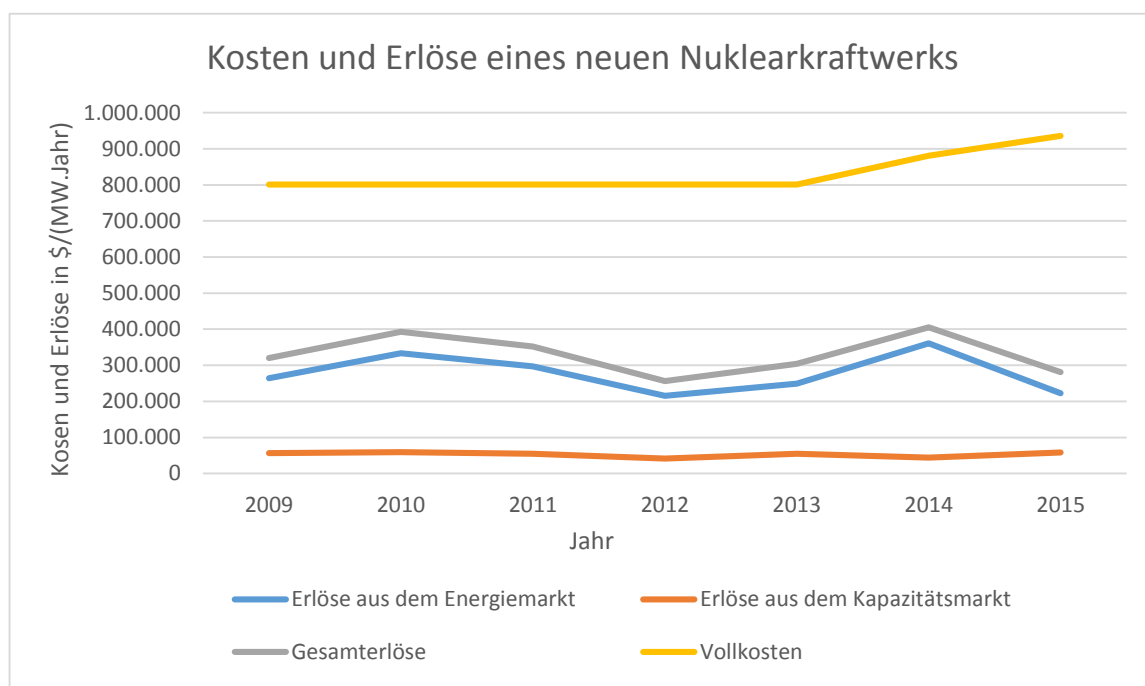


Abbildung 20: Kosten und Erlöse von neuen Nuklearkraftwerken in der PJM Region (Basierend auf den Daten von: (Monitoring Analytics, 2016))

4.1.6. Windkraftwerke

Bei Windkraftwerken werden die Energieerlöse stündlich berechnet. Dabei wird davon ausgegangen, dass bei 75% Auslastung der Windkraftwerke in der Zone die durchschnittliche Energie produziert wird. Weiters werden zusätzliche Förderungen für erneuerbare Energien in der Höhe von 38,8 \$/MWh berücksichtigt. Bei der Berechnung wird von einem Windpark mit 22 Windturbinen mit je 2,3 MW Leistung ausgegangen.

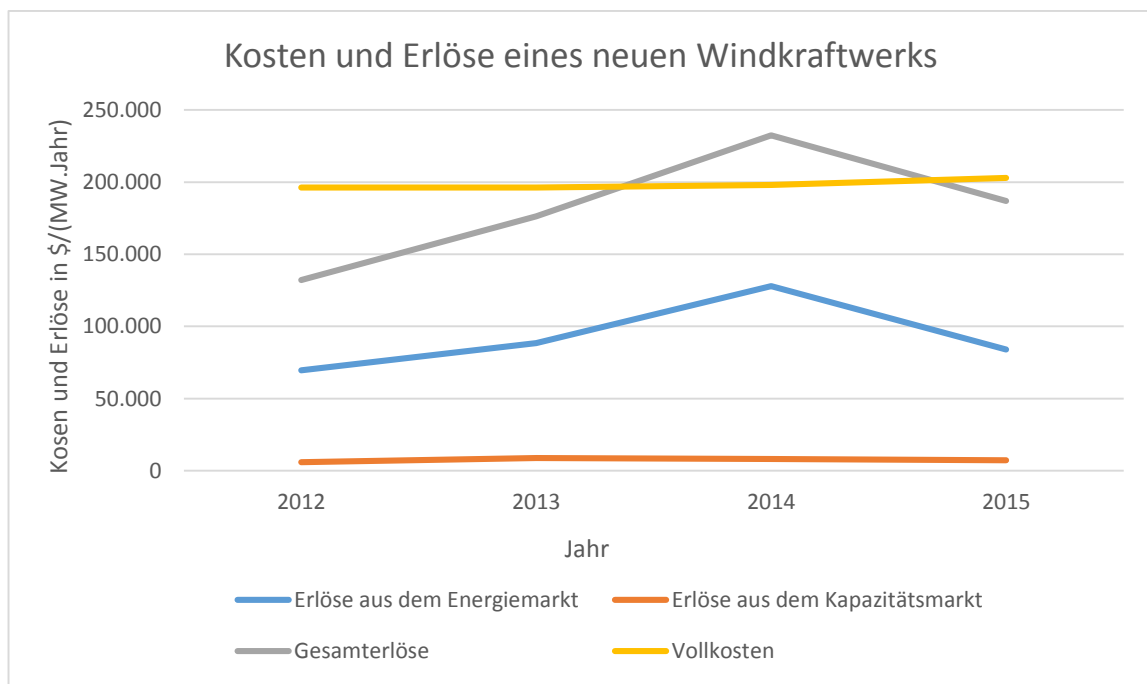


Abbildung 21: Kosten und Erlöse von neuen Windkraftanlagen in der PJM Region (Basierend auf den Daten von: (Monitoring Analytics, 2016))

In Abbildung 21 ist ersichtlich, dass aufgrund der dargebotsabhängigen Produktion Windkraftanlagen nur bedingt für den Kapazitätsmarkt geeignet sind. Dort kann ein Windkraftwerk nur mit einer sicher verfügbaren Leistung anbieten, welche viel geringer als die gesamte installierte Leistung der Anlage ist. Somit ergeben sich relativ niedrige Erlöse aus dem Kapazitätsmarkt.

Aufgrund der höheren Erlöse aus dem Energiemarkt, sowie der zusätzlichen Förderungen für erneuerbare Energien (47% der Gesamterlöse im Jahr 2015) konnten Windkraftwerke ihre Vollkosten trotzdem gut abdecken.

4.1.7. Neue Photovoltaikanlage

Wie bei Windkraftwerken wird auch hier bei 75% Auslastung von einer durchschnittlichen Produktion ausgegangen. Die Erlöse werden stündlich berechnet. Die zusätzliche Förderung für erneuerbare Energien beträgt hier 174,23 \$/MWh. Bei der Kalkulation wird von einer Photovoltaikanlage mit 10 MW installierter Leistung ausgegangen.

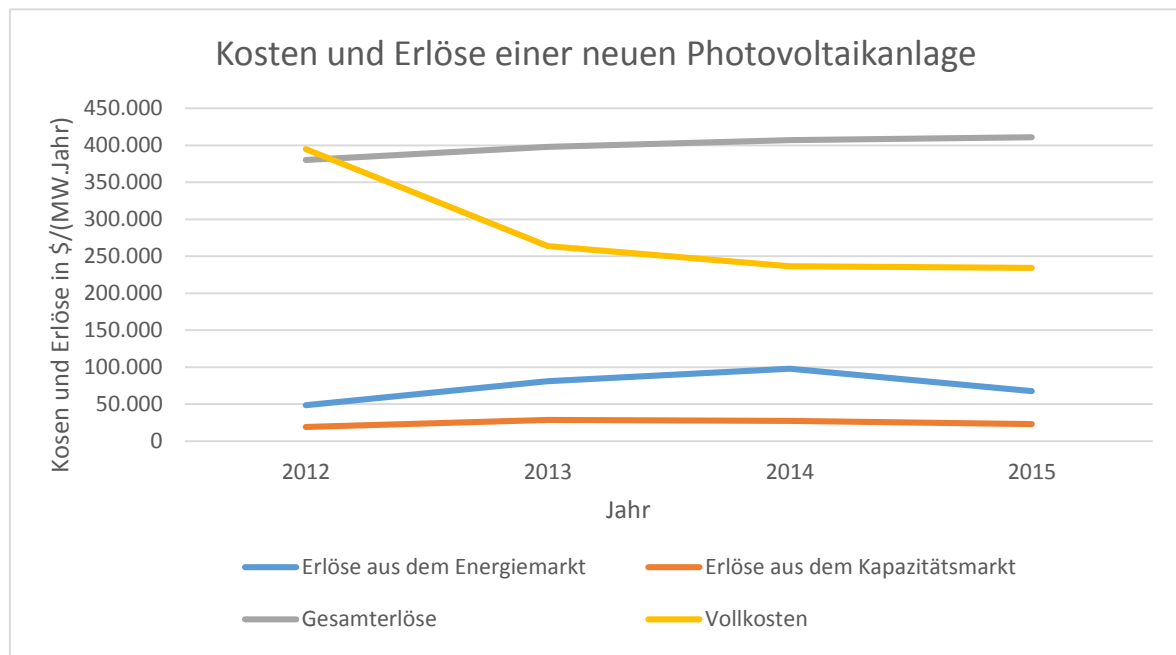


Abbildung 22: Kosten und Erlöse von neuen Photovoltaikanlagen in der PJM Region (Basierend auf den Daten von: (Monitoring Analytics, 2016))

Auch bei Photovoltaikanlagen werden aufgrund der dargebotsabhängigen Produktion niedrige Kapazitätserlöse berechnet, welche allerdings höher als jene von Windkraftanlagen sind. Dies ist in Abbildung 22 ersichtlich. Aufgrund der hohen Förderungen, welche beispielsweise im Jahr 2015 78% der Gesamterlöse betragen, amortisiert sich eine Photovoltaikanlage innerhalb von 20 Jahren überdurchschnittlich gut. Dies liegt auch an den fallenden Herstellungskosten.

4.1.8. Zusammenfassung

Die Kosten und Erlöse der verschiedenen Kraftwerkstypen sind von Faktoren wie beispielsweise Strompreis, Erzeugungscharakteristik, Rohstoffpreisen und auch Errichtungskosten abhängig. Die Vollkosten werden durch Energie und Kapazitätsmarkt unterschiedlich stark abgedeckt. Dabei wird von einer Amortisierungsdauer von 20 Jahren

ausgegangen. Die Lebensdauer von Kraftwerken kann diese allerdings überschreiten, wodurch diese Anlagen trotzdem rentabel betrieben werden können.

Der Kapazitätsmechanismus des PJM Marktes ist darauf ausgelegt, Spitzenlastkraftwerken mit hohem Wirkungsgrad, fehlende Deckungsbeiträge aus dem Energiemarkt zu ersetzen. Gasbetriebe Anlagen konnten ihre Vollkosten in den letzten Jahren, im Vergleich zu Kohle- und Ölkraftwerken relativ gut abdecken.

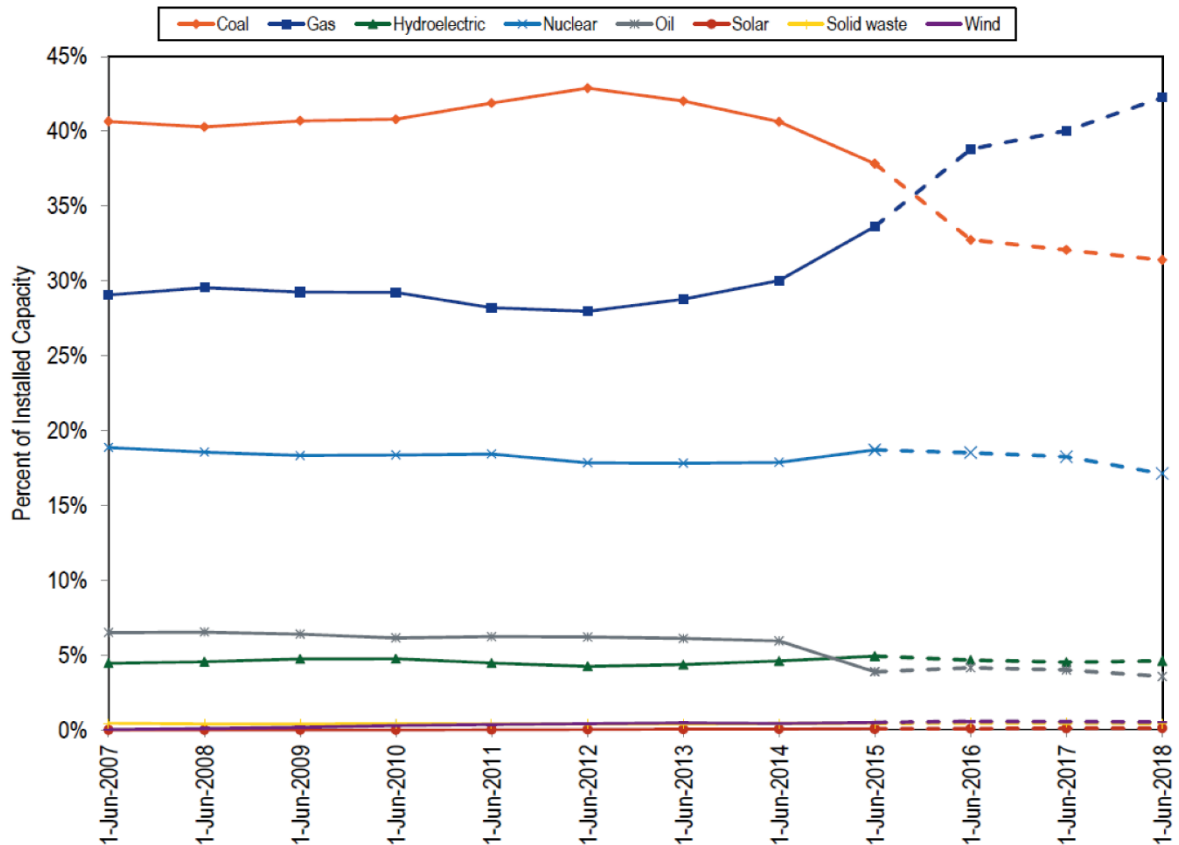


Abbildung 23: tatsächlicher sowie prognostizierter Energiemix der PJM Region (Quelle: (Monitoring Analytics, 2016))

In Abbildung 23 ist der Ausbau von gasbetriebenen Anlagen, sowie der Rückgang von weniger effizienten Technologien wie Öl- und Kohlekraftwerken, ersichtlich. GuD Anlagen wurden seit 2012 um ca. 16,2 GW ausgebaut, während Gaskraftwerke nur einen Zubau von ca. 2,8 GW aufweisen konnten. Die installierte Leistung von erneuerbaren Energien wurde um 620 MW vergrößert.

Wie bereits erwähnt ist der Kapazitätsmarkt für gasbefeuerte Anlagen entworfen worden. Dadurch ist die verursachungsgerechte Verrechnung der Kosten für andere Kraftwerkstypen nicht gegeben. Um diese Problematik zu beheben wäre die Einführung

eines Pay-as-bid Verfahrens erforderlich. Dabei würde jeder genau jenen Preis erhalten, zu dem er am Markt angeboten hätte (Süßenbacher W. , 2011).

4.2. Planungssicherheit

Neuen Kraftwerken soll durch den Kapazitätsmechanismus eine zusätzliche Planungssicherheit geboten werden. Im PJM Markt bekommen neue Kraftwerke den Kapazitätspreis unter gewissen Umständen drei Jahre lang vergütet (New Entry Pricing). Zusätzlich werden der Planungsphase Projekte bis zu drei Jahre lang zusätzlich unterstützt (Credit Requirement). Betrachtet man allerdings die gesamte Amortisationsdauer bzw. Lebensdauer der Anlagen, so scheint diese Zeitspanne zu kurz gewählt. Bestehende Anlagen bekommen den Kapazitätspreis ohnehin nur für ein Jahr fix vergütet. In den folgenden Jahren ist eine neuerliche Teilnahme an den Kapazitätsauktionen erforderlich (PJM Interconnection, 2015). Die Planungssicherheit gestaltet sich auch aufgrund der stark schwankenden Preise schwierig (Abbildung 24) (Monitoring Analytics, 2016).

Ein weiteres Problem stellt das Engpassmanagement der PJM Region dar. Wird ein Kraftwerk in einer engpassbehafteten Zone errichtet, so bekommt es den höheren Kapazitätspreis nur so lange der Engpass vorliegt. Wird zusätzlich eine qualifizierte Übertragungsleitung errichtet, so sinkt in den Folgejahren der Kapazitätspreis auf das Niveau der restlichen RTO Zone. Auch qualifizierte Übertragungsleitungen bekommen ihren Kapazitätspreis nur für ein Jahr garantiert. Dabei ist die Preisdifferenz zwischen den Zonen ausschlaggebend. Fällt durch den Bau der Leitung der Engpass weg, so ist die Preisdifferenz null, und die Übertragungsleitung kann in den Folgejahren keine Erlöse aus dem Kapazitätsmarkt erwirtschaften. Des Weiteren muss an dieser Stelle erwähnt werden dass der Mechanismus zur Kapazitätspreisermittlung jährlich angepasst wird (z.B. Berechnung der VRR-Kurve) (PJM Interconnection, 2015) (Sun, Brand, Remppis, & Brunner, 2013).

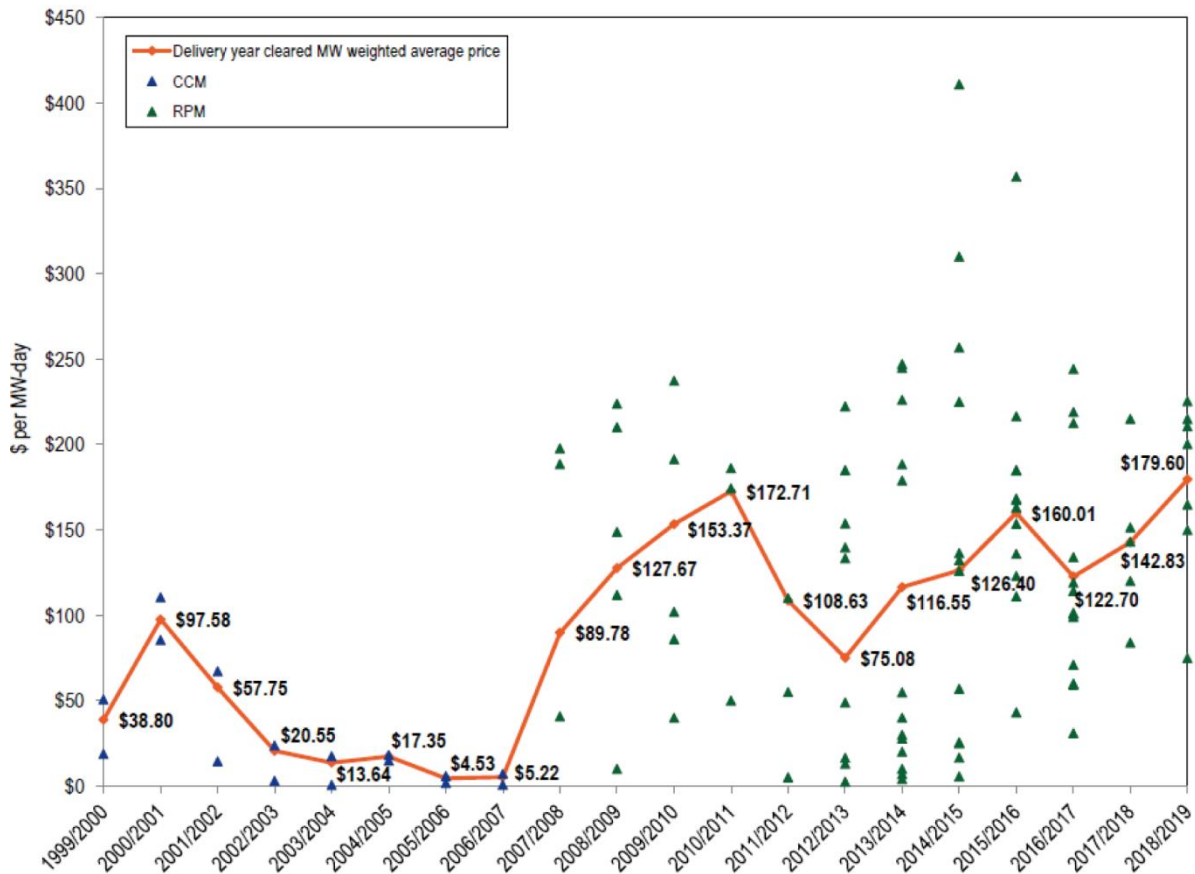


Abbildung 24: Durchschnittlicher Kapazitätspreis (Quelle (Monitoring Analytics, 2016))

4.3. Investitionsanreize

Kapazitätsauktionen werden in der PJM Region drei Jahre im Vorhinein durchgeführt. Dies soll für zusätzliche Zeit sorgen, um die notwendige Kapazität aufzubringen. Betrachtet man allerdings Planungs- und Bauphase von Kraftwerken, so scheint auch diese Dauer eher kurz gewählt. Andererseits muss auch erwähnt werden dass es schwierig ist, den genauen Kapazitätsbedarf über lange Dauer exakt zu prognostizieren (Süßenbacher W. , 2011).

Der Mechanismus des RPM ist so ausgelegt, dass in engpassbehafteten Zonen ein höherer Preis vorherrscht als im restlichen, zusammenhängenden Gebiet. Dies soll für örtliche Investitionsanreize sorgen. Der höhere Preis besteht allerdings nur solange der Engpass vorliegt. Bei einem Wegfall des Engpasses (z.B. durch Ausbau des Übertragungsnetzes) sinkt auch der Kapazitätspreis, und die Erlöse der Kraftwerke in der Zone sinken (Sun, Brand, Remppis, & Brunner, 2013).

Wie bereits erwähnt schwanken die Erlöse aus Kapazitäts- und Energiemarkt stark zwischen den LDAs. Dadurch haben in manchen LDAs Kraftwerke Probleme ihre Vollkosten zu decken, während in anderen Zonen die Kraftwerke zu hohe Gewinne erzielen (PJM Interconnection, 2015).

4.4. Nachfrageseitige Betrachtung

Eines der Ziele des Kapazitätsmarkts ist es die Elastizität der Nachfragefunktion zu erhöhen. Im System von PJM werden abschaltbare Verbraucher in das Marktdesign miteingebunden. Diese können ihre Kapazität am Markt anbieten und werden dafür in bestimmten Notfallsituationen vom Netz genommen (Demand Response). Des Weiteren wird durch Ausbau von Smart Grids die Elastizität der Nachfragefunktion gefördert. Diese Elastizität wird bei der Bestimmung der maximal erforderlichen Leistung im System berücksichtigt (Price Responsive Demand). Auch Produkte, welche die Energieeffizienz steigern, sind in den Markt integriert und werden somit gefördert (PJM Interconnection, 2015).

4.5. Eignung für den Europäischen Strommarkt

Im Markt von PJM sind der Handel sowie der Kraftwerkseinsatz zentral durch einen ISO geregelt. Des Weiteren besitzt PJM genaue Informationen über die verfügbare Leistung und den Verbrauch der Marktteilnehmer (PJM Interconnection, 2015).

Europa hingegen ist von einem gemeinsamen Binnenmarkt noch entfernt, wodurch die Implementierung eines gemeinsamen Kapazitätsmechanismus mit viel Aufwand verbunden wäre. Alle europäischen Energieerzeuger und Netzbetreiber müssten nach einem standardisierten Verfahren bewertet werden. Dazu wäre ein vollkommener Informationsaustausch gegenüber den Marktorganismen erforderlich. Des Weiteren müssten sich alle europäischen Kraftwerksbetreiber zur Teilnahme an den Auktionen verpflichten (Süßenbacher W., 2011).

Ein weiteres Problem würde der unterschiedliche Energiemix von Europa und den USA darstellen. Im PJM Markt findet die erste Versteigerung drei Jahre vor dem Versorgungsjahr statt (PJM Interconnection, März 2016). Dadurch sollen Investitionsanreize zeitgerecht gegeben werden.

Die durch die langen Vorlaufzeiten ergeben sich allerdings Schwierigkeiten eine genaue Prognose zu erstellen. Da im PJM Markt dargebotsabhängige Kraftwerke eine untergeordnete Rolle spielen, können Prognosen mit relativ großer Genauigkeit erstellt werden (Monitoring Analytics, 2016).

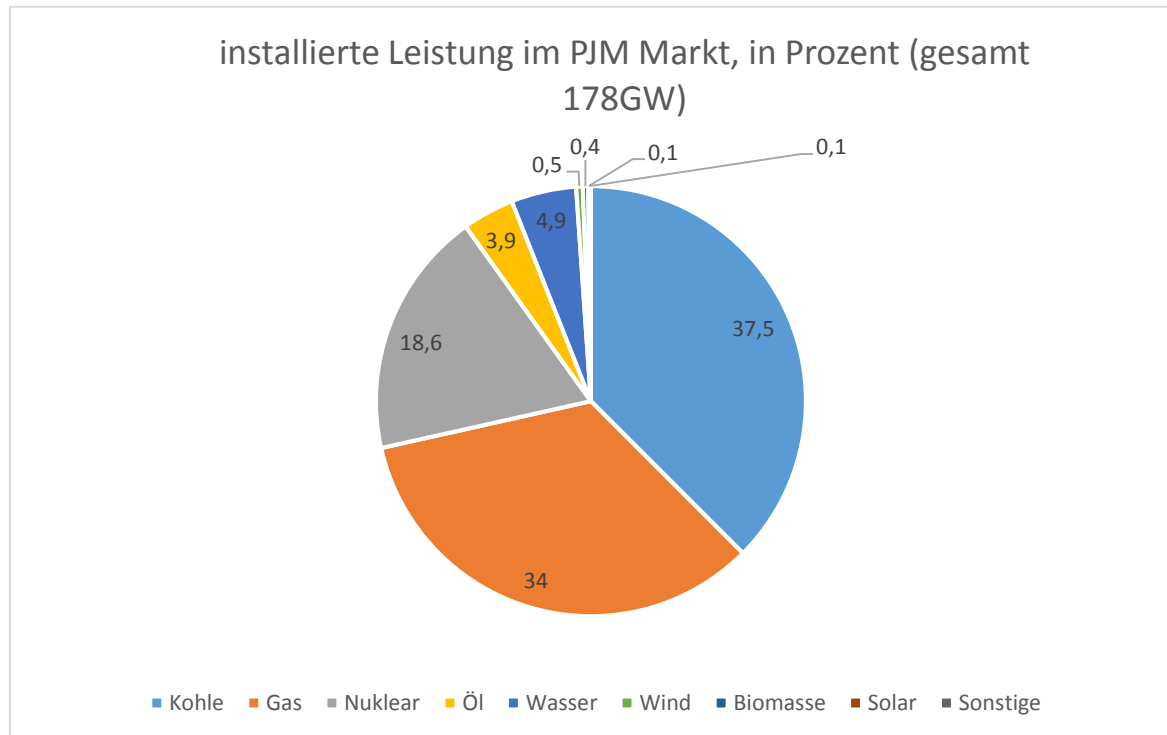


Abbildung 25: installierte Leistung im PJM Markt 2015 (Quelle: (Monitoring Analytics, 2007), eigene Darstellung)

In Abbildung 25 ist die installierte Leistung im PJM Markt dargestellt. Einen Großteil des Energiemix nehmen dabei Kohle-, Gas- und Nuklearkraftwerke ein. Windkraft-, und Photovoltaikanlagen spielen mit 0,5% bzw. 0,1% eine untergeordnete Rolle (Monitoring Analytics, 2016).

Ganz anders ist hingegen die Situation in Europa. Durch den massiven Ausbau von erneuerbaren Energien beispielsweise in Deutschland, haben diese einen großen Anteil an der gesamten installierten Leistung (Fraunhofer ISE, 01.02.2016). In der gesamten ENTSO-E Zone sind Wasser-, Wind- und Photovoltaikkraftwerke nicht so stark ausgeprägt, nehmen allerdings trotzdem einen beachtlichen Teil der installierten Leistung ein (Abbildung 27) (ENTSO-E, 2015).

4. Bewertung des PJM Marktes

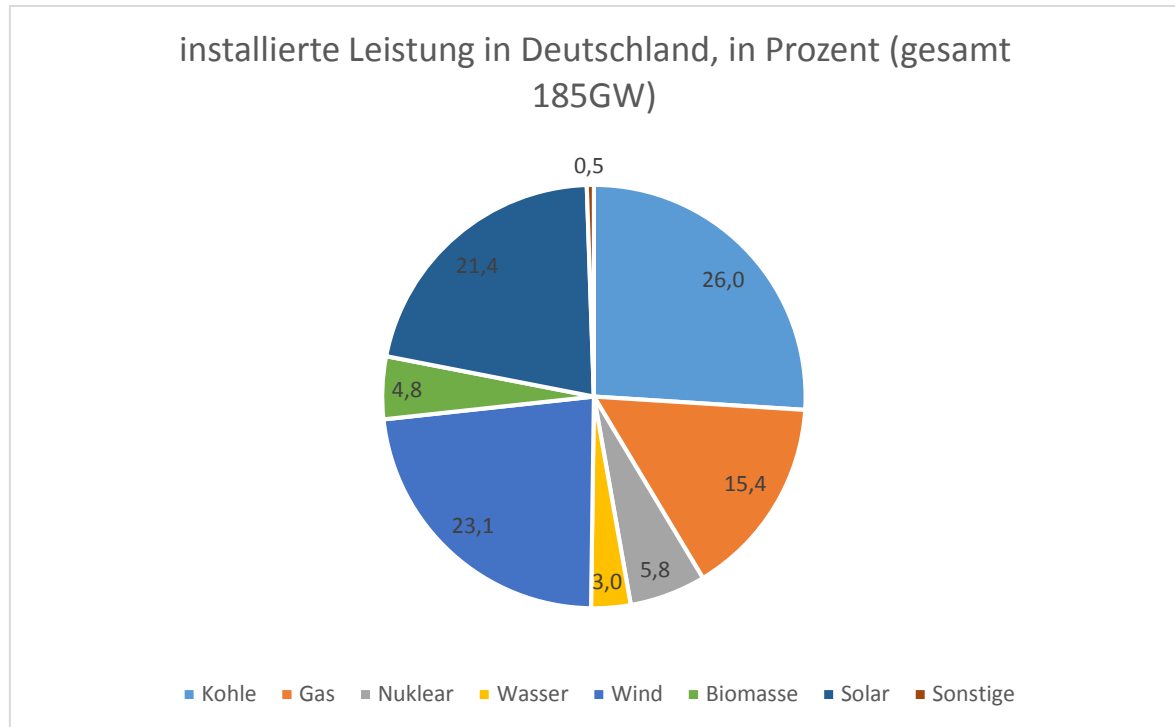


Abbildung 26: installierte Leistung in Deutschland 2015 (Quelle: (Fraunhofer ISE, 01.02.2016), eigene Darstellung)

Für die Integration des Kapazitätsmechanismus in Europa, müsste die täglich verfügbare Leistung von dargebotsabhängigen Kraftwerken bestimmt werden. Da vor allem bei Windkraft- und Photovoltaikanlagen starke Schwankungen in der Erzeugung auftreten, würde sich die Bewertung solcher Kraftwerke als sehr schwierig gestalten (Schüppel, Gutschi, & Stigler, 2011). In PJM ist diese Problematik nicht vorhanden, da diese Anlagen nicht mal ein Prozent der gesamten installierten Leistung ausmachen (Monitoring Analytics, 2016).

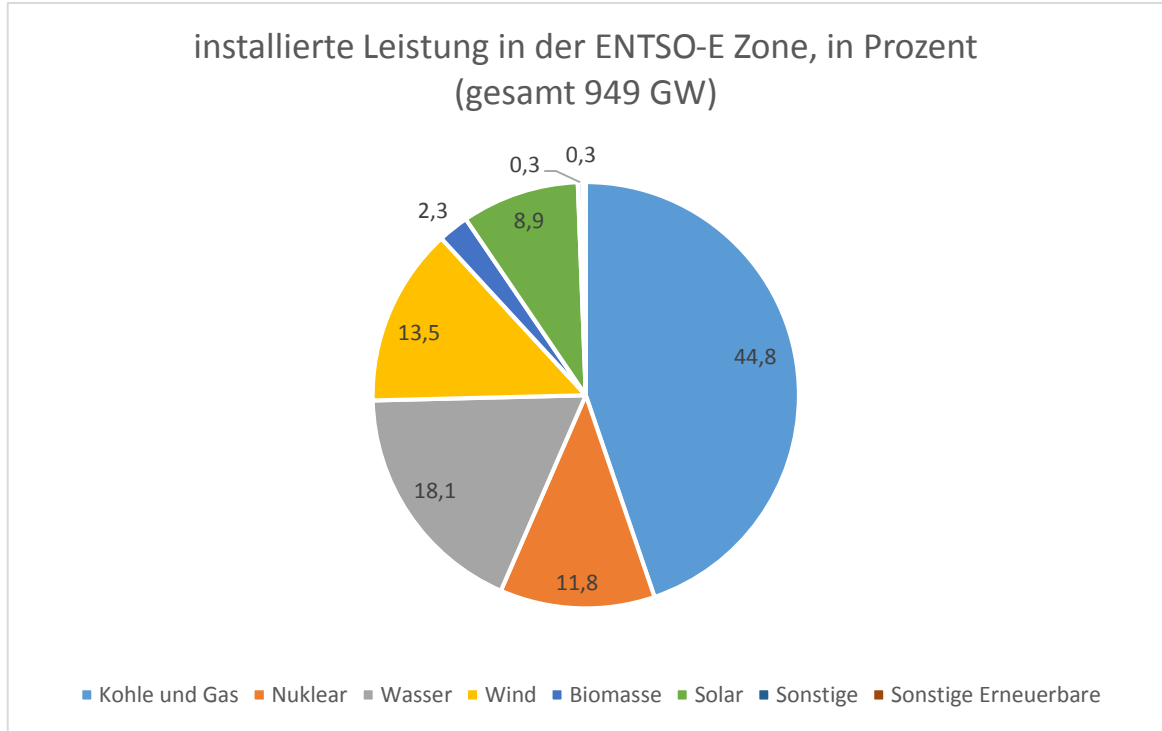


Abbildung 27: installierte Leistung in der ENTSO-E Zone 2015 (Quelle: (ENTSO-E, 2015), eigene Darstellung)

5. Computerunterstützte Modellierung

Ziel dieser Arbeit ist es, das Design des PJM Marktes zu Analysieren und aufgrund dessen ein computerunterstütztes Modell zu erstellen. In diesem wird nicht der gesamte Markt abgebildet, sondern eine Modellregion, welche aus drei Knoten mit jeweils nur ein paar Kraftwerken, unterschiedlichen Brennstofftyps besteht.

Dazu wird die Optimierungssoftware GAMS (General Algebraic Modeling System) verwendet. Als Solver zur Lösung des Optimierungsproblems wird CPLEX benutzt. Mit diesem soll das lineare Modell, bestehend aus Zielfunktion und Nebenbedingungen gelöst werden (Rosenthal, 2008).

Beim Ablauf des Modells wird nach dem Flussdiagramm in Abbildung 28 vorgegangen. Im ersten Schritt wird eine Lastflussberechnung durchgeführt, um die Auslastung der Leitungen zu bestimmen. Im Anschluss wird darüber entschieden ob die LDA als eingeschränkt betrachtet wird, oder nicht.

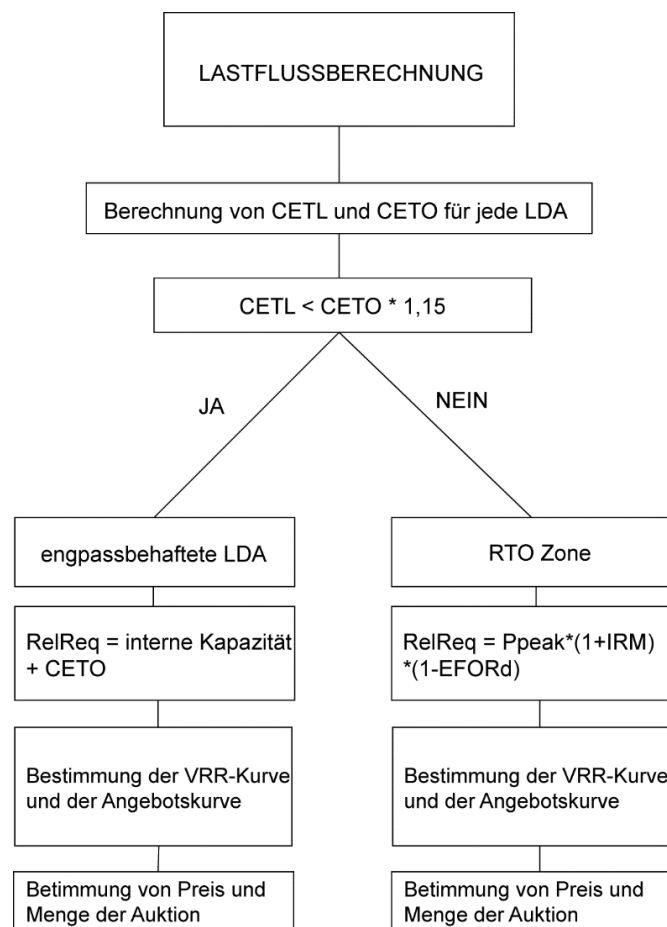


Abbildung 28: Flussdiagramm des GAMS Modells

5.1. Lastflussberechnung

Im folgendem wird die Funktionsweise der Lastflussberechnung erläutert. Dabei werden sowohl AC- und DC-Lastflussrechnungen, sowie die Umsetzung der Lastflussrechnung in GAMS beschrieben¹⁷.

5.1.1. AC-Lastflussrechnung

Der erste Schritt der Modellierung des PJM Marktsystems, ist die Lastflussberechnung. Sie wird benötigt um unter anderen die Auslastung des Übertragungsnetzes zu bestimmen. Dadurch können engpassbehaftete LDAs bestimmt werden.

Zur Bestimmung des Lastflusses zwischen zwei Knoten, wird eine Leitung durch das PI-Ersatzschaltbild betrachtet (Abbildung 29).

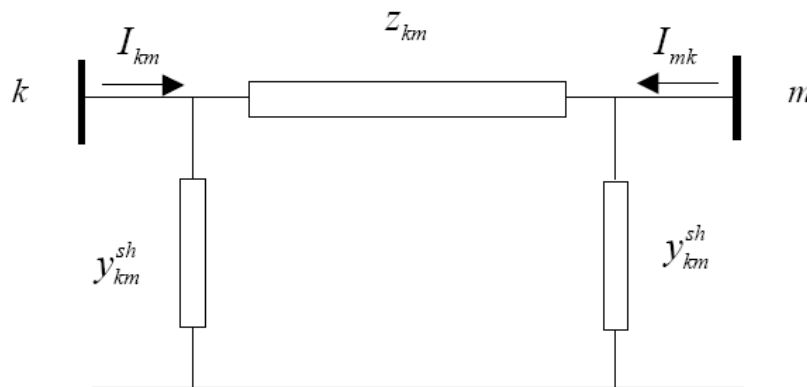


Abbildung 29: PI-Ersatzschaltbild einer Übertragungsleitung (Quelle: (Andersson, 2008))

Durch den Ansatz der Kirchhoff'schen Maschen- und Knotengleichung sowie des Ohm'schen Gesetzes, kann Wirk- und Blindanteil, der von Knoten k nach Knoten m übertragenen Leistung berechnet werden:

$$p_{km} = u_k^2 g_{km} - u_k u_m g_{km} \cos \theta_{km} - u_k u_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad (9)$$

$$q_{km} = -u_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + u_k u_m b_{km} \cos \theta_{km} - u_k u_m g_{km} \sin \theta_{km} \quad (10)$$

Wobei gilt:

p_{km} Übertragene Wirkleistung von Knoten k nach Knoten m

q_{km} Übertragene Blindleistung von Knoten k nach Knoten m

¹⁷ Basierend auf dem Werk von Andersson, Göran: Modelling and Analysis of Electric Power Systems (Andersson, 2008). Andere Quellen sind dementsprechend angegeben.

u_k	Spannung am Knoten k
u_m	Spannung am Knoten m
g_{km}	Konduktanz der Leitung zwischen Knoten k und Knoten m, pro Kilometer Leitung
b_{km}	Suszeptanz der Leitung zwischen Knoten k und Knoten m, pro Kilometer Leitung
θ_{km}	Phasendifferenz der Spannungen an Knoten k und Knoten m

Bei der Berechnung des Lastflusses ergibt sich somit eine nichtlineare Funktion abhängig von der Netztopologie, sowie den Spannungen an den Knoten.

Der Nachteil an der beschriebenen, so genannten AC-Lastflussrechnung ist der nichtlineare Zusammenhang. Dadurch ist keine Superposition möglich, und die Berechnung solcher Netzwerke muss iterativ erfolgen. Da dies mit großem Rechenaufwand verbunden ist, wird im Modell die vereinfachte DC-Lastflussrechnung verwendet.

5.1.2. DC-Lastflussrechnung

Zur Verminderung des Rechenaufwandes wurden folgende Vereinfachungen getroffen.

Nennspannung an jedem betrachteten Knoten:

In der Realität weichen die Beträge der Spannungen an Netzknoten von der Nennspannung ab. Dies wurde hier vernachlässigt, somit ergibt sich:

$$u_k = u_m = u_{nenn} = 1 \text{ p. u.}^{18} \quad (11)$$

Betrachtung der Wirkleistung:

Für das Netzmodell wird nur der Wirkanteil der Leistung betrachtet. Die Blindleistung ist für die Lastflussrechnung von geringem Interesse, da man davon ausgeht, dass die benötigte Blindleistung in einem der umliegenden Knoten, oder dem betrachteten Knoten, erzeugt wird. Somit gilt:

$$Q_{km} = 0 \quad (12)$$

¹⁸ Per-unit Rechnung: Alle Spannungswerte sind auf den Wert der Nennspannung bezogen

Vernachlässigung der Längsresistanz:

Bei Übertragungsleitungen wird die Impedanz der Leitung im wesentlichen durch die Längsreaktanz bestimmt. Der Wirkwiderstand kann also hier vernachlässigt werden.

Spannungswinkel θ_{km} :

Bei der Betrachtung der Phasenverschiebung zwischen den Knotenspannungen wird von einem kleinen Winkel von wenigen Grad ausgegangen. Daher wird folgende Vereinfachung angewendet:

$$\theta \ll \Rightarrow \sin\theta \approx \theta \quad (13)$$

Werden diese Vereinfachung auf Gleichung 5.1. angewendet, ergibt sich für den Lastfluss von Knoten k nach Knoten m:

$$p_{km} = \frac{\theta_{km}}{x_{km}} = \frac{\theta_k - \theta_m}{x_{km}} \quad (14)$$

Für die Lastflussberechnung eines Netzes muss nun ein Slackknoten definiert werden. An diesem beträgt der Spannungswinkel θ null Grad.

5.1.3. Umsetzung in GAMS

Wie bereits erwähnt ist GAMS ein computerunterstütztes Programm, mit welchem Optimierungsprobleme gelöst werden können. Dabei wird eine die bestmögliche Lösung einer Zielfunktion, unter Berücksichtigung gewisser Nebenbedingungen gefunden.

Eine Lastflussberechnung wird durch folgende Nebenbedingungen beschrieben (Rosenthal, 2008):

Knotenregel:

In jedem Netzknoten muss ein Leistungsgleichgewicht herrschen. Die an einem Knoten erzeugte Leistung und die zu einem Knoten geführte Leistung muss in Summe jener Leistung entsprechen, welche am Knoten verbraucht wird plus der Leistung welche vom Knoten weggeführt wird (Nacht, 2010).

Physikalischer Lastfluss:

Die Leistung im Netz kann nicht beliebig gesteuert werden. Der Stromfluss und somit die Leistung an einer Leitung stellt sich nach den physikalischen Gegebenheiten, und somit laut Gleichung 5.6 ein (Nacht, 2010).

Gesamtleistung im System:

Im gesamten Netz muss die Summe aller Erzeugungsleistungen jene der gesamten Last entsprechen. Ohne diese Bedingung würde es zu Versorgungsausfällen kommen.

Limit von Netz und Kraftwerken:

Jede Übertragungsleitung sowie jedes Kraftwerk besitzt eine maximale Leistung, welche nicht überschritten werden darf (Nacht, 2010).

Winkellimit:

Des Weiteren gibt es einen maximalen Phasenverschiebungswinkel zwischen zwei Netzknoten. Dadurch wird das Problem der Wechselspannungsübertragung über lange Leitungen berücksichtigt.

Die Nebenbedingungen stellen Regeln auf, welche bei der Optimierung der Zielfunktion eingehalten werden müssen. Die Optimierungsvariablen werden dabei vom Solver innerhalb der zulässigen Bereiche so verändert, dass sich die optimale Lösung der Zielfunktion ergibt. In der Lastflussberechnung ist das Ziel den Kraftwerkeinsatz so zu optimieren, dass sich unter Berücksichtigung der Netzgegebenheiten, minimale variable Kosten ergeben (Nacht, 2010).

5.2. Modellierung der LDAs

Das gesamte Marktgebiet in PJM wird nun in unterschiedliche Preiszonen eingeteilt. Dabei ist das Gebiet im Vorhinein in so genannte Local Deliverability Areas (LDAs) eingeteilt. Nun wird der für jede LDA die Leitungsauslastung bestimmt.

Übersteigt die maximal erforderliche Transportleistung (CETO) in eine LDA (multipliziert mit einem Sicherheitsfaktor von 1,15), die maximal übertragbare Leistung (CETL) so wird die LDA als „eingeschränkt“ bezeichnet. D.h. im Hochlastfall liegt ein Engpass vor. Somit entsteht in der LDA eine eigene Preiszone, da ein Anreiz geboten werden soll, neue Kapazitäten in der jeweiligen LDA oder qualifizierte Übertragungsleitungen zu errichten.

Die Bildung der LDAs in Abbildung 30 würde folgendermaßen erfolgen:

LDA 1 hätte eine maximal zulässige Importleistung von 500MW aus der RTO Zone und 200MW aus LDA 2. Im Hochlastfall werden laut Lastflussberechnung insgesamt 640MW in LDA 1 importiert. Da der Sicherheitsfaktor von 1,15 nicht eingehalten werden kann, liegt

somit ein Engpass. In LDA herrscht nun ein anderer Kapazitätspreis als in der restlichen RTO Zone.

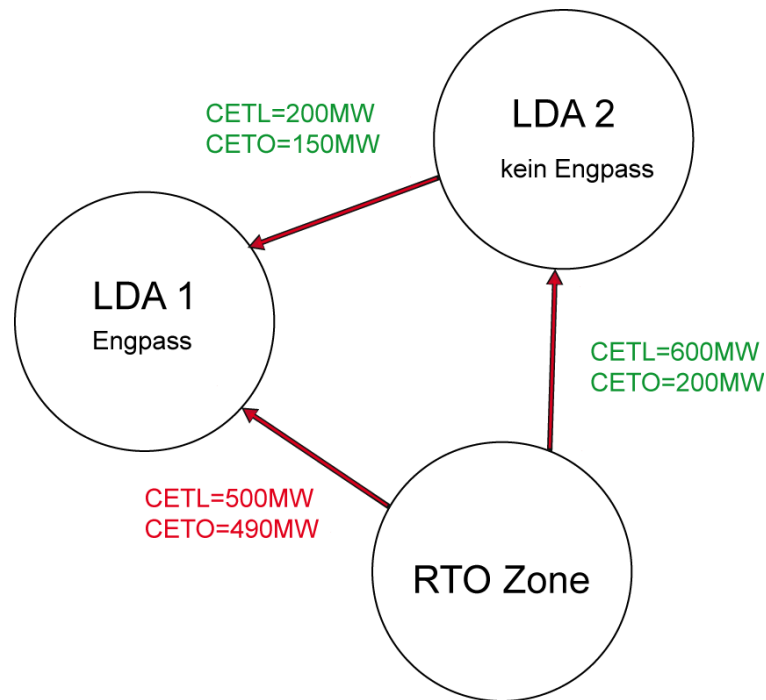


Abbildung 30: Modellierung der LDAs

LDA 2 hat eine maximal importierbare Leistung von 800 MW. Die tatsächliche Importleistung beträgt allerdings nur 200MW aus der RTO Zone. Somit ist das Sicherheitskriterium erfüllt, und in LDA 2 herrscht derselbe Preis wie in der restlichen RTO Zone.

5.3. Angebot und Nachfrage

Nachfragekurve:

Nun wird für jede Preiskurve eine eigene Nachfragekurve bestimmt. Ausgangspunkt dafür ist das sogenannte Reliability Requirement, also jene Leistung welche aufgebracht werden muss um eine sichere Versorgung zu gewährleisten.

Dabei wird zwischen RTO Zone und Engpasszonen unterschieden. In der RTO Zone wird jene Leistung berücksichtigt, welche nach der Spitzenlastberechnung erforderlich ist. In den Engpasszonen hingegen wird das Reliability Requirement (RelReq) durch die Summe aller installierten Leistungen in der Zone und der maximalen Importleistung bestimmt (in UCAP MW). Bei der Berechnung des RelReq werden jene Kraftwerksleistungen abgezogen, welche nicht am RPM sondern an der FRR Alternative teilnehmen.

Anschließend wird für jede Preiszone eine Nachfragekurve (Variable Resource Requirement Kurve), nach der Vorgehensweise in Kapitel 3.3.2.5. Nachfrager im PJM Markt, bestimmt.

Angebotskurve:

Als Angebote kommen nun jene Kraftwerke in Frage, welche sich in der jeweiligen Preiszone befinden, und nicht an der FRR Alternative teilnehmen. Diese bieten ihre Installierte Leistung zu einem bestimmten Kapazitätspreis an. Dieser Preis muss zwischen den minimalen (Minimum Offer Price Rule) und den maximalen Preis liegen.

Die Angebote werden nun nach steigendem Preis sortiert.

5.4. Preis und Menge

Um nun den Kapazitätspreis und die Kapazitätsmenge zu ermitteln, muss der Schnittpunkt aus Angebots-, und Nachfragekurve bestimmt werden. Dazu wird die Berechnete VRR-Kurve in acht Sektoren (A bis H) eingeteilt.

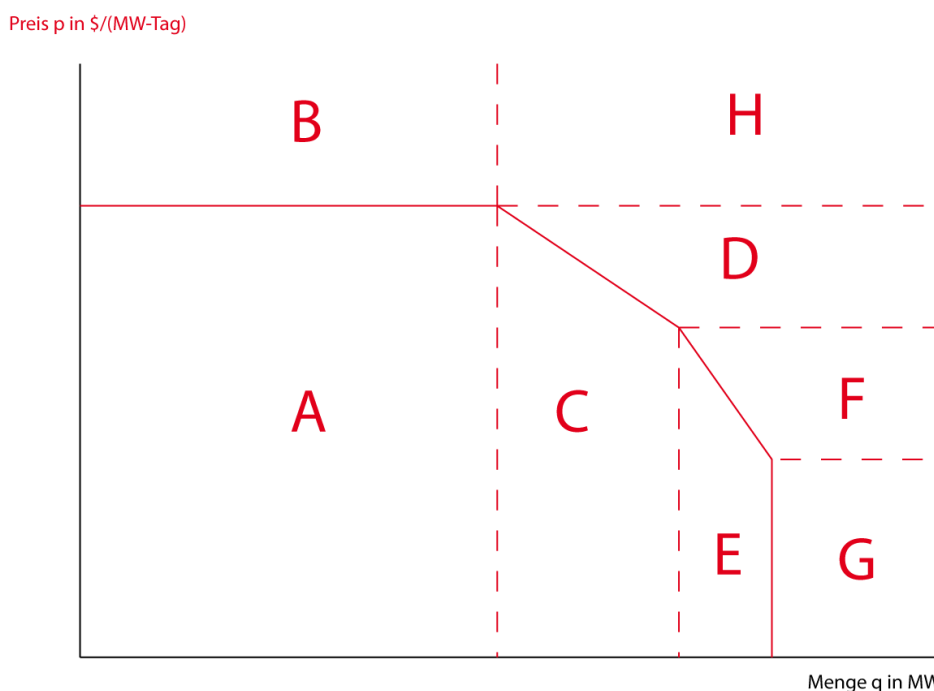


Abbildung 31: Einteilung der Sektoren im p/q Diagramm

Nun wird die Angebotskurve schrittweise ermittelt. Dabei wird mit dem jeweils günstigsten Kraftwerk begonnen. Die Vorgehensweis ist in Abbildung 32 erläutert.

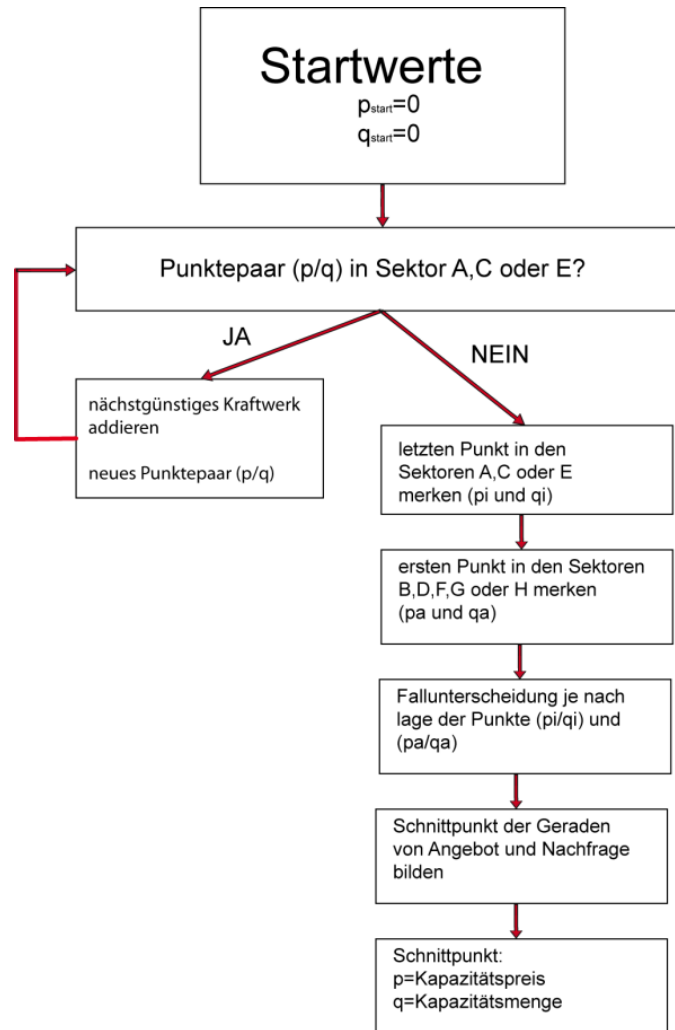


Abbildung 32: Vorgehensweise der Schnittpunktermittlung von Angebots- und Nachfragefunktion

Als Startwert wird in Preis-Mengen Diagramm der Punkt $p=0$ \$/MW-Tag und $q=0$ MW gewählt.

Liegt der betrachtete Punkt nun in den inneren Sektoren (A, C oder E), so ist noch kein Schnittpunkt der beiden Kurven verfügbar, und die Angebotskurve wird um das nächstgünstigere Kraftwerk erweitert (blaue Punkte in Abbildung 33).

Dieser Schritt wird so lange wiederholt, bis sich der betrachtete Punkt oberhalb der Nachfragekurve befindet (roter Punkt in Abbildung 33).

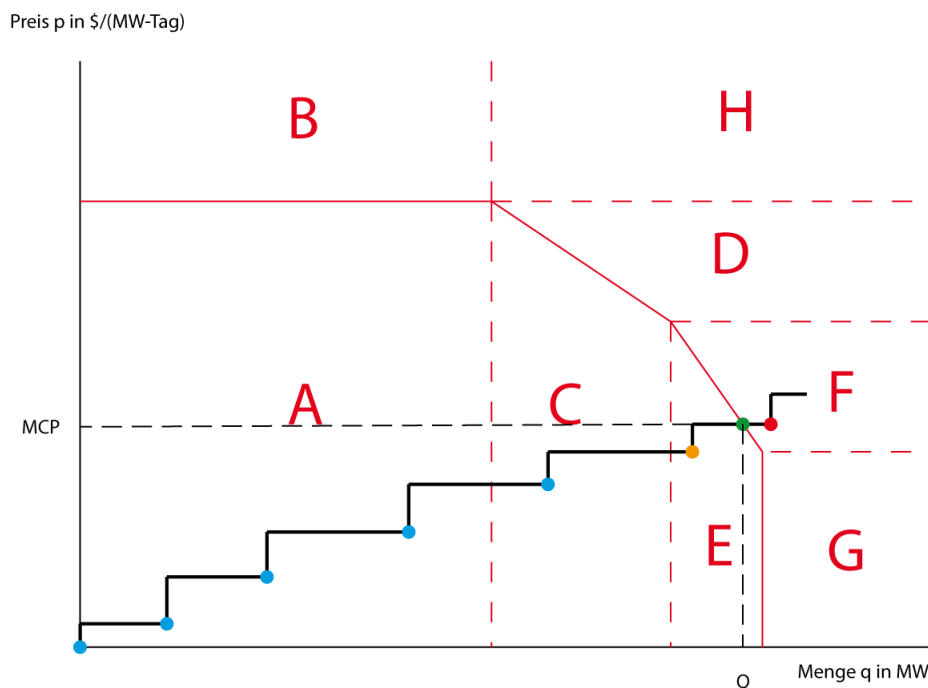


Abbildung 33: Schnittpunktermittlung (schwarz: Angebotskurve $S(q)$, rot: Nachfragekurve $D(q)$)

Nun wird der erste Punkt oberhalb der Nachfragekurve (rot) und der letzte Punkt unterhalb der Kurve (orange) abgespeichert.

Mithilfe der Lage dieser Punkte wird ermittelt welche Geradenstücke der beiden Kurven einen Schnittpunkt (grün) ergeben. Durch die entsprechenden Geradengleichungen kann dieser nun ermittelt werden. Somit lassen sich der Markträumungspreis (MCP), sowie die versteigerte Kapazitätsmenge (Q) bestimmen.

Sind in der Zone so wenige Kraftwerke vorhanden, dass es zu keinem Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragefunktion kommt, wird der letzte Punkt der Angebotskurve vertikal erweitert. Somit stellt sich ein höherer Markträumungspreis ein (Abbildung 34).

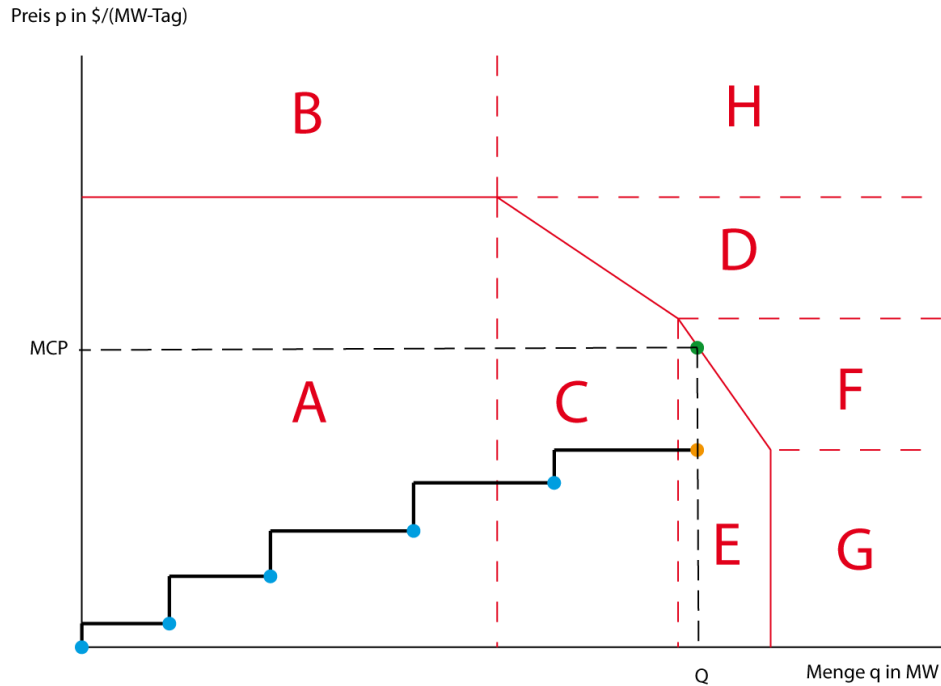


Abbildung 34: Marktpreisbestimmung bei Unterangebot

5.5. Beispiele zur Marktpreisbestimmung

5.5.1. Beispiel 1: keine Engpasssituation

Das erste fiktive Beispiel ist so ausgelegt, dass zwischen den Zonen kein Engpass besteht. Dabei steht folgender Kraftwerkspark zur Verfügung.

LDA	Kraftwerk	Typ	Leistung MW	Kapazitätspreis \$/ (MW-Tag)	Energiepreis \$/MWh
RTO	KW 1	GuD	550	80	80
RTO	KW 2	Öl	70	85	120
RTO	KW 3	Wasser	80	95	1
RTO	KW 4	Kohle	600	150	60
RTO	KW 5	Nuklear	1000	285	8
1	KW 6	Öl	10	88	130
1	KW 7	Wasser	20	92	1,1
1	KW 8	Kohle	300	160	45
2	KW 9	GuD	750	78	75
2	KW 10	Öl	80	90	115
2	KW 11	Wasser	100	99	1,2
2	KW 12	Kohle	300	155	50

Tabelle 3: Kraftwerksdaten in Beispiel 1

Durch einen ausreichenden Ausbau des Übertragungsnetzes, mit einer maximalen Leitungsauslastung von 500 MW für alle Leitungen zwischen den Zonen, kommt es zu

keinem Netzengpass. Bei gegebenen Verbrauch, sowie Daten für IRM, EFORD und Net CONE, stellt sich der Lastfluss nach Abbildung 35 ein.

Zone	Last	IRM	EFORD	CONE	EA&S	net CONE
-	MW	-	-	\$/ (MW-Tag)	\$/ (MW-Tag)	\$/ (MW-Tag)
RTO	1350	0,156	0,064	357	75,8	281,2
LDA1	500	0,156	0,064	353	53	300
LDA2	1330	0,156	0,064	356	44,5	311,5

Tabelle 4: Zonendaten in Beispiel 1

Durch die großen Übertragungskapazitäten kann die benötigte Leistung ohne Beeinträchtigung der Netzstabilität übertragen werden. Da es in keiner Zone zu einem Netzengpass kommt, bieten alle Kraftwerke am selben Kapazitätsmarkt an.

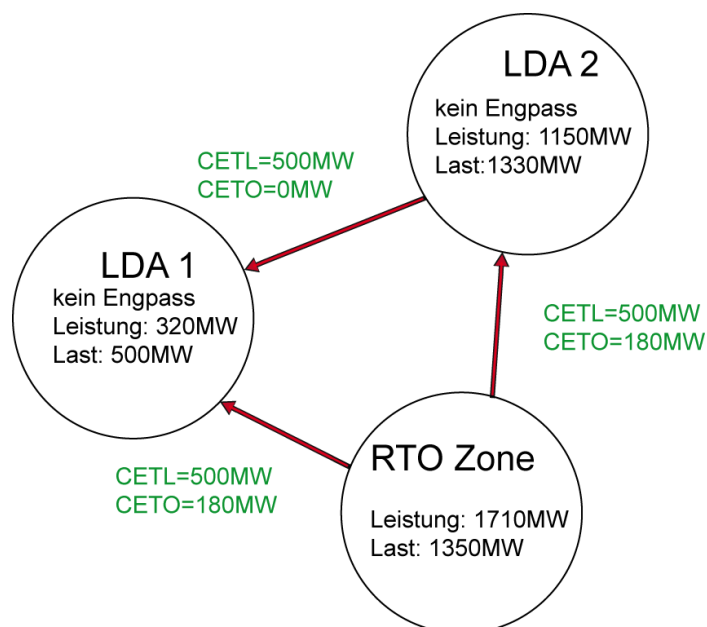


Abbildung 35: Lastfluss in Beispiel 1

Durch Berücksichtigung von Last, IRM und EFORD, stellt sich für die gesamte Region eine Spitzenlast von 3.440,81 MW (UCAP) ein. Da alle Kraftwerke in der RTO Zone anbieten, ergibt sich das RelReq aus der Spitzenlast, abzüglich aller Kraftwerke welche an der FRR Alternative teilnehmen. In dem betrachteten Beispiel nehmen alle Kraftwerke am RPM teil, wodurch sich das RelReq mit 3.440,81 MW bestimmen lässt. Somit wird die VRR-Kurve durch Berechnung der Punkte a, b und c eindeutig definiert (blaue Kurve in Abbildung 36).

Punkte	Kapazitätspreis \$/ (MW-Tag)	Leistung MW
a	450,61	3351,5
b	300,43	3470,6
c	60,09	3589,6

Tabelle 5: Berechnung der Punkte a, b und c zur Bestimmung der VRR- Kurve in Beispiel 1

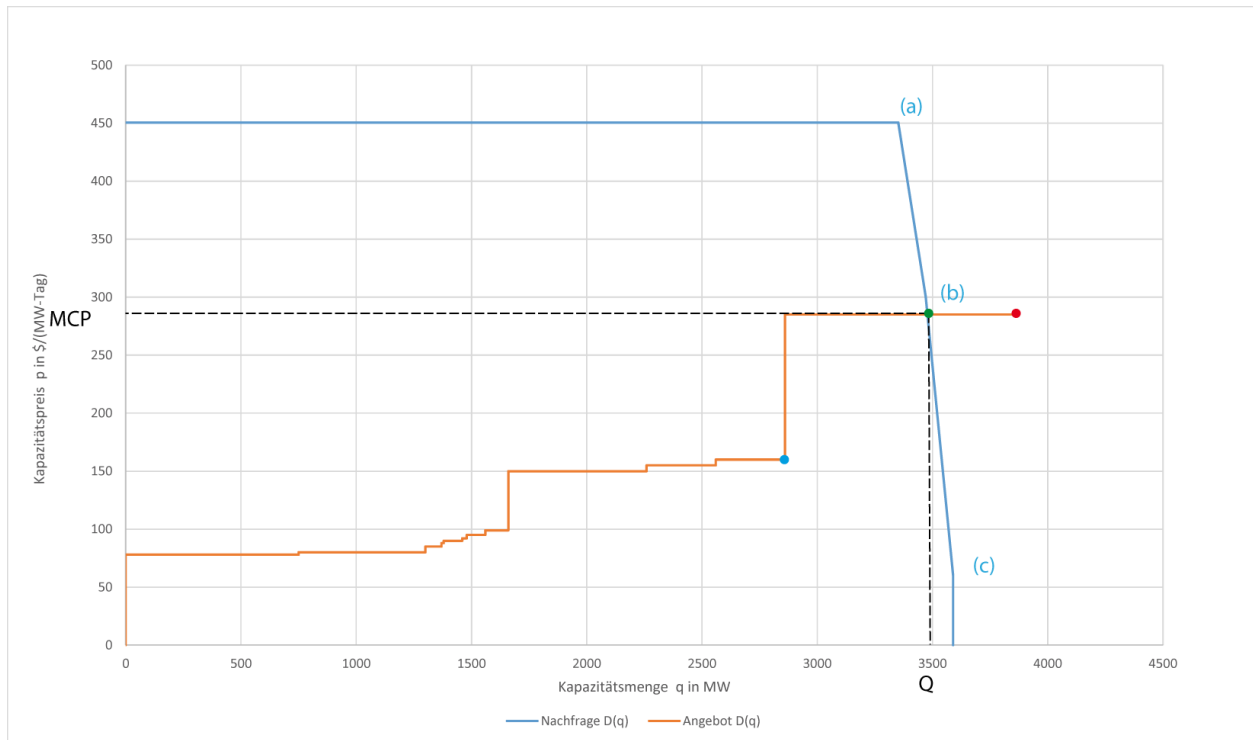


Abbildung 36: Preis-Mengen Diagramm sowie Bestimmung des Kapazitätspreises in Beispiel 1

Alle Kraftwerke welche am RPM anbieten werden nun nach ihrem Angebotspreis sortiert und ergeben die orange Angebotskurve in Abbildung 36.

Nun wird der Algorithmus aus 5.4 angewendet. Der letzte Punkt in den unteren Sektoren (blau) befindet sich in Sektor A, der erste Punkt oberhalb der Kurve (rot) befindet sich in Sektor F. Somit kann das schneidende Geradenstück der Angebotskurve nur horizontal sein. Damit ist der MCP derselbe wie jener des ersten Punktes außerhalb der VRR-Kurve (285 \$/(MW-Tag)).

Die VRR-Kurve ist zwischen den Punkten b und c durch folgende Gleichung beschrieben:

$$P = (Q - Q_b) * \frac{P_b - P_c}{Q_b - Q_c} + P_b \quad (15)$$

Wobei Punkt b durch (Q_b/P_b) und Punkt c durch (Q_c/P_c) bestimmt ist. Da der Preis P (MCP) im Schnittpunkt bekannt ist, muss die Gleichung auf die gesuchte Menge Q umgeformt werden.

$$Q = (P - P_b) * \frac{Q_b - Q_c}{P_b - P_c} + Q_b \quad (16)$$

Mit den vorher bestimmten MCP ergibt sich somit die Kapazitätsmenge Q mit 3.478,2 MW. Das Preissetzende Kraftwerk ist in diesem Fall das Kernkraftwerk. Alle Kraftwerke bekommen nun ihre Leistung zum MCP vergütet. Ausgenommen ist das Nuklearkraftwerk, dieses bekommt nur für 618,2 MW Erlöse aus dem Kapazitätsmarkt, da die gesamte Angebotsmenge die Nachfragemenge übersteigt.

5.5.2. Beispiel 2: Engpasssituation

Im zweiten Beispiel steht den Zonen jeweils derselbe Kraftwerkspark zur Verfügung. Allerdings ist das Übertragungsnetz nicht so gut ausgebaut und es stellt sich folgende Lastflusssituation ein:

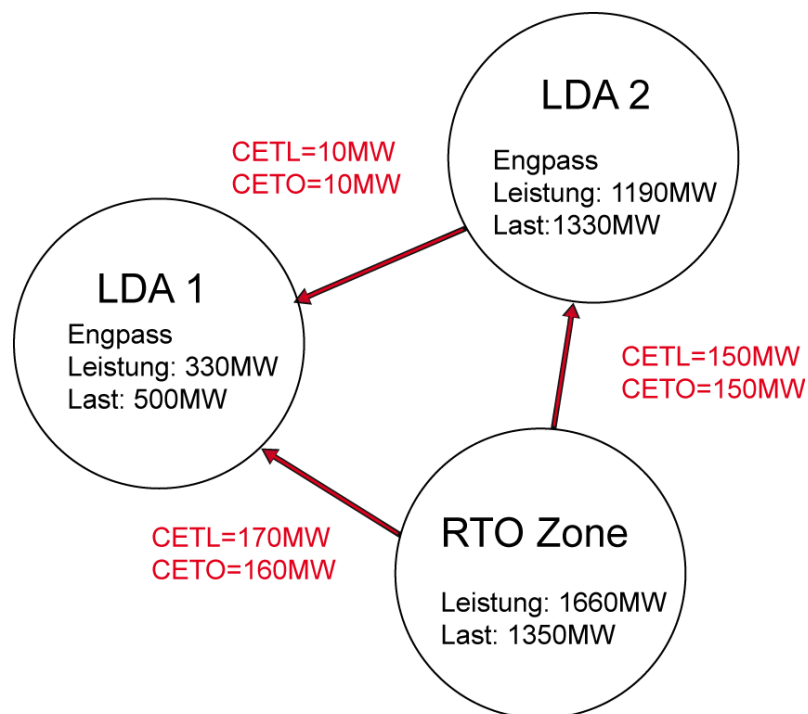


Abbildung 37: Lastfluss in Beispiel 2

Aufgrund des schwach ausgebauten Übertragungsnetzes kann der Sicherheitsfaktor bei der Netzauslastung für beide LDAs nicht eingehalten werden. Die Leistung von 180 MW,

welche die RTO Zone in beide LDAs liefern müsste um einen maximalen Wohlfahrtsgewinn zu erzielen, kann in diesem Beispiel nicht übertragen werden.

Das Modell detektiert somit einen Netzengpass und es wird für jede LDA ein eigener Kapazitätspreis ermittelt. Die Berechnung der VRR-Kurve funktioniert für die RTO Zone gleich wie in Beispiel 1. Allerdings verändern sich Angebot und Nachfragekurve, da der RTO Zone nun weniger Kraftwerke zur Verfügung stehen. Somit ergibt sich eine Spitzenlast von 1.460,7 MW (UCAP). Da alle Kraftwerke der Zone am RPM teilnehmen entspricht diese Leistung auch dem RelReq. Für die VRR-Kurve werden somit folgende Punkte berechnet:

Punkt	Kapazitätspreis \$/ (MW-Tag)	Leistung MW
a	450,61	1422,81
b	300,43	1473,36
c	60,09	1523,9

Tabelle 6: relevante Punkte der VRR-Kurve in der RTO Zone (Beispiel 2)

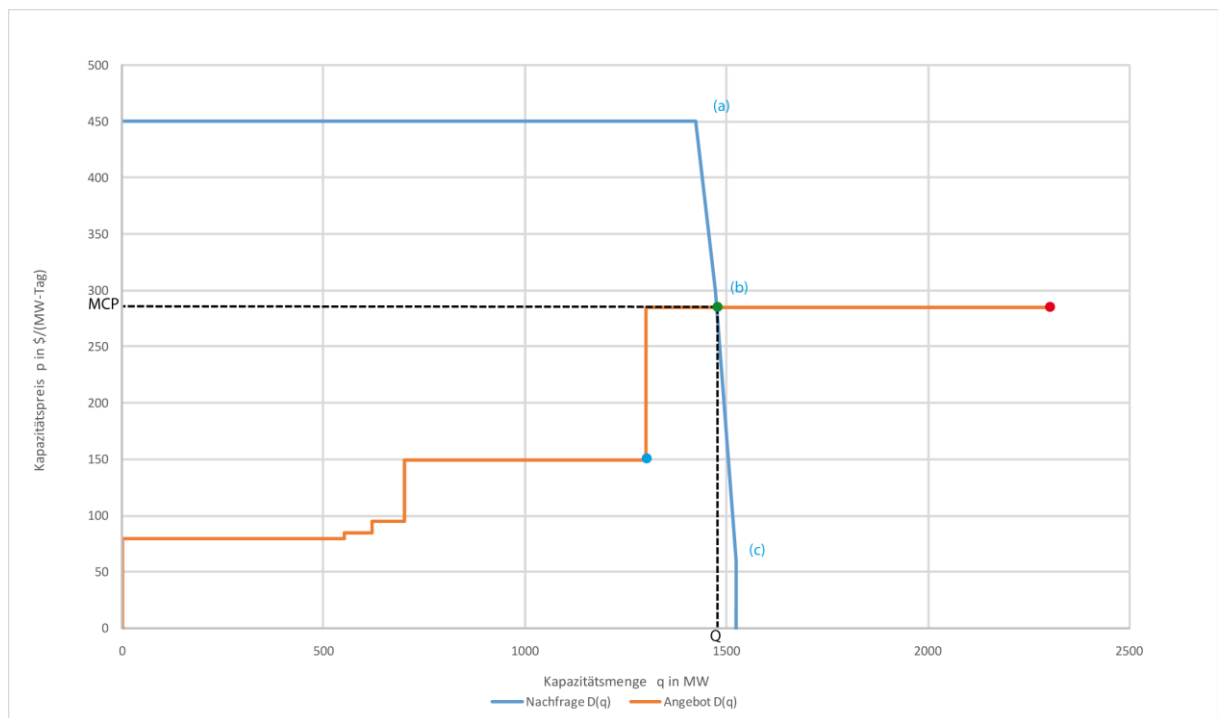


Abbildung 38: Kapazitätspreisermittlung RTO Zone in Beispiel 2

Die Preisberechnung erfolgt nun gleich wie in Beispiel 1, da sich auch hier die relevanten Punkte der Angebotskurve in den Sektoren A und F befinden. Der MCP ergibt sich somit aus dem Schnittpunkt einer horizontalen Geraden der Angebotskurve und der Geraden zwischen den Punkten b und c der Nachfragekurve. Es lassen sich ein MCP von 285 \$/(MW-Tag) sowie eine Kapazitätsmenge Q von 1476,6 MW ermitteln. Alle Kraftwerke bekommen

diesen Preis für ihre gesamte installierte Leistung vergütet. Ausgenommen ist das Nuklearkraftwerk, da es in diesem Beispiel das preissetzende Kraftwerk ist.

In den LDAs errechnet sich das RelReq aufgrund der Engpasssituation auf Basis der verfügbaren Erzeugungsleistung in der Zone sowie dem CETO. Für die Engpasszonen errechnen sich nun folgende Werte:

Zone	Leistung in der Zone	CETO	RelReq
	UCAP MW	UCAP MW	UCAP MW
LDA1	330,0	170,0	500,0
LDA2	1230,0	140,0	1370,0

Tabelle 7: RelReq der Engpasszonen

Aufgrund der Berechnungsmethode, bei der zur vorhandenen Erzeugungskapazität die importierte Leistung addiert wird, wird das RelReq bewusst größer gewählt. Dadurch wird die VRR-Kurve nach rechts verschoben und es ergibt sich ein höherer Kapazitätspreis als in der RTO Zone.

Punkt	LDA 1		LDA 2	
	Kapazitätspreis	Leistung	Kapazitätspreis	Leistung
	\$/ (MW-Tag)	MW	\$/ (MW-Tag)	MW
a	480,77	487,02	499,2	1334,45
b	320,51	504,33	332,8	1381,85
c	64,1	521,63	66,56	1429,26

Tabelle 8: relevante Punkte der VRR-Kurve in den LDAs

Da weder in LDA1 noch in LDA2 genügend installierte Kapazität vorhanden ist um die Spitzenlast zu decken, ergibt sich in den Preis-Mengen Diagrammen kein Schnittpunkt. Der Marktpreis wird somit durch die vertikale Erweiterung der Angebotskurve bestimmt.

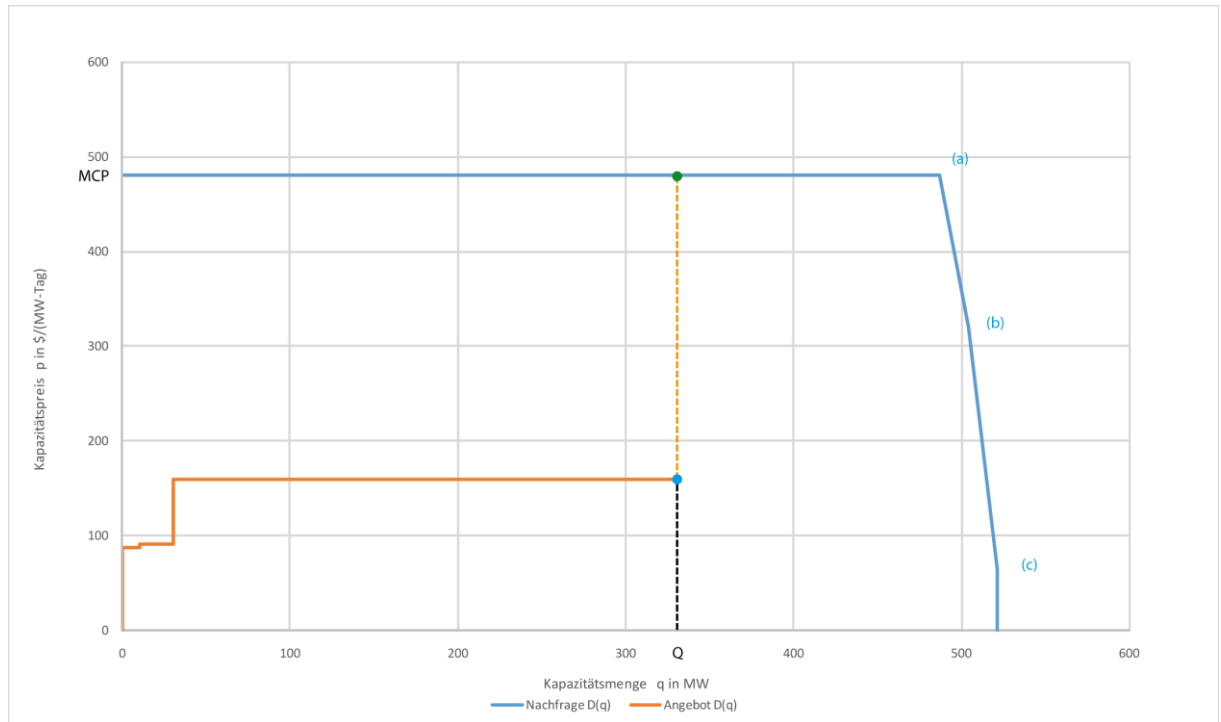


Abbildung 39: Kapazitätspreisbestimmung LDA1

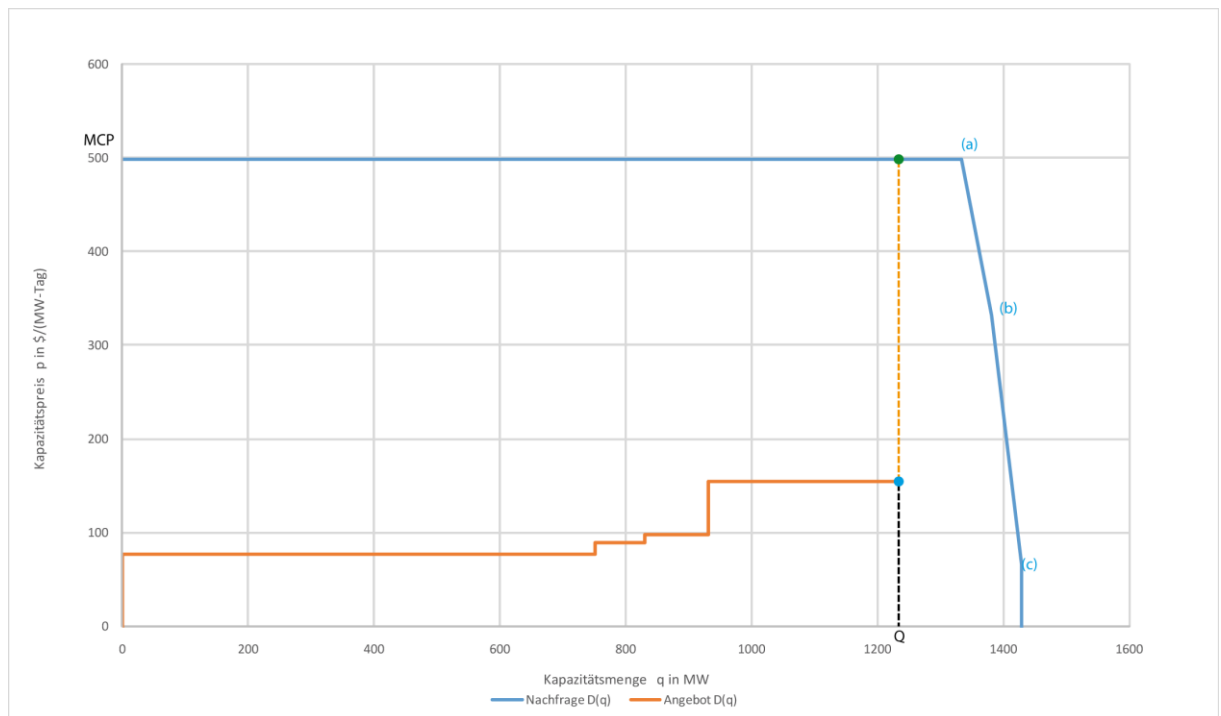


Abbildung 40: Kapazitätspreisbestimmung LDA2

In beiden Zonen befindet sich der letzte Punkt der Angebotskurve in Sektor A, somit ergibt sich der MCP aus dem Preis des Punktes a der VRR-Kurve. Da die Nachfrage das Angebot übersteigt, bekommen alle Kraftwerke den MCP für ihre gesamte Leistung erstattet. In den Zonen stellen sich nun folgende Kapazitätspreise ein:

5. Computerunterstützte Modellierung

Zone	Last	interne Leistung	importierte Leistung	Kapazitätspreis	Kapazitätsmenge
-	MW	MW	MW	\$/ (MW-Tag)	MW
RTO	1350	2300	-310	285	1476,6
LDA1	500	330	170	480,77	330
LDA2	1330	1230	140	499,2	1230

Tabelle 9: Kapazitätspreise in allen Zonen

Aufgrund des höheren Preises in den Engpasszonen wird ein Anreiz erzielt die Erzeugungsleistung in diesen auszubauen. Eine weitere Möglichkeit wäre eine qualifizierte Übertragungsleitung, welche den Engpass beheben würde.

6. Zusammenfassung

Der Kapazitätsmechanismus, welcher in dem Marktsystem von PJM implementiert ist, soll Spitzenlastkraftwerke unterstützen ihre Vollkosten zu decken. Durch den Mechanismus werden GuD Anlagen gefördert.

Neben geplanten und bestehenden Erzeugungsanlagen können auch PDSM Produkte, Energieeffizienzsteigerungen sowie qualifizierte Übertragungsleitungen am Kapazitätsmarkt teilnehmen und somit zusätzliche Erlöse erwirtschaften.

Im Vergleich zum Vorgängermodell, dem CCM, ist die Teilnahme am Markt für alle Erzeugungs- sowie Verteilunternehmen verpflichtend. Außerdem ist die Vorlaufdauer statt einigen Wochen auf drei Jahre erhöht worden. Dadurch sollte die Marktmacht, welche unter dem CCM stark ausgeprägt war, eingedämmt werden. Die Reduktion der Kapazitätspreisschwankungen konnte durch das neue Modell nur bedingt erreicht werden.

Die Vollkosten konnten bei gasbefeuerten Anlagen in den letzten Jahren, durch Energie- und Kapazitätsmarkt gut gedeckt werden. Dadurch wurde ein Ausbau von GuD Anlagen, und somit ein Rückgang von Kohle- und Dieselmotorkraftwerken erzielt. Bei der betrachteten Amortisationsdauer wurde allerdings ein Zeitraum von nur 20 Jahren gewählt. Vor allem Wasserkraftanlagen können eine wesentliche längere Lebensdauer aufweisen.

Erneuerbare Energien sind in den Kapazitätsmechanismus schwer zu integrieren. Die sicher verfügbare Leistung muss drei Jahre im Vorhinein bestimmt werden, was sich vor allem bei Photovoltaik- und Windkraftanlagen als schwierig erweist. Da der PJM Markt nur über einen geringen Anteil an erneuerbarer Energien aufweist, stellt dies dort kein großes Problem dar. Würde man den Mechanismus allerdings auf Europa übertragen, müsste einheitliche Standards festgelegt werden, um die sicher verfügbare Leistung von dargebotsabhängigen Anlagen realistisch zu bewerten.

7. Abkürzungsverzeichnis

BRA	Base Residual Auction
CCM	Capacity Credits Model
CETL	Capacity Emergency Transfer Limit
CETO	Capacity Emergency Transfer Objective
CONE	Cost Of New Entry
CTR	Capacity Transfer Rights
DLC	Direct Load Control
DR	Demand Response
EA&S	Net Energy and Ancillary Services
EFORd	Equivalent Demand Forced Outage Rate
EMS	Engpassmanagementsystem
EoM	Energy Only Markt
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FRR	Fixed Resource Requirement
FSL	Firm Service Load
GLD	Guaranteed Load Drop
GuD	Gas und Dampf Kombikraftwerk
HHI	Herfindahl-Hirschman-Index
IA	Incremental Auction
ICAP	Installed Capacity
ICTR	Incremental Capacity Transfer Rights
IRM	Installed reserve Margin
ISO	Independent System Operator
LDA	Locational Deliverability Area
LMP	Locational Marginal Pricing
LSE	Load Serving Entity
MCP	Market Clearing Price
MESL	Maximum Emergency Service Load
MOPR	Minimum Offer Price Rule
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
OATT	Open Access Transmission Tariff
PDSM	Power Demand Side Management
PJM	Pennsylvania, New Jersey und Maryland
PRD	Price Responsive Demand
p.u.	per unit
RelReq	Reliability Requirement
RPM	Reliability Pricing Model
RTEPP	Regional Transmission Expansion Planning Process
RTO	Regional Transmission Organization
UCAP	Unforced Capacity
VoLL	Value of Lost Load
VRR	Variable Resource Requirement
\$/ (MW-Jahr)	\$ pro MW und Tag
\$/MW-Tag)	\$ pro MW und Jahr

8. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Preisbildung am Strommarkt (Quelle: (Tietjen, 2012))	2
Abbildung 2: Angebot und Nachfrage am Markt: allgemeine Theorie links, Elektrizitätswirtschaft rechts (Quelle: (Schüppel, 2014)).....	2
Abbildung 3: Merit-Order Effekt (Quelle: (Tietjen, 2012)).....	5
Abbildung 4: Deckungsbeiträge in der Stromerzeugung (Quelle: (Schlemmermeier, 2014), eigene Darstellung).....	6
Abbildung 5: Jahresdauerlinien der von konventionellen Kraftwerken zu deckenden Last (Quelle: (Schlemmermeier, 2014), eigene Darstellung).....	7
Abbildung 6: Wirkungsweise der Kapazitätsbörse (Quelle: (Süßenbacher W. , 2011), eigene Darstellung)	12
Abbildung 7: Wirkungsweise der Kapazitätsoptionen (Quelle: (Süßenbacher W. , 2011), eigene Darstellung).....	14
Abbildung 8: Schematische Darstellung der Marktmacht am CCM (oben: ursprüngliche Marktsituation, unten: Marktpreis nach dem stilllegen eines Kraftwerks mit niedrigem Angebotspreis) (Quelle: (Monitoring Analytics, 2007), eigene Darstellung)	19
Abbildung 9: Schematische Darstellung der VRR Kurve (Quelle: (PJM Interconnection, 2015)).....	28
Abbildung 10: Marktpreisbildung in einer IA bei erweiterter Angebotsfunktion (Quelle: (PJM Interconnection, 2015), eigene Darstellung).....	35
Abbildung 11: Marktpreisbildung in einer IA bei erweiterter Nachfragefunktion (Quelle: (PJM Interconnection, 2015), eigene Darstellung).....	36
Abbildung 12: Schematische Darstellung der Preis-Mengen Änderung durch New Entry Pricing (Quelle: (PJM Interconnection, 2015), eigene Darstellung).....	37
Abbildung 13: Kosten und Erlöse eines neuen Gaskraftwerkes in der PJM Region (Basierend auf den Daten von: (Monitoring Analytics, 2016)).....	46
Abbildung 14: Deckung der Gesamtkosten der Gaskraftwerke in den verschiedenen LDAs (Basierend auf den Daten von: (Monitoring Analytics, 2016))	47

Abbildung 15:Kosten und Erlöse von neuen GuD Anlagen in der PJM Region (Basierend auf den Daten von: (Monitoring Analytics, 2016)).....	48
Abbildung 16: Grad der Gesamtkostendeckung in den letzten Jahren bei GuD Anlagen (Basierend auf den Daten von: (Monitoring Analytics, 2016))	48
Abbildung 17:Kosten und Erlöse von neuen Kohlekraftwerken in der PJM Region (Basierend auf den Daten von: (Monitoring Analytics, 2016))	49
Abbildung 18:variable Kosten der verschiedenen Kraftwerkstypen (Quelle: (Monitoring Analytics, 2016))	50
Abbildung 19: Kosten und Erlöse von neuen Ölkraftwerken in der PJM Region (Basierend auf den Daten von: (Monitoring Analytics, 2016)).....	51
Abbildung 20: Kosten und Erlöse von neuen Nuklearkraftwerken in der PJM Region (Basierend auf den Daten von: (Monitoring Analytics, 2016))	52
Abbildung 21: Kosten und Erlöse von neuen Windkraftanlagen in der PJM Region (Basierend auf den Daten von: (Monitoring Analytics, 2016))	53
Abbildung 22: Kosten und Erlöse von neuen Photovoltaikanlagen in der PJM Region (Basierend auf den Daten von: (Monitoring Analytics, 2016))	54
Abbildung 23: tatsächlicher sowie prognostizierter Energiemix der PJM Region(Quelle: (Monitoring Analytics, 2016)).....	55
Abbildung 24: Durchschnittlicher Kapazitätspreis (Quelle (Monitoring Analytics, 2016))	57
Abbildung 25: installierte Leistung im PJM Markt 2015 (Quelle: (Monitoring Analytics, 2007), eigene Darstellung)	59
Abbildung 26: installierte Leistung in Deutschland 2015 (Quelle: (Fraunhofer ISE, 01.02.2016), eigene Darstellung)	60
Abbildung 27:installierte Leistung in der ENTSO-E Zone 2015 (Quelle: (ENTSO-E, 2015), eigene Darstellung).....	61
Abbildung 28: Flussdiagramm des GAMS Modells	62
Abbildung 29: PI-Ersatzschaltbild einer Übertragungsleitung (Quelle: (Andersson, 2008))	63
Abbildung 30: Modellierung der LDAs	67

Abbildung 31: Einteilung der Sektoren im p/q Diagramm	68
Abbildung 32: Vorgehensweise der Schnittpunktermittlung von Angebots- und Nachfragefunktion.....	69
Abbildung 33: Schnittpunktermittlung (schwarz: Angebotskurve $S(q)$, rot: Nachfragekurve $D(q)$).....	70
Abbildung 34: Marktpreisbestimmung bei Unterangebot.....	71
Abbildung 35: Lastfluss in Beispiel 1	72
Abbildung 36: Preis-Mengen Diagramm sowie Bestimmung des Kapazitätspreises in Beispiel 1.....	73
Abbildung 37: Lastfluss in Beispiel 2	74
Abbildung 38: Kapazitätspreisermittlung RTO Zone in Beispiel 2.....	75
Abbildung 39: Kapazitätspreisbestimmung LDA1	77
Abbildung 40: Kapazitätspreisbestimmung LDA2	77

9. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: MOPR Floor Price für verschiedene Anlagentypen (CT: combustion turbine, CC: combined cycle, IGCC: integrated gasification combined cycle) und CONE Areas für das Versorgungsjahr 18/19. Angaben in \$ pro MW und Jahr (Quelle: (PJM Interconnection, 2015), eigene Darstellung).	38
Tabelle 2: Stromgestehungskosten je Kraftwerkstyp (in \$ pro MW und Jahr) (Quelle: (Monitoring Analytics, 2016), eigene Darstellung)	45
Tabelle 3: Kraftwerksdaten in Beispiel 1	71
Tabelle 4: Zonendaten in Beispiel 1	72
Tabelle 5: Berechnung der Punkte a, b und c zur Bestimmung der VRR- Kurve in Beispiel 1	73
Tabelle 6: relevante Punkte der VRR-Kurve in der RTO Zone (Beispiel 2)	75
Tabelle 7: RelReq der Engpasszonen.....	76
Tabelle 8: relevante Punkte der VRR-Kurve in den LDAs	76
Tabelle 9: Kapazitätspreise in allen Zonen	78

10. Literaturverzeichnis

- Andersson, G. (2008). *Modelling and Analysis of Electric Power Systems*. ITET ETH Zürich.
- Battle, C., & Rodilla, P. (2010). *A critical assessment of different approaches aimed to secure electricity generation supply*. Energy Policy.
- Beckers, T., & Hoffrichter, A. (2012). *Internationale Erfahrung mit Kapazitätsinstrumenten und Schlussfolgerung für die deutsche Diskussion*. TU Berlin, Fachgebiet für Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik.
- De Vries, L. (2004). *The myths of the invisible hand and the copper plate*. Technische Universität Delft.
- Elberg, C., Growitsch, C., Höffler, F., & Richter, J. (2012). *Untersuchung zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign*. Energiewirtschaftliches Institut, UNI Köln.
- ENTSO-E. (2015). *Net generating capacity on Dezember 31st 2015*. Abgerufen am 03.05.2016 von <https://www.entsoe.eu/db-query/miscellaneous/net-generating-capacity>.
- FERC. (2010). *PJM Open Access Transmission Tariff*. FERC.
- Fraunhofer ISE. (01.02.2016). *Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland*. Abgerufen am 03.05.2016 von https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm.
- Frontier Economics, Formaet Service GmbH. (2013). *Dezentrale Leistungsverpflichtungssysteme - Eine geeignete alternative zu zentralen Kapazitätsmechanismen?* Frontier Economics & Formaet Service GmbH.
- Höffler, F. (2014). *Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign: Kann der Energy-only-Markt 2.0 auf Kapazitätsmechanismen verzichten?* EWI Köln.
- Inagendo energy policy consulting. (2013). *Funktionsweise und Nebenwirkungen von Kapazitätsmechanismen*. Inagendo GmbH.
- Monitoring Analytics. (2007). *2006 State of the Market Report - Capacity Market*. Monitoring Analytics.
- Monitoring Analytics. (2016). *2015 State of the market report for PJM*. Monitoring Analytics.
- Nacht, T. (2010). *Lastflussbasierte Optimierungsalgorithmen in der Elektrizitätswirtschaft*. Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation.

- PJM Interconnection. (2015). *Energy & Ancillary Services Market Operations*. PJM Interconnection.
- PJM Interconnection. (2015). *PJM Capacity Market*. PJM Interconnection.
- PJM Interconnection. (2015). *Value Proposition*. Abgerufen am 08.03.2016 von <http://www.pjm.com/about-pjm/who-we-are.aspx>.
- PJM Interconnection. (März 2016). *PJM History*. Abgerufen am 08.03.2016 von <http://www.pjm.com/about-pjm/who-we-are.aspx>.
- PJM Interconnection. (März 2016). *Who We Are*. Abgerufen am 08.03.2016 von <http://www.pjm.com/about-pjm/who-we-are.aspx>.
- Riechmann, C. (2014). *Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign: Kann der Energy-only-Markt 2.0 auf Kapazitätsmechanismen verzichten?, Versorgungssicherheit in einem Energy-only-Markt*. Frontier Economics.
- Rosenthal, R. E. (2008). *A User's Guide*. GAMS Development Corporation.
- Schlemmermeier, B. (2014). *Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign: Kann der Energy-only-Markt 2.0 auf Kapazitätsmechanismen verzichten?, Die Investoren-Perspektive*. LBD Beratungsgesellschaft mbH.
- Schüppel, A., & Stigler, H. (2014). *Simulation der Wohlfahrtsgewinne an der "Energy Only"-Strombörse*. Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation.
- Schüppel, A., Gutschl, C., & Stigler, H. (2011). *Einfluss dargebotsabhängiger Stromerzeugung auf die Strommärkte*. Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation.
- Stigler, H., Bachhiesl, U., Nischler, G., & Schüppel, A. (2012). *Das öffentliche Interesse an der Errichtung der 380-kV-Salzburgleitung*. Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation. Im Auftrag der Austrian Power Grid AG.
- Stoft, S. (2002). *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. New York: John Wiley and Sons.

- Sun, N., Brand, H., Remppis, S., & Brunner, M. (2013). *Notwendigkeit der Gestaltungsoptionen von Kapazitätsmechanismen in der deutschen Elektrizitätswirtschaft*. Universität Stuttgart.
- Süßenbacher, W. (2011). *Marktgestaltung unter Berücksichtigung der Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft*. Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Dissertation.
- Süßenbacher, W., Schwaiger, M., & Stigler, H. (2011). *Kapazitätsmärkte und -mechanismen im internationalen Kontext*. Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation.
- Tietjen, O. (2012). *Kapazitätsmärkte: Hintergründe und Varianten mit Fokus auf einen emissionsarmen deutschen Strommarkt*. Germanwatch.