



Martin Strohmaier, BSc

Kapazitätsmechanismen in der Elektrizitätswirtschaft

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik-Wirtschaft

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

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

Institut für Elektrizitätswirtschaft und

Energieinnovation

Graz, Mai 2015

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

An dieser Stelle möchte ich mich bei allen bedanken, die mich während der Anfertigung meiner Masterarbeit unterstützt haben.

Ich danke Herrn Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl für die Betreuung meiner Arbeit und bei Herrn Univ.-Prof. Mag.rer.soc.oec. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinrich Stigler für seine Unterstützung.

Weiters möchte ich mich für hilfreiche Anregungen und Diskussionen bei Herrn Mag.rer.soc.oec. Gerald Feichtinger bedanken.

Ich bedanke mich bei meinen Studienkollegen für eine lustige Studienzeit mit motivierten und lehrreichen Lerneinheiten sowie Motivationsschüben.

Mein besonderer Dank gilt meinen Eltern, die mir dieses Studium finanziell ermöglicht haben und mich immer unterstützen sowie Isabella Anelli-Monti die mir starken Rückhalt gab.

Kurzfassung

Das in Mitteleuropa am häufigsten vorkommende Marktsystem ist seit der Liberalisierung des Strommarktes der Energy-Only Markt. In diesem werden Energiemengen gehandelt, die Kraftwerksbetreiber zu ihren Grenzkosten anbieten. Durch den massiven Zubau von erneuerbaren Energien und deren niedrigen Grenzkosten ist der Börsenpreis in den letzten Jahren gesunken. Für Wirtschaft und Haushalte eine wünschenswerte Entwicklung jedoch mit schwerwiegenden Folgen für thermische Kraftwerke, die hohe Grenzkosten aufweisen. Sie werden teilweise aus der Merit-Order gedrängt und sind somit nicht mehr kostendeckend betreibbar, wodurch immer mehr sogar sehr effiziente Kraftwerke stillgelegt werden. Zusätzlich bleiben Investitionen in Spitzenlastkraftwerke aus, welche aber nötig sind, um die fluktuierende Erzeugung erneuerbarer Energien auszugleichen.

Mögliche Ansätze um Investition in Erzeugungskapazitäten zu fördern sind Kapazitätsmechanismen, welche neben reiner Energie auch Leistung vergüten. In einigen Ländern wurde der Energy-Only Markt durch einen Kapazitätsmechanismus ergänzt. In dieser Arbeit werden verschiedene Kapazitätsmechanismen erklärt und bewertet. Der Kern dieser Arbeit ist die Gegenüberstellung und Bewertung der in Frankreich und Großbritannien aktuellen Kapazitätsmechanismen sowie die Grundsatzentscheidung Deutschlands.

Abstract

Since the liberalization of the electricity sector the energy-only market is the most common market system in central Europe. In these markets, power plant operators only get paid for the delivery of energy according to their marginal costs. Due to the massive increase in the construction of renewable energies with their low marginal costs the stock exchange price decreased in the past few years. This is a desirable development for economy and households but with fatal consequences regarding thermal power plants which show high marginal costs. As a consequence they will be driven out of the merit-order and therefore they cannot cover their costs anymore followed by closures of even very efficient plants. In addition investments in peak load power plants fail to materialise but they are necessary to balance the fluctuating generation of renewable energies.

Capacity mechanisms are approaches to encourage investments in generation plants due to the payment for energy and capacity. In some countries the energy-only market is already supplemented by a capacity mechanism. In this master thesis different capacity mechanisms are explained and evaluated. The comparison and evaluation of the capacity mechanisms in France and Great Britain as well as the fundamental decision of Germany is the main part of this work.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Problemstellung.....	1
1.2	Historische Entwicklung.....	2
1.3	Der Energy-Only Markt	3
1.4	Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf die Merit-Order	4
1.5	Erzeugungsscharakteristik bedarfsgerecht vs. dargebotsabhängig.....	5
1.6	Flexibilisierung	6
1.6.1	Verbraucherseitige Anpassung.....	6
1.6.2	Erzeugerseitige Anpassung.....	7
2	Kapazitätsmechanismen	8
2.1	Allgemeine Bewertungskriterien	8
2.1.1	Stabilität von Investitionen in Erzeugungskapazitäten in einem isolierten Markt.....	8
2.1.2	Sicherstellung ausreichender Erzeugung in einem offenen Markt	9
2.1.3	Stabilität gegenüber Marktmacht in Elektrizitätsmärkten	9
2.1.4	Stabilität gegenüber Manipulation.....	9
2.1.5	Änderung der Preiselastizität der Nachfrage	9
2.1.6	Durchführbarkeit	10
2.2	Einteilung und Kurzdarstellung von Kapazitätsmechanismen	10
2.2.1	Kapazitätzahlungen	11
2.2.2	Strategische Reserve.....	15
2.2.3	Kapazitätsverpflichtung	23
2.2.4	Versorgungssicherheitsverträge.....	26
3	Analyse und Vergleich aktueller Ansätze	31
3.1	Deutschland	31
3.1.1	Strommarkt 2.0.....	31
3.1.2	Kapazitätsmarkt	32
3.2	Frankreich	34
3.2.1	Ausgangslage	34
3.2.1.1	Spitzenlastbedarf.....	34
3.2.1.2	Erneuerbare Energien.....	37

3.2.2	Wahl des Kapazitätsmechanismus	38
3.2.3	Funktionsweise und Ausgestaltung des Kapazitätsmechanismus bezüglich Kapazitätsverpflichtung	39
3.2.3.1	Verpflichtete Akteure	39
3.2.3.2	Parameter der Kapazitätsverpflichtung	41
3.2.3.3	Zeitlicher Ablauf.....	45
3.2.4	Funktionsweise und Ausgestaltung des Kapazitätsmechanismus bezüglich Kapazitätszertifikate	46
3.2.4.1	Akteure der Kapazitätszertifizierung.....	47
3.2.4.2	Menge an Kapazität.....	47
3.2.4.3	PP2 Periode	51
3.2.4.4	Berücksichtigung des Ausscheidens von Kapazitäten.....	52
3.2.4.5	Zeitlicher Ablauf.....	52
3.2.5	Abrechnungssystem.....	55
3.3	Großbritannien	57
3.3.1	Akteure der EMR.....	59
3.3.2	Auktion des Kapazitätsmarktes	60
3.3.2.1	Auktionsmenge.....	60
3.3.2.2	Teilnahmeberechtigung.....	62
3.3.2.3	Vorqualifikation	63
3.3.2.4	Format	64
3.3.3	Lieferung	66
3.3.4	Abrechnungssystem.....	66
3.4	Gegenüberstellung der Mechanismen von Frankreich und Großbritannien .	69
3.4.1	Frankreich	69
3.4.1.1	Handel.....	69
3.4.1.2	Transparenz	70
3.4.1.3	Stabilität gegenüber Marktmacht und Manipulation	72
3.4.1.4	Integration von grenzüberschreitenden Kapazitäten	73
3.4.1.5	Bewertung	74
3.4.2	Großbritannien	76
3.4.2.1	Handel.....	76
3.4.2.2	Transparenz	77

3.4.2.3	Stabilität gegenüber Marktmacht und Manipulation	78
3.4.2.4	Integration von grenzüberschreitenden Kapazitäten	78
3.4.2.5	Bewertung	79
4	Schlussfolgerungen und Ausblick	82
5	Abkürzungsverzeichnis	84
6	Abbildungsverzeichnis	85
7	Tabellenverzeichnis	88
8	Literaturverzeichnis	89

1 Einleitung

Seit der Liberalisierung des Strommarktes ist das am häufigsten vorkommende Marktsystem in Mitteleuropa der „Energy-Only“ Markt (EOM), welcher auch in Deutschland und Österreich vorzufinden ist. In diesem wird die tatsächlich erzeugte elektrische Energie gehandelt und nicht die erzeugte Leistung. Auch die Vorhaltung von Kapazitäten für Engpässe wird hierbei nicht vergolten. Im EOM wird elektrische Energie entweder bilateral, durch einen OTC-Handel (Over the Counter) oder über Strombörsen gehandelt. An letzteren wird Energie kurzfristig (Spotmarkt), sowie langfristig (Terminmarkt) angeboten. Die Preisbildung an der Strombörse basiert auf dem sogenannten Merit-Order-Prinzip (Schüppel & Stigler, 2013).

1.1 Problemstellung

Durch die Förderung von erneuerbaren Energien (EE) und dem damit verbundenen starken Ausbau dieser, sinkt der Börsenpreis an Zeitpunkten mit viel Wind und Sonne. Dies folgt aus den niedrigen Grenzkosten. Diese Entwicklung ist für Haushalte und Wirtschaft wünschenswert, jedoch sind die Auswirkungen auf Kraftwerksbetreiber (vor allem von thermischen Kraftwerken) erheblich. Die werden durch die erneuerbaren Energien aus der Merit-Order gedrängt wodurch sie nicht mehr kostendeckend betreibbar sind und oftmals stillgelegt werden. Alleine in Deutschland wurden basierend auf der Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur 7.900 MW an Erzeugungsleistung zur endgültigen Stilllegung angezeigt (Bundesnetzagentur, 2014). Auch Österreich bleibt von diesem Trend nicht verschont, ein Beispiel hierfür wäre das hoch moderne Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerk (GuD) Mellach, welches erst 2012 in Betrieb genommen wurde. Das Problem besteht aus technischer Sicht darin, dass durch die stetige Erhöhung von dargebotsabhängigen Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien eine entsprechende Ausgleichserzeugung erforderlich ist. Diese muss bei Ausfall der erneuerbaren Energien, beispielsweise durch Windstille oder geringe Sonneneinstrahlung, eingesetzt werden. Hierfür werden wiederum thermische sowie Speicherkraftwerke benötigt, welche aber nicht mehr kostendeckend betrieben werden können, wodurch wenige Investitionsanreize für den Zubau solcher Anlagen bestehen. Dadurch kann es in bestimmten Situationen zu Systemstörungen kommen

und damit zur Gefährdung der Versorgungssicherheit, welche aber essenziell für Wirtschaft und private Haushalte ist (Agora Energiewende, o. J.).

1.2 Historische Entwicklung

Die Anfänge der österreichischen Elektrizitätswirtschaft beginnen im Jahre 1873 mit einer Gleichstrommaschine im Industriebetrieb Krupp in Berndorf. Anschließend 1883 wird ein 120 kV Generator der Südbahngesellschaft in Mödling in Betrieb genommen. Im Laufe der Jahre stieg der Strombedarf stetig an, wodurch 1886 das erste öffentliche Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) in Scheibbs in Niederösterreich entstanden ist. Um 1914 herum gibt es ca. 350 Kraftwerke, wobei im Osten vorwiegend Dampf und im Westen Wasserkraftwerke im Einsatz sind. Im Ersten Weltkrieg wurde die Kohleversorgung zunehmend schwieriger wodurch der Fokus auf Wasserkraft gelegt wurde. Dadurch stieg die Leistung der installierten Wasserkraftwerke von 240 MW auf 725 MW an. Aufgrund des stetig steigenden Bedarfs an Elektrizität wurden bis 1930 110 kV Leitungen von der Steiermark und Oberösterreich nach Wien errichtet. Durch den Zweiten Weltkrieg wurden einige Anlagen beschädigt und zerstört. Mit dem zweiten Verstaatlichungsgesetz 1947 ging ein Großteil der Elektrizitätswerke in das Eigentum der Länder über. Die Verbundgesellschaft übernahm im Zuge dessen das österreichische Übertragungsnetz. Ab 1948 werden finanzielle Mittel des Marshallplans zum Wiederaufbau der Elektrizitätswirtschaft verwendet, und Ende der 1940er Jahre gehen erste Kraftwerke der Verbundgesellschaft ans Netz. 1955 wurde das Speicherkraftwerk in Kaprun in Betrieb genommen, welches als Symbol für den Wiederaufbau in Österreich steht. Zu dieser Zeit wurde auch das Kraftwerk Ybbs-Persenbeug erbaut. Ab 1955 war es für Österreich möglich den Strombedarf selbst zu decken. Von 1960-1970 stieg das Stromverbrauchswachstum durch den Wirtschaftsaufschwung. Trotz der Erbauung von Großkraftwerken wie der Donaukraftwerke und Speicherkraftwerken, werden weitere Kraftwerke benötigt, um den Bedarf an Strom zu decken. Im Zuge dessen wird von der Politik und der Elektrizitätswirtschaft die Nutzung der Kernenergie zur Lösung des Kraftwerksbedarfs gesehen und es wurde 1968 in Österreich eine Planungsgesellschaft für Kernkraftwerke gegründet. Das anschließend errichtete Kernkraftwerk Zwentendorf wurde trotz Fertigstellung nie in Betrieb genommen, da sich die

Bevölkerung in einer Volksabstimmung 1978 gegen das Kraftwerk entschied. Durch Ölkrise und die damit verbundene Erhöhung des Ölpreises im Jahre 1973, wurde der Ausbau von Wasserkraft weiter gefördert. Im Zuge dieses Ausbaus wurden unter andere drei Donaukraftwerke gebaut. In den 1990igern wurde in die Nutzung von erneuerbaren Energien stärker forciert. Im Oktober 2001 wurde in Österreich basierend auf der europäischen Binnenmarktrichtlinie der Strommarkt vollständig liberalisiert, wodurch es erstmalig für Stromkunden möglich war sich den Energieversorger auszusuchen (Bachhiesl, 2014). Die Bereiche Erzeugung, Übertragung und Verteilung wurden durch die Liberalisierung aufgetrennt. Durch den steigenden Energiebedarf stiegen auch die CO₂-Emissionen, wodurch der Fokus auf eine nachhaltige CO₂-arme Energieversorgung durch erneuerbare Energien gelegt wird (Stichwort Energiewende). Dies in Verbindung mit dem Energy-Only Marktdesign regt zum Umdenken des derzeitigen Marktmodells an.

1.3 Der Energy-Only Markt

Der Energy-Only Markt ist ein Marktdesign, das beispielsweise in Österreich und Deutschland Anwendung findet, indem die tatsächlich gelieferte Energie, jedoch nicht vorgehaltene Kapazität vergütet wird. Der Preis für Energie orientiert sich in liberalisierten Elektrizitätsmärkten an den kurzfristigen Grenzkosten. Diese entsprechen nach dem Merit-Order Prinzip den Grenzkosten der teuersten noch eingesetzten Anlage. Alle Anlagen, welche niedrigere Grenzkosten aufweisen bekommen den vollen Marktpreis und können somit Deckungsbeiträge erwirtschaften.¹ Das Problem sind die fehlenden Deckungsbeiträge der preissetzenden Kraftwerke, meist Gaskraftwerke. Investitionen in neue Anlagen bleiben aus, was langfristig die Versorgungssicherheit gefährdet (ZfES, 2013).²

Laut The Brattle Group liegt der Preis für Energie, in einem perfekt funktionierenden Energy-Only Markt, in Knappheitsstunden (Stunden mit sehr hoher Last) über den variablen Erzeugungskosten. Weiters wird angenommen das Knappheitsstunden häufig auftreten, sodass alle sich im Betrieb befindliche Kraftwerke Deckungsbeiträge erwirtschaften können (The Brattle Group, 2009).

¹ Siehe 1.4

² Auch als „Missing-Money Problem“ bekannt.

1.4 Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf die Merit-Order

Die Preisbildung an der Strombörse basiert auf dem Merit-Order Prinzip. Energieversorger bieten ihre erzeugte Energie zu einem bestimmten Preis an, welcher auf den kurzfristigen Grenzkosten der jeweiligen Kraftwerke basiert. Alle Angebote werden preislich sortiert und basierend auf der Nachfrage aufsteigend zugeschaltet. Preissetzend ist das letzte Kraftwerk welches benötigt wird um die gesamte Nachfrage zu decken (Tietjen, Arikas, Bals, & Burck, 2012). Abbildung 1 zeigt eine vereinfachte Darstellung einer Merit-Order.

Um den Einfluss von erneuerbaren Energien darzustellen, zeigt Abbildung 1 eine Merit-Order mit geringer und Abbildung 2 eine Merit-Order mit hoher EE-Erzeugung.

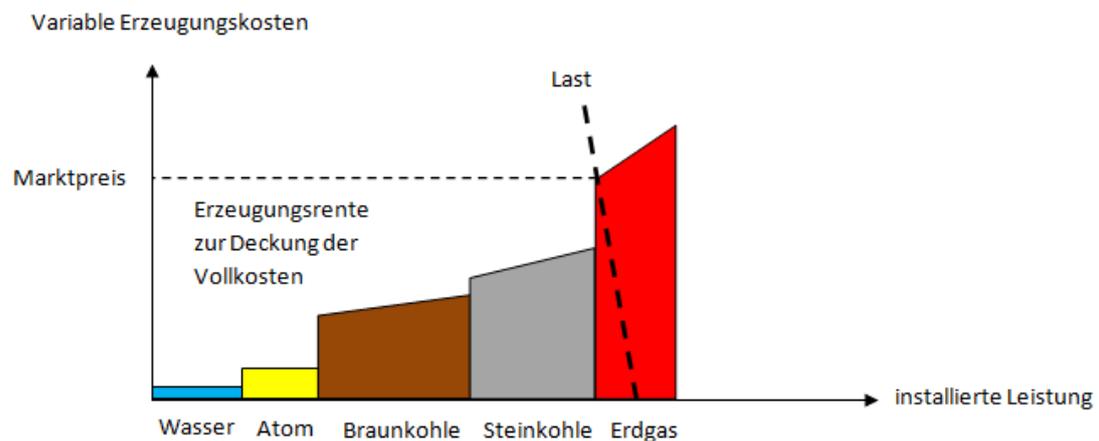


Abbildung 1: Die Preisbildung im Stromhandelsmarkt ohne erneuerbaren Energien (Merit-Order) (Quelle: (Tietjen, Arikas, Bals, & Burck, 2012), eigene Darstellung)

In Abbildung 1 sind ganz links die Wasserkraftwerke dargestellt, welche Strom am günstigsten anbieten können, da sie die geringsten variablen Erzeugungskosten aufweisen. Ganz rechts befinden sich die Gaskraftwerke die in diesem Szenario, wegen ihrer hohen Grenzkosten, die teuersten sind. Die gestrichelte Linie stellt die Stromnachfrage (Last) dar, welche sich über die Zeit ändert. Bei geringer Nachfrage ist sie weiter links, bei hoher rechts. Der für den an der Börse geltenden Marktpreis wird nun durch jenes Kraftwerk festgelegt, welches gerade noch produzieren muss um die Nachfrage zu decken. In der Merit-Order ist das durch den Schnittpunkt der Nachfragelinie mit dem letzten zur Lastdeckung benötigten Kraftwerk leicht erkennbar, welches in diesem Szenario das Gaskraftwerk ist. Dieses Kraftwerk kann nur die variablen Kosten zur Erzeugung der Energie decken, jedoch nicht die Fixkosten, somit

werden weder Gewinne noch Verluste erwirtschaftet. Jedes Kraftwerk welches Strom unter dem Marktpreis anbietet erhält trotzdem den vollen Preis, welcher abzüglich der variablen Kosten zur Deckung der Fixkosten dient (Tietjen, Arikas, Bals, & Burck, 2012).

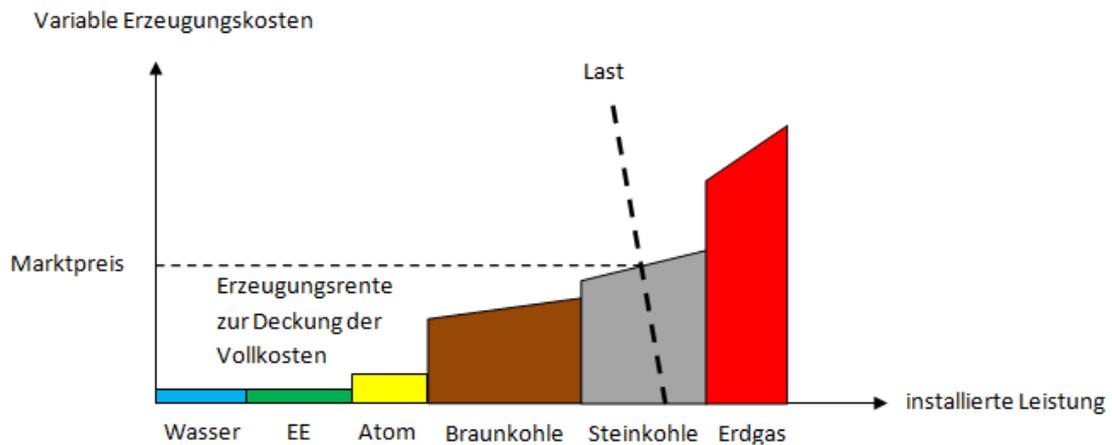


Abbildung 2: Die Preisbildung im Stromhandelsmarkt mit erneuerbaren Energien (Merit-Order) (Quelle: (Tietjen, Arikas, Bals, & Burck, 2012), eigene Darstellung)

Unter Einbeziehung der erneuerbaren Energien wandert die Merit-Order nach rechts (Abbildung 2). Dies ist auf die niedrigen variablen Kosten der erneuerbaren Energien zurückzuführen und somit ist beispielsweise ein Steinkohlekraftwerk statt einem Gaskraftwerk preissetzend. Folgend sinkt der Marktpreis und damit verbunden die Auslastung konventioneller Kraftwerke, was eine geringere Erzeugungsrente zur Folge hat. Besonders bemerkbar ist dies an sonnenreichen Tagen zur Mittagszeit da hier viel Energie aus Photovoltaik-Anlagen erzeugt wird. (Tietjen, Arikas, Bals, & Burck, 2012).

1.5 Erzeugungscharakteristik bedarfsgerecht vs. dargebotsabhängig

Grundsätzlich wird zwischen bedarfsgerechter und dargebotsabhängiger Stromerzeugung unterschieden. Bedarfsgerechte Kraftwerke wie beispielsweise Biomasse Kraftwerke, Speicherkraftwerke und Kraftwerke auf Basis fossiler Energieträger, können abgesehen von Ausnahmen im Großteil des Jahres ihre Erzeugung dem Verbrauch anpassen. Dadurch können Lastspitzen abgedeckt werden, was mit reiner dargebotsabhängiger Stromerzeugung nicht vorstellbar wäre. Dargebotsabhängige Stromerzeugung, beispielsweise durch Laufwasserkraftwerke, Photovoltaikkraftwerke und Windkraftwerke, unterliegt hingegen starken Schwankungen. An einem windstillen sonnenarmen Wintertag, indem wenig dargebotsabhängige Energie erzeugt werden kann, wird eine bedarfsgerechte

Erzeugung benötigt, um dies auszugleichen. Das Problem, dass sich in einigen Ländern widerspiegelt ist die priorisierte Einspeisung von dargebotsabhängigem Strom. Spitzenlastkraftwerke kommen in vielen Tagen des Jahres nur kaum zum Einsatz, womit sich eine Deckung der Fixkosten jener Kraftwerke schwierig gestaltet (Stigler, Bachhiesl, Nischler, & Schüppel, 2012).

1.6 Flexibilisierung

Das Energiesystem wird aktuell durch die ständige Zunahme des Stromverbrauchs in Verbindung mit dem starken Zubau erneuerbarer Energien, mit ihrer fluktuierenden Einspeisungscharakteristik, und die dadurch ausbleibenden Investitionen in Spitzenlastkraftwerke vor große Herausforderungen gestellt. Vor allem durch die fehlende Speicherbarkeit von erneuerbaren Energien wird ein hoher Grad an verbraucherseitiger sowie erzeugerseitiger Flexibilität benötigt.

1.6.1 Verbraucherseitige Anpassung

Demand-Side-Management (DSM) oder auch Laststeuerung sind nachfrageseitige Maßnahmen zur Steuerung der Energienachfrage. Demand Response unterscheidet sich vom Demand-Side-Management in der zeitlichen Ebene. Demand Response wird für einen kürzeren Zeitraum verwendet. Zusätzlich wird damit die Flexibilisierung des Verbrauchs bezeichnet, in der beispielsweise große Industrieunternehmen ihren Verbrauch für kurze Zeit limitieren, um Lastspitzen des Strommarktes zu verhindern und damit die Netzstabilität erhöhen. Unternehmen werden für die Verschiebung des Verbrauchs auf Zeiten in der keine Lastspitzen auftreten vergütet. Vor allem in einigen Kapazitätsmärkten ist der Beitrag von Demand Response zur Versorgungssicherheit ein zentrales Element. Der Einsatz von Demand Response kann bis zu einem bestimmten Grad Spitzenlastkraftwerke ersetzen und somit kann der Bau neuer Spitzenlastkraftwerke verzögert oder sogar vermieden werden. Ein zusätzlicher Vorteil von Demand Response ist die Sicherstellung der Versorgungssicherheit bei kritischer Netzauslastung, da die Deckung der Spitzenlast durch Erzeugungskraftwerke wie Pumpspeicher- oder Gaskraftwerke die Netze zusätzlich auslastet (Kollmann, et al., 2013).

1.6.2 Erzeugerseitige Anpassung

Durch die zunehmend fluktuierende Energieerzeugung durch Erneuerbare Energien wird es immer wichtiger flexible Kraftwerke im Einsatz zu haben, die Schwankungen der Erzeugung ausgleichen. Vor allem flexible thermische konventionelle und Speicherkraftwerke werden verwendet um den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch zu bewerkstelligen. Die verschiedenen Technologien der konventionellen Kraftwerke weisen unterschiedliche Flexibilitätspotenziale auf. Gasturbinen und Gasmotoren haben schnelle Anfahrsgeschwindigkeiten, jedoch zu einem geringen Wirkungsgrad. Dahingegen haben Gas-und-Dampfturbinen- und Steinkohlekraftwerke einen höheren Wirkungsgrad. Speicherkraftwerke haben gegenüber konventionellen thermischen Kraftwerken den Vorteil, dass sie den Strom bei Überschuss von erneuerbaren Energien aufnehmen und in Zeiten in denen die Erzeugung aus erneuerbaren Energien gering und der Bedarf hoch ist wieder abgeben können (Winkler, Sensfuß, Keles, Renz, & Fichtner).

Im Moment stellt die hohe konventionelle Mindesterzeugung bei geringer Residuallast³ ein Problem dar. Konventionelle Mindesterzeugung bestimmter thermischer Kraftwerke ist die für den Netzbetrieb notwendige Stromerzeugung. Beispiele hierfür wären Regelleistung, Redispatch oder auch die Bereitstellung von Blindleistung. Da die Preise bei hoher erneuerbarer Erzeugung und geringer Nachfrage (niedrige Residuallast) gering sind, können sich thermische Kraftwerke nur schwer refinanzieren. Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in der Zukunft ist es deshalb erforderlich die Mindesterzeugung zu reduzieren und die Abregelung erneuerbarer Anlagen zu ermöglichen (BMWi, 2014).

³ Residuallast ist die nachgefragte Leistung eines Stromsystems minus dem Anteil fluktuierender Einspeisung vor allem aus erneuerbarer Energien.

2 Kapazitätsmechanismen

Der derzeitige Strommarkt in Deutschland und Österreich basiert auf dem sogenannten Energy-Only Marktmodell, welches den Erzeugern nur die tatsächlich gelieferte Energie vergütet. Der Preis orientiert sich an den kurzfristigen Grenzkosten des teuersten Kraftwerks, welches gerade noch produzieren muss, um die Nachfrage zu decken. Grenzkraftwerke (beispielsweise Gasturbinen) zeichnen sich durch hohe variable Kosten aus, wodurch sie niedrige jährliche Betriebsstunden haben. Ein refinanzieren über den Großhandelsmarkt ist somit nicht möglich, wodurch Investitionen in Neuanlagen ausbleiben. Dieser Effekt wird durch den massiven Zubau an Erneuerbaren Energien verstärkt, welche aber teilweise stark dargebotsabhängig sind.⁴ Dadurch werden wieder Reservekraftwerke benötigt, um an sonnenarmen und/oder windstillen Tagen den Bedarf zu decken. Um Investitionen in Erzeugungskapazitäten zu fördern wird in verschiedenen Ländern der Großhandelsmarkt durch einen Kapazitätsmechanismus ergänzt, welcher im Gegensatz zu dem Energy-Only Marktmodell auch die vorgehaltene Leistung vergütet (WWF, 2012).

2.1 Allgemeine Bewertungskriterien

Folgende Kriterien dienen der Bewertung von Kapazitätsmechanismen.⁵

2.1.1 Stabilität von Investitionen in Erzeugungskapazitäten in einem isolierten Markt

Dieses Kriterium beschreibt die Stabilität von Investitionen in einem isolierten Markt, in dem kein Handel nach außen stattfindet. Investitionsrisiken sind ein großes Problem des derzeitigen Energy-Only Marktes, deswegen gilt es diese zu verringern. De Vries beschreibt zwei Wege zur Reduzierung von Investitionsrisiken. Der erste Weg ist die Ausschreibung des Kapazitätsbedarfs, sodass sich Versorgungsunternehmen ein besseres Bild über den derzeitigen Bedarf machen können. Der zweite Weg liegt in der Stabilisierung der Erwirtschaftung von Deckungsbeiträgen.

⁴ Vor allem Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie.

⁵ Basierend auf dem Werk von De Vries: *The myths of the invisible hand and the copper plate* (De Vries, 2004). Anderweitige Quellen sind beim entsprechenden Absatz angegeben.

2.1.2 Sicherstellung ausreichender Erzeugung in einem offenen Markt

Dieses Kriterium beschreibt die Stabilität von Investitionen in einem offenen Markt, in dem ein Handel nach außen stattfindet. Der Markt funktioniert derzeit, da Energie zwischen den Grenzen benachbarter Länder gehandelt wird, was aber nicht langfristig gesichert ist. Ideal wäre ein einheitlicher Kapazitätsmarkt in ganz Europa, was aktuell realpolitisch nur schwer umsetzbar wäre. Dadurch wird es für Vorreiter komplizierter einen Kapazitätsmechanismus vor den Nachbarländern einzuführen, da nun Fragen bezüglich der Kompatibilität des eingeführten Mechanismus mit den anderen Systemen aufkommen. Theoretisch können verbundene Elektrizitätssysteme wie ein einheitlicher Markt funktionieren, was praktisch durch verschiedene Regeln aber auch durch verschiedene Modelle und Fortschritte in der Liberalisierung nicht möglich sein wird. Somit muss sich bei einem optimalen Kapazitätsmechanismus theoretisch das System intern versorgen können ohne einen Handel nach außen zu tätigen.

2.1.3 Stabilität gegenüber Marktmacht in Elektrizitätsmärkten

Die Ausübung von Marktmacht, vor allem durch Zurückhalten von Kapazitäten bei Knappheit, stellt in Elektrizitätsmärkten ein großes Problem dar. In Knappheitssituationen können sich hohe Preise einstellen und damit entsteht ein Anreiz für Versorgungsunternehmen Kapazitäten zurückzuhalten. Da es fast ausgeschlossen ist Engpässe ganz zu verhindern, sollte das Ziel die Minimierung der wirtschaftlichen Anreize für das Zurückhalten von Kapazitäten sein.

2.1.4 Stabilität gegenüber Manipulation

Bei einer Änderung des Marktdesigns muss bedacht werden, dass Möglichkeiten zur Ausübung von Marktmacht entstehen können. Eine Bewertung der Stabilität eines Kapazitätsmechanismus gegenüber Manipulation ist schwierig, da es viele Wege gibt den Markt zu manipulieren. Es sollte daher primär auf die Manipulation durch Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten Wert gelegt werden. Es bestehen größere Anreize für die Zurückhaltung falls die Preiselastizität der Nachfrage niedrig ist.

2.1.5 Änderung der Preiselastizität der Nachfrage

Eine niedrige Preiselastizität der Nachfrage ist ein Grund warum das Marktdesign des Energy-Only Marktes instabil ist. Eine höhere Preiselastizität der Nachfrage würde den

Nutzen für Spitzenlastkraftwerke reduzieren. Weiters würde die Änderung der Elastizität den Anreiz der Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten verringern. Demand-Side-Management wäre beispielsweise eine Methode zur Änderung der Preiselastizität der Nachfrage.

2.1.6 Durchführbarkeit

Ein Kapazitätsmechanismus sollte umsetzbar sein. Es muss vor einer Änderung des Marktdesigns bedacht werden, ob der Wechsel des Marktdesigns mit den Vorgaben durchgeführt werden kann, sowie, ob etwaige technische Änderungen, die zur Einführung eines Kapazitätsmechanismus nötig sind, durchführbar sind. In wie weit ein Mechanismus umsetzbar ist, kann anhand des Umfangs der physikalischen Änderungen, sowie deren Kosten und die Anpassung der rechtlichen Rahmenbedingungen gemessen werden.

2.2 Einteilung und Kurzdarstellung von Kapazitätsmechanismen

Grundsätzlich kann man Kapazitätsmechanismen in zwei Kategorien einteilen: in preisbasierte und mengenbasierte Kapazitätsmechanismen (siehe Abbildung 3). Zu preisbasierten Kapazitätsmechanismen zählen die Kapazitätzahlungen, bei denen das Kapazitätsentgelt festgelegt und die Menge der Kapazität durch den Markt bestimmt wird. Mengenbasierte Kapazitätsmechanismen lassen sich unterteilen in die strategische Reserve, Kapazitätsverpflichtung sowie Versorgungssicherheitsverträge. Sie geben im Gegensatz zu den preisbasierten Mechanismen eine gewisse Kapazität vor. Die Ausgestaltung der beiden Kapazitätsmechanismen kann darüber hinaus umfassend oder fokussiert sein. Der umfassende Ansatz umfasst den Gesamtbestand an Kraftwerken, der fokussierte hingegen bestimmte Anlagen wie beispielsweise nur bestehende oder neue Anlagen. Zusätzlich dazu kann im Falle einer Kapazitätsverpflichtung die Menge an gesicherter Leistung entweder von den Versorgungsunternehmen, durch eigene Erzeugungsanlagen oder über bilaterale Verträge, selbst beschafft werden (dezentraler Ansatz) sowie durch eine zentrale Instanz stellvertretend für alle Marktteilnehmer (zentraler Ansatz). Der zentrale Ansatz wird auch als Kapazitätsauktion bezeichnet (WWF, 2012).

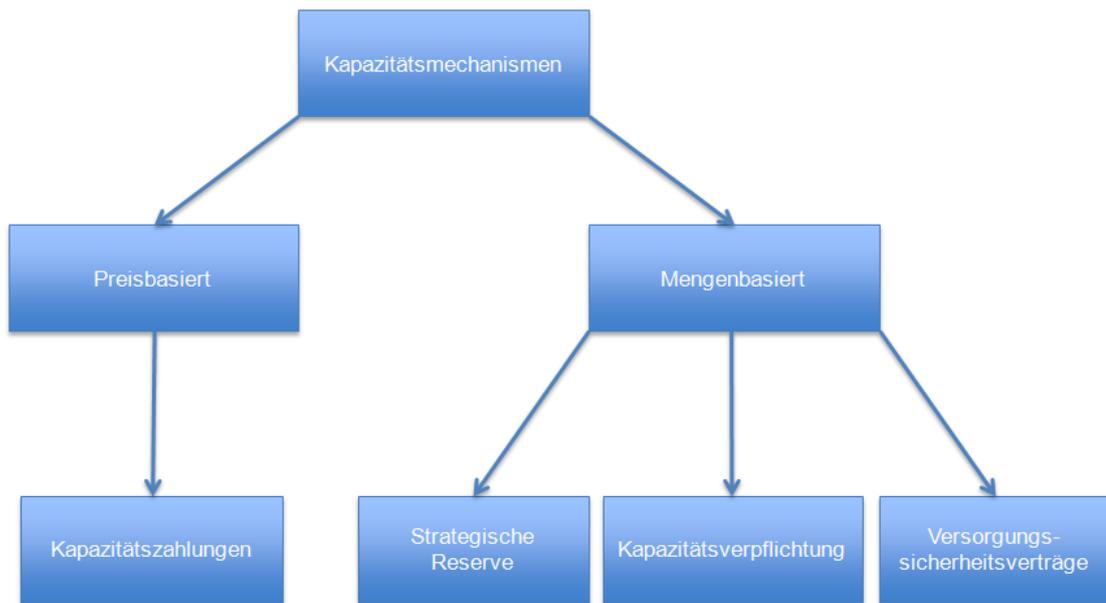


Abbildung 3: Einteilung der Kapazitätsmechanismen (Quelle: (WWF, 2012), eigene Darstellung)

Nachfolgend werden die Kapazitätsmechanismen kurz dargestellt und anhand der zuvor vorgestellten Kriterien bewertet.⁶

2.2.1 Kapazitätzahlungen

In einigen Elektrizitätsmärkten werden bereits seit längerer Zeit sogenannte Kapazitätzahlungen verwendet um Kraftwerksbetreibern die Bereitstellung von Kapazitäten zu vergelten. Mithilfe dieser zusätzlichen Erlöse sollen Anreize geschaffen werden, um ältere Kraftwerke länger im Betrieb zu lassen, oder auch in den Bau neuer Anlagen zu investieren. Ein zentraler Planer gibt hierbei eine Kapazitätsmenge vor, um die Versorgungssicherheit sicherzustellen. Durch Variation der Höhe der Zahlungen kann der zentrale Planer indirekt die Menge an Kapazität im Markt beeinflussen. Da die Kapazitätzahlung ein preisbasierter Mechanismus ist, wird im Unterschied zu den mengenbasierten Mechanismen der Preis für Kapazität vorgegeben (EWI Köln, 2012) (Süßenbacher, 2011).

Als Beispiel für die Umsetzung der Kapazitätzahlungen wählt hier der Autor den Anwendungsfall in Spanien „Pagos por Capacidad“. In Spanien wurden erstmals Kapazitätzahlungen infolge der Liberalisierung im Jahre 1998 implementiert, welche

⁶ Basierend auf dem Werk von De Vries: *The myths of the invisible hand and the copper plate* (De Vries, 2004). Anderweitige Quellen sind beim entsprechenden Absatz angegeben.

im Jahr 2007 verändert wurden. Diese Zahlungen werden seit der Veränderung des Mechanismus mit der Menge an sicher verfügbarer Leistung im System verknüpft. Entlohnung für die Verfügbarkeit von Kapazität, in Form von Verfügbarkeitszahlungen, sollen noch implementiert werden. Seit 2007 bekommen neue Anlagen mit einer Leistung größer 50 MW und auch Bestandsanlagen derartige Zahlungen.⁷ Die Höhe der Zahlungen, die mittels Reserveindex bestimmt werden (Abbildung 4), hängt von dem Spitzenlastbedarf sowie der sicher verfügbaren Leistung im System ab und läuft über eine Dauer von 10 Jahren (EWI Köln, 2012) (Federico & Vives, 2008).⁸

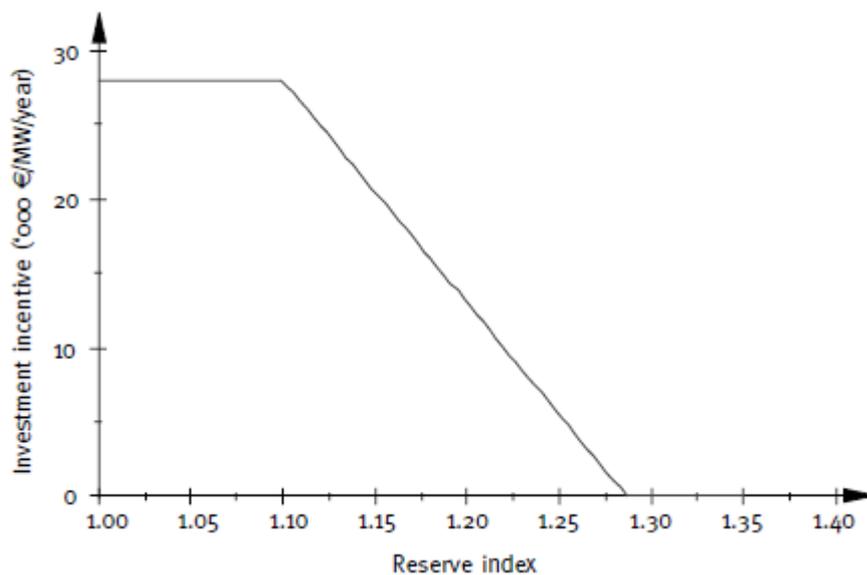


Abbildung 4: Kapazitätzahlungen in Spanien basierend auf dem Reserveindex (Quelle: (Federico & Vives, 2008))

In Abbildung 4 ist die Höhe der Kapazitätzahlungen in Abhängigkeit vom Reserveindex dargestellt. Falls dieser kleiner als 1,1 ist, erhalten die Kraftwerksbetreiber für jedes neue MW an Kapazität Zahlungen in der Höhe von 28.000 € pro Jahr, welche für 10 Jahre garantiert sind. Steigt der Reserveindex durch Neuinvestitionen auf über 1,1, so sinken die jährlichen Zahlungen nach einer linearen Funktion. Wie in Abbildung 4 ersichtlich, werden die Kapazitätzahlungen ab einem Reserveindex von 1,29 eingestellt. Die zusätzlichen Kosten der Kapazitätzahlungen werden über den Energiepreis auf den Endverbraucher umgelegt (Federico & Vives, 2008).

⁷ Bestandsanlagen müssen gewisse Voraussetzungen erfüllen wie beispielsweise Abgasentschwefelungsanlagen bei Kohlekraftwerken.

⁸ Der Reserveindex wird durch das Verhältnis von sicher verfügbarer Kapazität und dem Spitzenlastbedarf im System berechnet (Federico & Vives, 2008).

Bewertung

➤ **Stabilität von Investitionen in Erzeugungskapazitäten in einem isolierten Markt**

Kapazitätzahlungen dienen zur Stabilisierung der Einkünfte von Erzeugungsunternehmen. In Kapitel 2.1.1 wurden zwei Möglichkeiten genannt, um Investitionsrisiken zu minimieren. Zum einen ein transparenter Kapazitätsbedarf, welcher bei den Kapazitätzahlungen sich vom Energy-Only Markt nicht unterscheidet und zum anderen die Erwirtschaftung von Deckungsbeiträgen, die bei Kapazitätzahlungen theoretisch gegeben sind, jedoch nicht zwangsläufig Investitionen von Spitzenlastkraftwerken attraktiver machen. Der Effekt der Zahlungen bezüglich Investitionsentscheidungen ist nicht eindeutig, wodurch sich eine Bestimmung der angemessenen Höhe der Zahlungen schwer gestaltet. Dynamische Kapazitätzahlungen wären eine Lösung zur Bestimmung des Zahlungsbetrages, da ein größerer Bedarf an Kapazitäten eine Erhöhung der Zahlungen bewirken würde. Das Problem hierbei ist die teilweise stündliche Änderung des Bedarfs was wiederum Investitionsentscheidungen erschwert, wodurch langfristige Anreize durch Kapazitätzahlungen vermindert werden.

➤ **Sicherstellung ausreichender Erzeugung in einem offenen Markt**

Günstige Stromimporte haben niedrigere Volllaststunden und somit geringere Deckungsbeiträge gewisser Kraftwerke zur Folge. Um theoretisch unabhängig von anderen Märkten zu sein, müssten die Kapazitätzahlungen so hoch sein, dass genügend Anreiz besteht um vor allem Investitionen in Spitzenlastkraftwerke zu sichern.

➤ **Stabilität gegenüber Marktmacht in Elektrizitätsmärkten**

Ein Nachteil der Kapazitätzahlungen für installierte Kapazität ist die fehlende Möglichkeit Anreize für die Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten zu verhindern. Um diese Anreize zu reduzieren kann eine Preisobergrenze eingeführt werden. Hierbei muss aber bedacht werden, dass durch eine Preisobergrenze die Einkünfte der Erzeuger geschmälert werden, wodurch die Höhe der Kapazitätzahlungen neu berechnet werden sollte. Ein Problem des Energy-Only Marktes ist die komplexe

Bestimmung der zu erwartenden Einkünfte von Preisspitzen. Fraglich ist hierbei wie eine zentrale Stelle bessere Informationen, bezüglich der erwartenden Einkünfte von Preisspitzen, als Erzeugungsunternehmen beschaffen kann. Eine Lösung könnten Kapazitätzahlungen für verfügbare Kapazität sein. Die könnten aber unter Umständen auch manipuliert werden, indem man nicht verfügbare Kapazität als verfügbar angibt.

➤ **Stabilität gegenüber Manipulation**

Wie im oberen Punkt schon teilweise angeführt können Manipulationen in Elektrizitätsmärkten nicht ausgeschlossen werden.

➤ **Änderung der Preiselastizität der Nachfrage**

Theoretisch sollten optimal umgesetzte Kapazitätzahlungen die Nachfrage im Vergleich zu einem Energy-Only Markt nicht verändern, außer wenn sie mit einer Preisobergrenze kombiniert werden um die Ausübung von Marktmacht zu verringern.

➤ **Durchführbarkeit**

Fixe Kapazitätzahlungen sind leicht einzuführen aber es können rechtliche Hindernisse auftreten falls Kapazitätzahlungen als staatliche Beihilfe angesehen werden und somit gegen die Wettbewerbsregeln sprechen. Dynamische Kapazitätzahlungen können nur in einem ganzheitlichen System funktionieren wobei aber das bevorzugte Model in Europa das eines dezentralen Marktes ist. Aufgrund fehlender Daten ist die Berechnung der Kapazitätzahlungen in einem dezentralen Markt kompliziert.

➤ **Fazit**

Kapazitätzahlungen haben grundlegende Defizite, selbst in einem isolierten System ist es nicht genau vorhersagbar ob genügend Erzeugungskapazität generiert wird. Anreize zur Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten können nicht vollständig eliminiert werden, was aber durch eine Einführung von Preisobergrenzen verbessert werden kann. Diese sind kompliziert zu errechnen. Der Vorteil der Kapazitätzahlungen ist die Schlichtheit des Systems wodurch es transparent und einfach zu implementieren ist.

Tabelle 1 zeigt die Bewertung der Kapazitätzahlungen. Die Bewertung reicht von 0 – nicht erfüllt, 1 – wenig erfüllt, 2 – mäßig erfüllt, 3 – gut erfüllt, 4 – sehr gut erfüllt.

Tabelle 1: Bewertung von Kapazitätzahlungen (Quelle: (De Vries, 2004), eigene Darstellung)

Stabilität von Investitionen	Erzeugung im offenen Markt	Stabilität gegenüber Marktmacht	Stabilität gegenüber Manipulation	Preiselastizität der Nachfrage	Durchführbarkeit
1	3	2	2	2	4

Abbildung 5 spiegelt eine grafische Darstellung der Bewertung wieder.

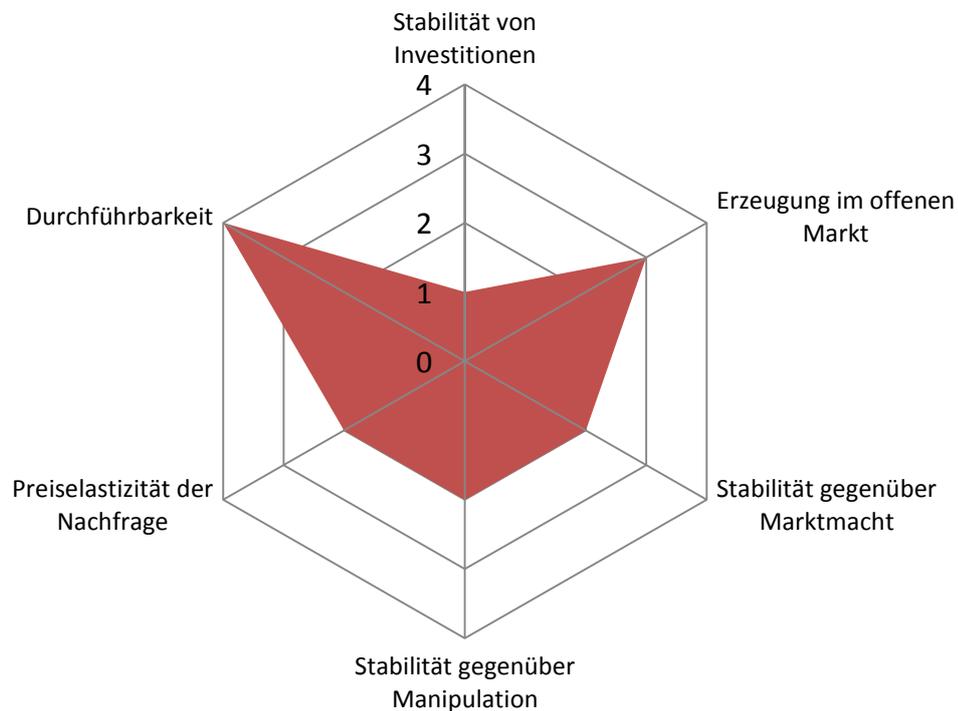


Abbildung 5: Bewertung von Kapazitätzahlungen (Quelle: basierend auf den Daten von (De Vries, 2004))

2.2.2 Strategische Reserve

Die strategische Reserve (SR) wird vorherrschend als Übergangslösung zur Schaffung eines neuen Marktdesigns gesehen (Agora Energiewende, 2013). Das Konzept setzt am Aufbau von Erzeugungskapazität an und beruht auf der Grundidee den Strommarkt in zwei Teile aufzuteilen. Zum einen in den Gütermarkt, welcher aus Großhandelsmarkt und Regenergiemarkt besteht, und zum anderen in die strategische Reserve. Die im Gütermarkt befindlichen Kapazitäten entstehen aufgrund von privaten Investitionsentscheidungen, welche ihre Investitionskosten über die Erlöse aus dem

Regelenergiemarkt sowie Großhandelsmarkt decken. Im Gegensatz hierzu finanzieren sich die Kapazitäten der Strategischen Reserve über Kapazitätzahlungen. Die strategische Reserve soll von einer staatlichen Instanz (zentrale Instanz) beschafft werden und wird eingesetzt, falls die Kapazitäten im Gütermarkt nicht mehr ausreichen um das Versorgungssicherheitsniveau im Strommarkt zu erreichen. Dieser Fall tritt in sogenannten Knappheitssituationen auf, in welchem der Spotmarktpreis den vorher definierten Auslösungspreis übersteigt (Abbildung 6). Zu diesem Zeitpunkt bietet die strategische Reserve Strom zum Auslösungspreis am Spotmarkt an (EWI Köln, 2012).

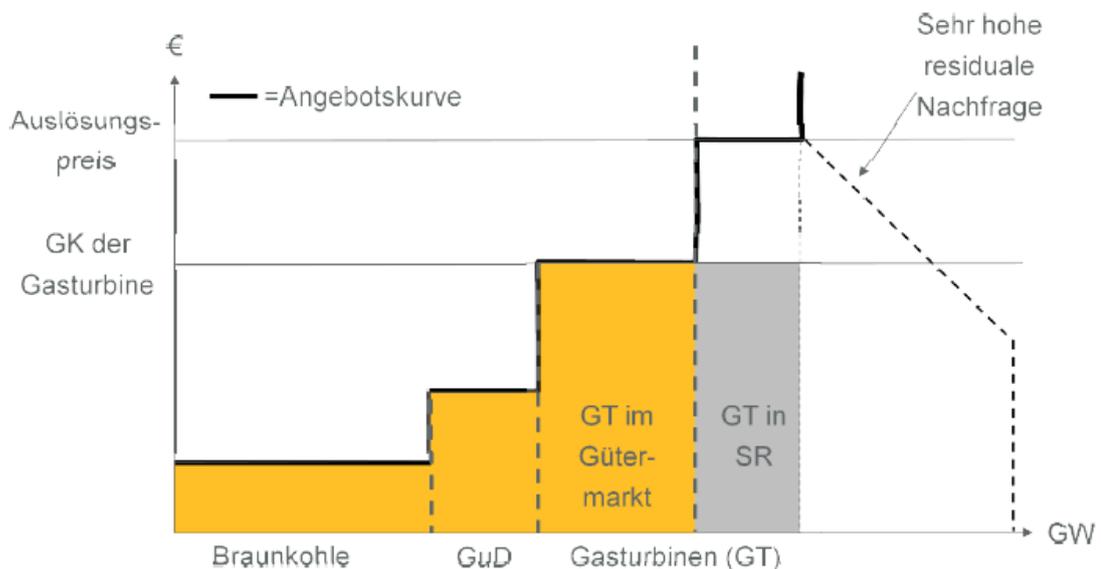


Abbildung 6: Einsatz von Strategischer Reserve (Quelle: (EWI Köln, 2012))

In Abbildung 6 wird das Konzept der strategischen Reserve in einer Knappheitssituation, in welcher die residuale Nachfrage hoch ist, dargestellt. Gasturbinen werden hier für den Gütermarkt als auch für die strategische Reserve verwendet (vereinfachte Darstellung). Der Auslösungspreis wurde um einiges höher als die Grenzkosten der Gasturbine gewählt. In diesem Szenario kann die Nachfrage über den Gütermarkt nicht mehr gedeckt werden, somit wird die strategische Reserve aktiviert (in dem Fall Gasturbinen). Dabei erhalten die erzeugenden Kapazitäten des Gütermarktes am Spotmarkt den Auslösungspreis, welches ein Erwirtschaften von Deckungsbeiträgen der Grenztechnologien möglich macht (EWI Köln, 2012).

Kapazitätsbeschaffung

Ein wesentlicher Unterschied zu anderen Kapazitätsmechanismen besteht in dem Verbot der Kapazitäten der SR, Strom an Gütermärkten anzubieten. Einzig und allein an vorab definierten Zeitpunkten ist es erlaubt am Energy-Only Markt Strom anzubieten. Der positive Effekt hierbei sind die geringen Auswirkungen der Strategischen Reserve auf das vorherrschende Marktkonzept des Energy-Only Marktes, da nur Kapazitäten an der Auktion teilnehmen würden die ohne eine entsprechende Kapazitätszahlung vom Strommarkt verschwinden, oder erst gar nicht eintreten würden. Für diese Kapazitäten reicht der reine Gütermarkt nicht aus um ausreichend Erlöse zur Deckung der Investitionskosten zu erwirtschaften. Als Auktionsverfahren schlägt Consentec die „Descending Clock Auction“ (DCA), wie in Abbildung 7 dargestellt, vor (Consentec, 2012).

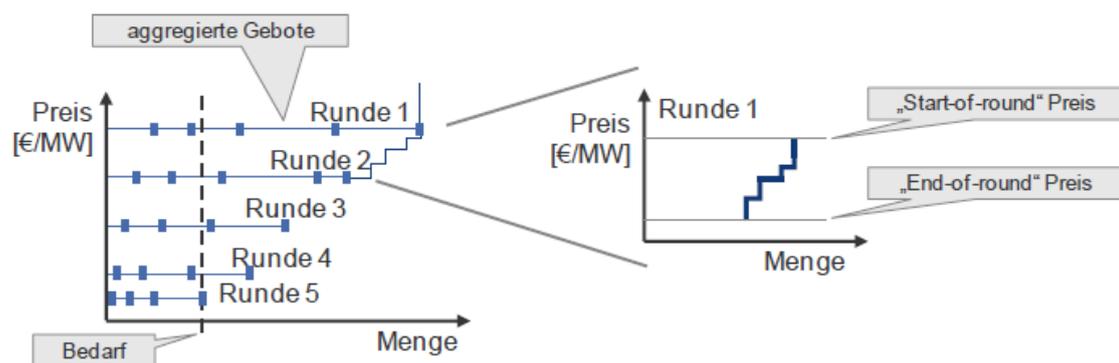


Abbildung 7: Prinzip der "Descending Clock Auction" (links), sowie eine mögliche Erweiterung (rechts) (Quelle: (Consentec, 2012))

Abbildung 7 stellt das Grundprinzip der DCA dar, welche eine über typischerweise mehrere Runden laufende Auktion ist. Der Leiter der Auktion (zentrale Instanz) schreibt jede Runde einen Preis vor, zu dem die Anbieter eine Menge bieten können.⁹ Falls die vom Leiter vorgegebene Menge überschritten wird gibt es eine zweite Runde, bei der ein niedriger Preis vorgegeben wird, mit der Folge dass eine geringere Menge geboten wird.¹⁰ Diese Prozedur wird solange wiederholt bis die vom Leiter vorgeschriebene Menge erreicht wurde. Weiters ist es möglich auf Gebote der vorherigen Runde zurückzugreifen, d.h. die Gebote behalten für die jeweils

⁹ Es handelt sich hierbei um Angebote, welche im Falle eines Zuschlags verbindlich sind.

¹⁰ Der Leiter der Auktion muss die zu erreichende Menge den Anbietern nicht offenlegen.

nachfolgende Runde ihre Bindungswirkung zu dem jeweiligen Preis der Runde in der sie geboten wurden (Consentec, 2012). Auf die Erweiterung der DCA (rechts) wird im Zuge dieser Arbeit nicht weiter eingegangen.

Wahl des Auslösungspreises

Die Wahl des Auslösungspreises hat enorme Auswirkungen auf den Gütermarkt, da dieser die Preisobergrenze auf dem Spotmarkt angibt. Folglich stellen sich bei höheren Auslösungspreisen, höhere Knappheitspreise am Spotmarkt ein, was eine größere Kapazitätsmenge im Gütermarkt zur Folge hat (EWI Köln, 2012).

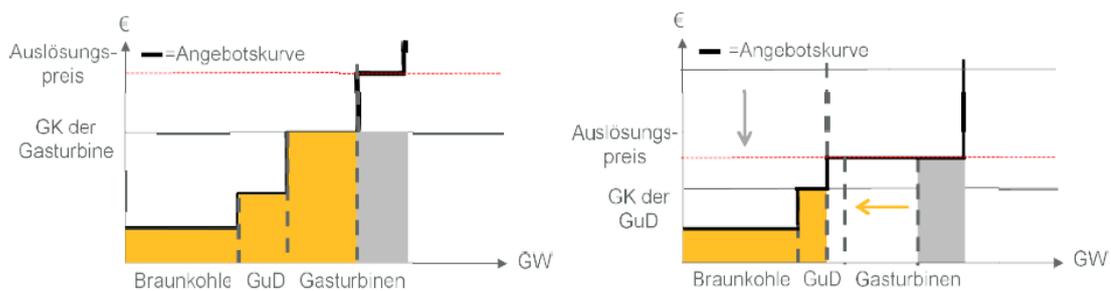


Abbildung 8: Auswirkungen verschiedener Auslösungspreise (Quelle: (EWI Köln, 2012))

Abbildung 8 zeigt eine vereinfachte Darstellung von zwei Auslösungspreisen, auf der linken Seite einen hohen und auf der rechten einen niedrigen. Liegt der Auslösungspreis weit über den Grenzkosten von Gasturbinen (Abbildung 8, links), sind alle GuD-Anlagen und ein Teil der Gasturbinen im Gütermarkt. Im rechten Teil der Abbildung 8 hingegen liegt der Auslösungspreis unter den Grenzkosten der Gasturbinen (Deckungsbeiträge können nicht mehr generiert werden), was eine Verringerung dieser im Gütermarkt zur Folge hat. Zudem werden auch keine Gasturbinen zugebaut. Da nur ein Teil der GuD-Kapazitäten unterhalb des Auslösungspreises liegen, sinken auch diese für den Gütermarkt. Zusammenfassend ist die Höhe des Auslösungspreises ausschlaggebend für den Gütermarkt (EWI Köln, 2012).

Bewertung**➤ Stabilität von Investitionen in Erzeugungskapazitäten in einem isolierten Markt**

Die strategische Reserve ist ein stabiler Mechanismus um Versorgungssicherheit sicherzustellen, da die Zentrale Instanz so viel Kapazitätsreserve beschaffen kann wie sie möchte. Laut Vries ändert sich die Kapazitätsmenge auf kurze Sicht gesehen nicht, jedoch hängen die Langzeitfolgen von den Investitionsanreizen, die durch den Mechanismus geschaffen werden, ab. Der Markt muss dahingehend angeregt werden, dass zumindest Teile der Kapazität am Gütermarkt, welche durch die strategische Reserve reduziert wurde, ersetzt wird. Um Anreize für Investitionen zu schaffen muss der Auslösungspreis hoch genug gewählt werden. Falls sich der Auslösungspreis am VOLL (Value of Lost Load)¹¹ orientiert, würde ($P_{sr} = \text{VOLL}$) sich der Markt mit Strategischer Reserve einem Energy-Only Markt gleichen mit dem Unterschied, dass Unterbrechungen durch die Reserve reduziert werden.

Falls ein niedriger Auslösungspreis gewählt wird ($P_{sr} \ll \text{VOLL}$) hat die strategische Reserve einen aktiveren Part im Markt. Preisspitzen würden häufiger auftreten als in einem Energy-Only Markt, jedoch wären sie durch die Begrenzung des Auslösungspreises nicht so hoch. Dadurch wären die Einkünfte von Erzeugungsunternehmen besser vorhersagbar, jedoch ist es nicht sicher ob die strategische Reserve genügend Investitionsanreize bietet um Investitionszyklen zu vermeiden.

➤ Sicherstellung ausreichender Erzeugung in einem offenen Markt

Stromimporte, welche nicht über mehrere Jahre gesichert sind würden die Effektivität einer Strategischen Reserve bezüglich einer ausreichenden Versorgung vermindern. Diese Stromimporte würden die lokalen Erzeugungskapazitäten ersetzen, was kombiniert mit der Unsicherheit ein Risiko darstellt. Eine Lösung hierfür wäre eine Aufstockung der Strategischen Reserve äquivalent zu der importierten Menge. Solange

¹¹ Der Value of Lost Load – VOLL ist der Wert der Versorgungssicherheit für Stromverbraucher. Damit werden die Kosten bezeichnet die bei einem Stromverbraucher entstehen würden wenn er nicht mehr mit elektrischer Energie versorgt wird (EWI Köln, 2012).

ausreichend Importkapazitäten vorhanden sind, werden die theoretischen Investitionsanreize der Strategischen Reserve negativ beeinflusst.

➤ **Stabilität gegenüber Marktmacht in Elektrizitätsmärkten**

Solange der Strompreis unter dem Auslösungspreis ist, haben Erzeugungsunternehmen denselben Anreiz Kapazitäten zurückzuhalten, als es im Energy-Only Markt der Fall ist. Selbst ein niedriger Auslösungspreis kann den Anreiz zur Zurückhaltung nur reduzieren jedoch nicht vollständig eliminieren. Umso höher der Auslösungspreis ist, desto stärker ist der Anreiz zum Zurückhalten von Erzeugungskapazitäten. Falls der Auslösungspreis den Wert des Value of Lost Load annimmt bietet die strategische Reserve keinerlei Schutz gegen Preismanipulation.

➤ **Stabilität gegenüber Manipulation**

Erzeugungsunternehmen sind theoretisch in der Lage den Preis zu manipulieren, zu dem Kapazitäten der Strategischen Reserve verkauft werden.

➤ **Änderung der Preiselastizität der Nachfrage**

Eine kleine strategische Reserve, bei der der Auslösungspreis gleich dem Value of Lost Load ist, würde die Nachfrage im Vergleich zu einem Energy-Only Markt nicht verändern. Eine größere strategische Reserve mit einem niedrigeren Auslösungspreis würde die Nachfrage nach Kapazität im Vergleich zu einem Energy-Only Markt erhöhen, da die hohen Preisspitzen durch den Auslösungspreis verhindert werden. Es können aber DSM Kapazitäten an der Auktion für die strategische Reserve teilnehmen, wodurch sich indirekt eine Preiselastizität der Nachfrage ergibt.

➤ **Durchführbarkeit**

Eine strategische Reserve benötigt eine grundsätzliche Änderung einiger Systeme, da die Zentrale Stelle (möglicherweise der Übertragungsnetzbetreiber) ein aktiver Teilnehmer im Elektrizitätsmarkt wird und somit Regeln, bezogen auf die Trennung zwischen Erzeugung und Verteilung, verletzt werden könnte.

➤ **Fazit**

Es ist problematisch die Parameter der Strategischen Reserve richtig zu wählen. Ein Auslösungspreis gleich dem Value of Lost Load hat im Vergleich zum Energy-Only Markt bezogen auf Investitionsanreize geringe Auswirkungen, jedoch eine verbesserte Versorgungssicherheit. Anreize zur Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten bestehen weiterhin. Selbst ein niedriger Auslösungspreis kann den Anreiz zur Zurückhaltung nur reduzieren jedoch nicht vollständig eliminieren.

Tabelle 2 zeigt die Bewertung der strategischen Reserve bei $P_{sr} = \text{VOLL}$. Die Bewertung reicht von 0 – nicht erfüllt, 1 – wenig erfüllt, 2 – mäßig erfüllt, 3 – gut erfüllt, 4 – sehr gut erfüllt.

Tabelle 2: Bewertung der Strategischen Reserve bei $P_{sr} = \text{VOLL}$ (Quelle: (De Vries, 2004), eigene Darstellung)

Stabilität von Investitionen	Erzeugung im offenen Markt	Stabilität gegenüber Marktmacht	Stabilität gegenüber Manipulation	Preiselastizität der Nachfrage	Durchführbarkeit
0	1	0	3	3	2

Abbildung 9 spiegelt eine grafische Darstellung der Bewertung wieder.

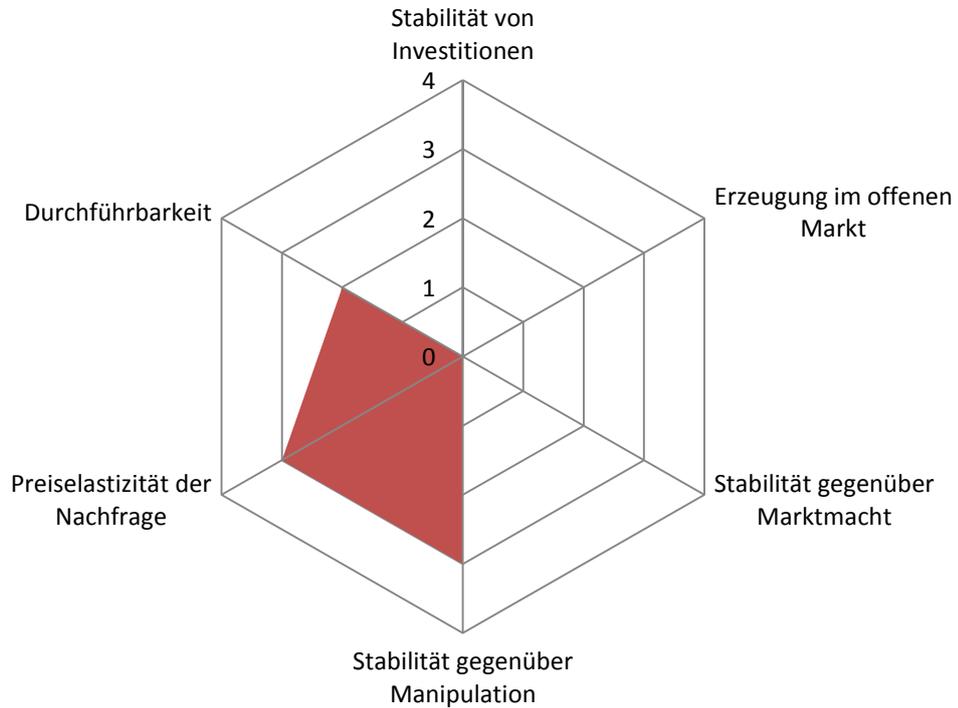


Abbildung 9: Bewertung der Strategischen Reserve bei $P_{sr} = VOLL$ (Quelle: basierend auf den Daten von (De Vries, 2004))

Tabelle 3 zeigt die Bewertung der strategischen Reserve bei $P_{sr} \ll VOLL$. Die Bewertung reicht von 0 – nicht erfüllt, 1 – wenig erfüllt, 2 – mäßig erfüllt, 3 – gut erfüllt, 4 – sehr gut erfüllt.

Tabelle 3: Bewertung der Strategischen Reserve bei $P_{sr} \ll VOLL$ (Quelle: (De Vries, 2004), eigene Darstellung)

Stabilität von Investitionen	Erzeugung im offenen Markt	Stabilität gegenüber Marktmacht	Stabilität gegenüber Manipulation	Preiselastizität der Nachfrage	Durchführbarkeit
2	1	2	3	2	4

Abbildung 10 spiegelt eine grafische Darstellung der Bewertung wieder.

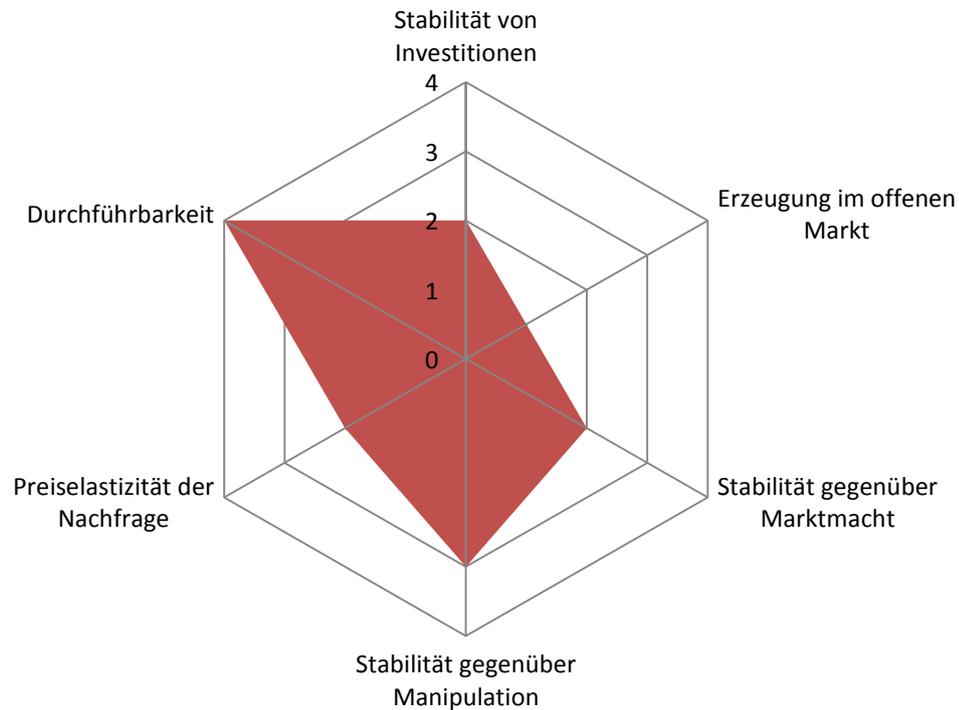


Abbildung 10: Bewertung der Strategischen Reserve bei Psr << VOLL (Quelle: basierend auf den Daten von (De Vries, 2004))

2.2.3 Kapazitätsverpflichtung

In diesem Mechanismus haben Großkunden sowie Versorgungsunternehmen die Pflicht, sich – je nach ihrem Beitrag zur Lastspitze inklusive einer definierten Erzeugungsreserve (Sicherheitsaufschlag) – mit ausreichend Kapazitäten einzudecken. Dies kann mittels eigener Anlagen oder über bilaterale Verträge geschehen (ZfES, 2013). Alternativ dazu kann die benötigte Kapazität auch von einer zentralen Instanz beschafft werden, die stellvertretend für alle Marktteilnehmer auftritt (WWF, 2012).¹² Hierbei wird die benötigte Kapazität mittels einer marktbasierten Auktion (Kapazitätsauktion) beschafft (ZfES, 2013).

Im Vergleich zu preisbasierten Mechanismen, wird bei der Kapazitätsverpflichtung nur die Menge vorgegeben und der Preis wird über den Kapazitätsmarkt ermittelt. Erzeuger bekommen die so ermittelten Kapazitätzahlungen um ihre

¹² Diese Art der Kapazitätsverpflichtung wird auch Kapazitätsauktion genannt.

Investitionskosten zu decken und somit einen Anreiz neue Kraftwerkskapazitäten zu errichten. Durch diese Möglichkeit die Investitionskosten zu decken reduziert sich die Preisobergrenze im Energiemarkt, da nicht mehr hohe Spotmarktpreise nötig sind um Spitzenlastkraftwerke (beispielsweise Gaskraftwerke) zu finanzieren (Süßenbacher, 2011).

Ein konkretes Beispiel für die Umsetzung von Kapazitätsverpflichtung befindet sich in Kapitel 3.2.

Bewertung

➤ Stabilität von Investitionen in Erzeugungskapazitäten in einem isolierten Markt

Kapazitätsverpflichtungen sind eine effektive und effiziente Methode um ein gewünschtes Maß an Zuverlässigkeit im System zu erreichen, da Großkunden sowie Versorgungsunternehmen die Pflicht haben, sich – je nach ihrem Beitrag zur Lastspitze inklusive einer definierten Erzeugungsreserve – mit ausreichend Kapazitäten einzudecken.

➤ Sicherstellung ausreichender Erzeugung in einem offenen Markt

Durch eine Kapazitätsverpflichtung wird direkt die Menge von Erzeugungskapazität im System gesteuert, da Großkunden sowie Versorgungsunternehmen sich mittels eigener Anlagen oder über bilaterale Verträge Kapazität beschaffen können.

➤ Stabilität gegenüber Marktmacht in Elektrizitätsmärkten

Auch in diesem Mechanismus ist es möglich durch Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten den Preis zu manipulieren, da trotz der Erzeugungsreserve Preisspitzen auftreten können, welche wiederum Unternehmen Anreize zur Zurückhaltung bieten. Abhilfe würde eine Preisobergrenze schaffen, da keine Preisspitzen mehr nötig sind um Fixkosten zu decken.

➤ **Stabilität gegenüber Manipulation**

Ein Hauptproblem des im PJM Markt¹³ umgesetzten Mechanismus der Kapazitätsverpflichtung waren nicht verfügbare Erzeugungsreserven, die als verfügbar angegeben wurden. Die Strafzahlungen für nicht Verfügbarkeit waren gleich der Kosten für neue Kapazität und somit zu klein um Unternehmen den Anreiz zu nehmen, nicht verfügbare Kapazitäten anzubieten, da die erwartenden Gewinne größer waren als die erwartenden Strafzahlungen.

➤ **Änderung der Preiselastizität der Nachfrage**

Ein Markt mit Kapazitätsverpflichtung als umgesetzten Mechanismus regt die aktive Teilnahme der Verbraucher an, da DSM Kapazitäten als Erzeugungsreserve verwendet werden kann. Es werden aber nur Großverbraucher mit vorhersagbaren Lastgängen einbezogen, da die Transaktionskosten mit vielen kleinen Verbrauchern zu hoch wären. Die Preiselastizität der Nachfrage wird, im Vergleich zum Energy-Only Markt, durch eine Preisobergrenze reduziert.

➤ **Durchführbarkeit**

Die Implementierung von Kapazitätsverpflichtungen ist mit einem hohen administratorischen Aufwand verbunden, da Angebot und Nachfrage des Marktes erfasst und dem jeweiligen Versorgungsunternehmen zugeteilt werden müssen.

➤ **Fazit**

Kapazitätsverpflichtungen sind, wie beispielsweise im PJM-Markt, umsetzbar sowie stabil, da die Gesamterzeugungskapazität im System reguliert ist. Weiters bietet dieser Mechanismus Anreize für Demand-Side-Management. Schwächen sind nicht verfügbare Erzeugungsreserven die als verfügbar angegeben wurden, wodurch eine Manipulation des Marktes auftritt.

Tabelle 4 zeigt die Bewertung der Kapazitätsverpflichtung. Die Bewertung reicht von 0 – nicht erfüllt, 1 – wenig erfüllt, 2 – mäßig erfüllt, 3 – gut erfüllt, 4 – sehr gut erfüllt.

¹³ Elektrizitätsmarkt von Pennsylvania, Jersey und Maryland in den USA

Tabelle 4: Bewertung von Kapazitätsverpflichtungen (Quelle: (De Vries, 2004), eigene Darstellung)

Stabilität von Investitionen	Erzeugung im offenen Markt	Stabilität gegenüber Marktmacht	Stabilität gegenüber Manipulation	Preiselastizität der Nachfrage	Durchführbarkeit
4	3	2	2	3	3

Abbildung 11 spiegelt eine grafische Darstellung der Bewertung wieder.

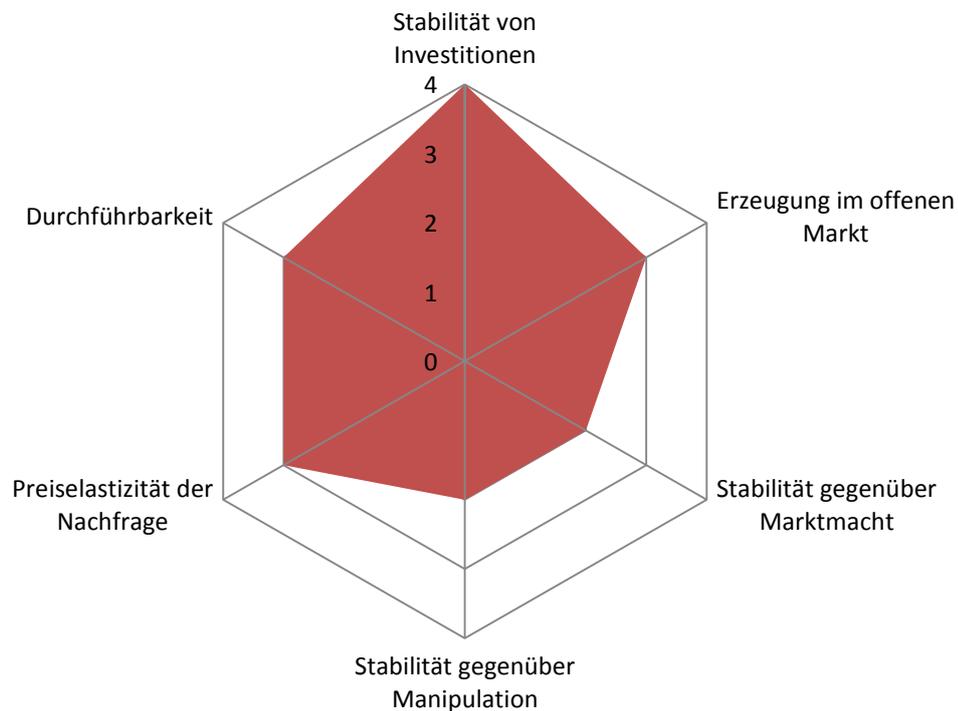


Abbildung 11: Bewertung von Kapazitätsverpflichtungen ((Quelle: basierend auf den Daten von (De Vries, 2004))

2.2.4 Versorgungssicherheitsverträge

Dieser Mechanismus entspricht dem der Kapazitätsverpflichtung mit der Erweiterung um eine Verfügbarkeitsoption. Ein Zentraler Planer legt in diesem Mechanismus die benötigte Kapazitätsmenge des Systems fest, welche der prognostizierten Spitzenlast plus einer gewissen Reserve entspricht. Er kauft im Auftrag der Verbraucher sogenannte Call Optionen von Erzeugern ein, welche den Verbrauchern in Knappheitsstunden das Recht auf den vorher definierten Ausführungspreis geben. Übersteigt der Spotmarktpreis den Ausführungspreis müssen Erzeuger die Differenz

zwischen diesen Preisen multipliziert mit den jeweils ausgegebenen Optionen an den zentralen Planer rückerstatten.¹⁴ Dieser verteilt die Erlöse an die Endkunden weiter. Kann ein Erzeuger, der zuvor Optionen ausgegeben hat, in Knappheitsstunden nicht produzieren, werden Strafzahlungen erhoben. Dadurch entsteht ein verstärkter Anreiz Kapazitäten für Knappheitsfälle vorzuhalten. Endkunden haben den Vorteil, dass der Energiepreis maximal auf den Ausführungspreis ansteigen kann (De Vries, 2004) (Süßenbacher, 2011).

Zum besseren Verständnis zeigt Abbildung 12 eine genaue Darstellung der Zahlungsströme beim Modell der Versorgungssicherheitsverträge basierend auf dem Ansatz des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität Köln.

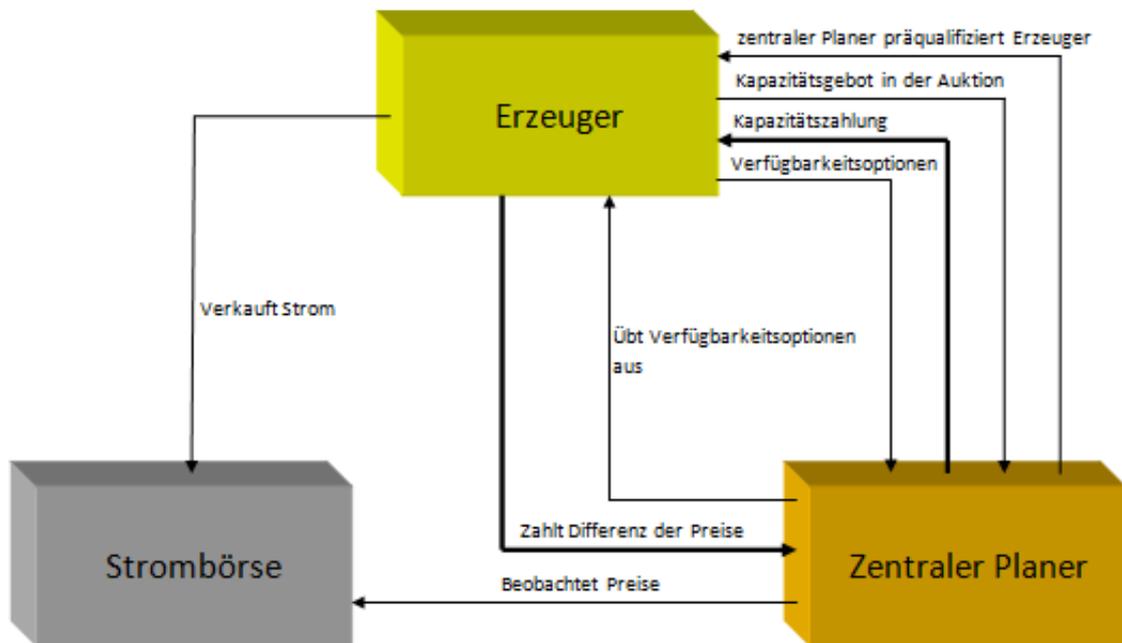


Abbildung 12: Darstellung der Zahlungsströme (Quelle: (EWI Köln, 2012), eigene Darstellung)

Erzeuger erhalten für die Vorhaltung von Kapazitäten Optionsprämien, die der Deckung von Fixkosten dienen sollen. Diese Prämien werden beispielsweise im Rahmen einer „Descending Clock Auction“ beschafft und sollen den entgangenen Erlösen der Preisspitzen entsprechen.¹⁵ Dadurch werden die Einnahmen gleichmäßiger, was ein geringeres Investitionsrisiko zur Folge hat. Zusätzlich haben

¹⁴ Für eine genauere Darstellung der Zahlungsströme siehe Abbildung 12.

¹⁵ Für eine genauere Beschreibung der „Descending Clock Auction“ siehe Abbildung 7.

Erzeuger keinen Anreiz mehr den Spotmarktpreis über den Ausführungspreis zu treiben, da sie sonst Strafzahlungen leisten müssen (EWI Köln, 2012).

Bewertung

➤ **Stabilität von Investitionen in Erzeugungskapazitäten in einem isolierten Markt**

Die Menge der nachgefragten Optionen ist ein Indikator für die benötigte Kapazität und somit eine Hilfe zur Abschätzung von Investitionsrisiken für Erzeugungsunternehmen. Zusätzlich dazu werden Investitionsrisiken reduziert, da Erzeuger jetzt nicht mehr von Preisspitzen abhängig sind, sondern durch eine Optionsprämie geregelte Einkünfte bekommen.

➤ **Sicherstellung ausreichender Erzeugung in einem offenen Markt**

Es gibt zwei Möglichkeiten der Ausgestaltung von Versorgungssicherheitsverträgen in einem offenen Markt. Zum einen werden Call Optionen ausschließlich von Inländischen Erzeugungsunternehmen eingeholt, was in einem Umfeld mit nicht gesicherten Importen und/oder Marktsystemen mit unterschiedlichen Regeln, ausreichend Kapazität zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit garantiert. Dies weist aber den gleichen Nachteil wie bei anderen Kapazitätsmechanismen auf, da auch bei Versorgungssicherheitsverträgen die kompletten Importe durch inländische Kapazitäten gedeckt werden müssen.

Die zweite Möglichkeit wäre die Einbeziehung von Importen in den Mechanismus, in dem auch von importierenden Unternehmen Call Optionen eingeholt werden können. Ein Vorteil wäre die erhöhte Zuverlässigkeit und Beständigkeit von Importen, da ein Vertrag, je nach System, für teilweise mehrere Jahre unterschrieben werden müsste.

➤ **Stabilität gegenüber Marktmacht in Elektrizitätsmärkten**

Die größte Verbesserung von Versorgungssicherheitsverträgen zu Kapazitätsverpflichtungen besteht in den zusätzlichen Anreizen von Erzeugungsunternehmen in Knappheitssituationen ihre Energie zu liefern und nicht zurückzuhalten, da sonst eine Pönale fällig wäre. Da Preisspitzen ohnehin auf den

Ausführungspreis beschränkt sind, fällt der Anreiz von Zurückhaltung von Kapazitäten weg.

➤ **Stabilität gegenüber Manipulation**

Durch Strafzahlungen für nicht vorgehaltene Kapazitäten (falls Call Optionen ausgegeben wurden) entsteht ein starker Anreiz nur für wirklich vorhandene Kapazitäten Call Optionen auszugeben. Jedoch können in der Auktion, die zur Kapazitätsbeschaffung dient, durch Ausübung von Marktmacht der Erzeugungsunternehmen mit einem größeren Marktanteil Manipulationen auftreten. Eine Lösung hierfür wären Zugänge zur Auktion für neue Marktteilnehmer, indem beispielsweise Auktionen mehrere Jahre im Voraus abgehalten werden um somit neuen Marktteilnehmern Zeit zu geben Kapazitäten zu errichten, falls sie in der Auktion erfolgreich waren.

➤ **Änderung der Preiselastizität der Nachfrage**

Die Preiselastizität der Nachfrage hängt bei Versorgungssicherheitsverträgen von der Ausgestaltung ab, vor allem von der Höhe des Ausführungspreises. Verbraucher müssen maximal den Ausführungspreis zahlen und nicht mehr hohe Preisspitzen, was eine Einschränkung der Preiselastizität der Nachfrage zur Folge hat. Falls der Ausführungspreis dem durchschnittlichen Value of Lost Load entspricht wäre die Preiselastizität der Nachfrage sehr ähnlich der des Energy-Only Marktes.

➤ **Durchführbarkeit**

Wichtig für die Durchführbarkeit von Versorgungssicherheitsverträgen ist die Befugnis des Zentralen Planers Call Optionen von Erzeugern zu kaufen. Ein Überwachungssystem um den Handel von Optionen zu kontrollieren muss ebenfalls eingeführt werden sowie ein System welches den Verbrauchern, die sich durch Optionen abgesichert haben, die Differenz zwischen Preisspitze und Ausführungspreis rückerstattet.

➤ **Fazit**

Versorgungssicherheitsverträge sind ein effektiver marktorientierter Mechanismus um Versorgungssicherheit sicherzustellen. Hierbei werden viele Vorteile von Kapazitätsverpflichtungen mit denen der Versorgungssicherheitsverträge kombiniert. Es gibt Nachteile bezüglich Manipulation in der Auktion durch Unternehmen mit einem hohen Marktanteil sowie eine reduzierte Preiselastizität der Nachfrage durch eine niedrige Wahl des Ausführungspreises.

Tabelle 5 zeigt die Bewertung der Versorgungssicherheitsverträge. Die Bewertung reicht von 0 – nicht erfüllt, 1 – wenig erfüllt, 2 – mäßig erfüllt, 3 – gut erfüllt, 4 – sehr gut erfüllt.

Tabelle 5: Bewertung von Versorgungssicherheitsverträgen (Quelle: (De Vries, 2004), eigene Darstellung)

Stabilität von Investitionen	Erzeugung im offenen Markt	Stabilität gegenüber Marktmacht	Stabilität gegenüber Manipulation	Preiselastizität der Nachfrage	Durchführbarkeit
4	3	3	2	3	3

Abbildung 13 spiegelt eine grafische Darstellung der Bewertung wieder.

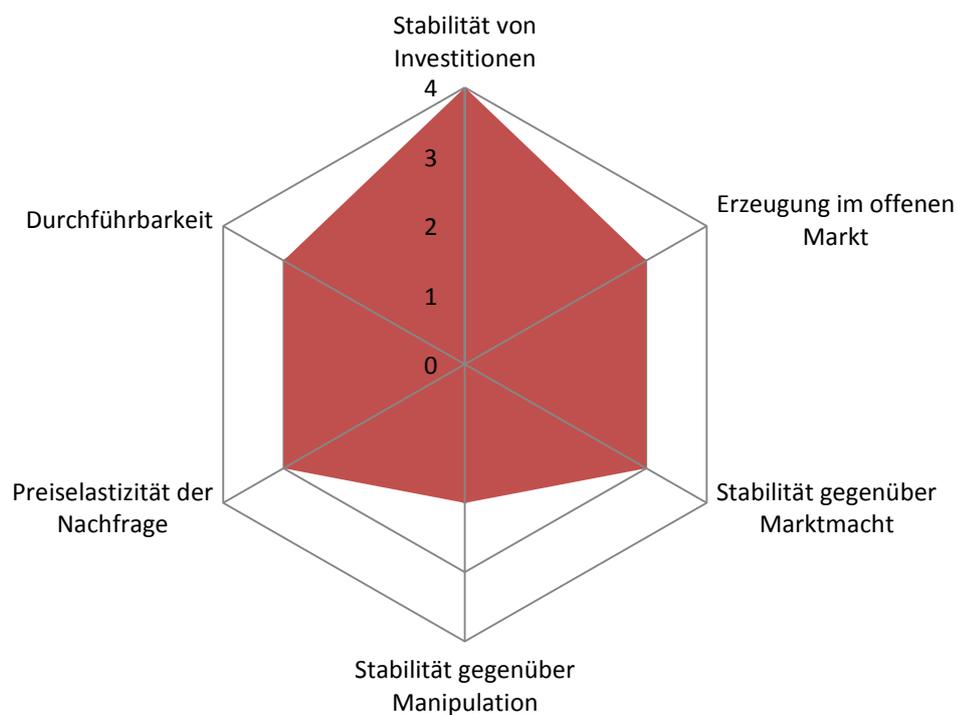


Abbildung 13: Bewertung von Versorgungssicherheitsverträgen (Quelle: basierend auf den Daten von (De Vries, 2004))

3 Analyse und Vergleich aktueller Ansätze

3.1 Deutschland

Durch das starke Wachstum erneuerbarer Energien sowie die Inbetriebnahme fossiler Kraftwerke in Verbindung mit der höheren Effizienz des Stromversorgungssystems und der niedrigeren Stromnachfrage (wegen der Wirtschaftskrise) entstehen Überkapazitäten. Durch die sich in weiterer Folge einstellenden niedrigeren Strompreise können vor allem Spitzenlastkraftwerke nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden. Parallel dazu werden 12 GW bis 2022 durch den Ausstieg aus der Kernenergie vom Netz genommen. Da die Versorgungssicherheit oberste Priorität hat und die nur vorhanden ist wenn zu jederzeit das Angebot die Nachfrage decken kann, steht der deutsche Strommarkt vor einer Änderung. Die zunehmend fluktuierende Einspeisung von erneuerbaren Energien erschwert den Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Durch Speicher, flexible Erzeuger und DSM-Maßnahmen muss die schwankende Erzeugung der erneuerbaren Energien ausgeglichen werden. Im kommenden Jahrzehnt werden die Überkapazitäten abgebaut sein, was Deutschland vor eine Grundsatzentscheidung stellt, entweder den bisherigen Strommarkt in einen Strommarkt 2.0 umzuwandeln oder die Einführung eines Kapazitätsmarktes (BMWi, 2014).¹⁶

3.1.1 Strommarkt 2.0

Der Strommarkt 2.0 basiert auf dem Vorhalten von Kapazitäten, welche sich über den Strommarkt implizit und explizit refinanzieren. Implizit wird derzeit Leistung durch das Ausgleichs- und Bilanzkreisenergiesystem sowie über auf Terminmärkten abgeschlossene Lieferverpflichtungen vergolten. Bei nicht Lieferung fallen Strafzahlungen in Form von Ausgleichsenergiekosten an. Dadurch wird das Vorhalten von Kapazitäten angeregt. Explizit hingegen wird Leistung auf dem Regelleistungsmarkt vergütet. Der Staat setzt in diesem Modell die Marktregeln und die

¹⁶ Das Kapitel 3.1.1 und 3.1.2 basiert auf dem Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch) vom Stand Oktober 2014: *Ein Strommarkt für die Energiewende* (BMWi, 2014). Anderweitige Quellen sind beim entsprechenden Absatz angegeben.

Regulierungsbehörde ist für die Einhaltung der Marktregeln sowie für das Monitoring der Kapazitätsentwicklung verantwortlich.

Um den Strommarkt 2.0 erfolgreich umzusetzen muss laut Bundesministerium für Wirtschaft und Energie die Preisbildung freibleiben.

- Damit Anreize bestehen in Kraftwerke zu investieren sind Preisspitzen im Strommarkt unbedingt notwendig. Da aber unter anderem DSM Maßnahmen die Höhe der Preisspitzen limitieren und zusätzlich das Auftreten reduzieren können, muss sichergestellt werden das in Extremsituationen höhere Preisspitzen möglich sind. Extremsituationen entstehen beispielsweise durch Ausfall von Erzeugungsanlagen in Zeiten, in denen wenig Erzeugung aus erneuerbaren Energien vorhanden ist.
- Derzeit sind regulatorische Obergrenzen am Strommarkt nicht vorhanden. Damit der Strommarkt 2.0 funktioniert und somit ausreichend Investitionen in Erzeugungsanlagen getätigt werden, muss dies gesetzlich beibehalten werden.
- Kraftwerke dürfen durch das kartellrechtliche Missbrauchsverbot bezüglich Angebot von Kapazität über ihren Grenzkosten in Knappheitssituationen nicht eingeschränkt werden. Jedoch muss das Ausüben von Marktmacht durch Unternehmen mit einem großen Marktanteil verhindert werden, da sonst eine Preisverzerrung auftritt. Es haben grenzüberschreitende Kapazitäten sowie ein höherer Anteil erneuerbarer Energien und der Ausstieg der Kernenergie den Wettbewerb gestärkt, sodass das kartellrechtliche Missbrauchsverbot im Moment wenig Anwendung findet.

3.1.2 Kapazitätsmarkt

Die zweite Überlegung Deutschlands ist die Einführung eines Kapazitätsmarktes um damit genügend Anreize zu schaffen Kapazitäten vorzuhalten. In Deutschland unterscheidet man zwischen einem zentralen, fokussierten und dezentralen Kapazitätsmarkt, wobei bei den ersten beiden der Staat direkt über die Menge der vorgehaltenen Kapazitäten bestimmt. Beim dezentralen Kapazitätsmarkt liegt die Verantwortung genügend Kapazitäten zu besitzen, um die Lieferverpflichtungen zu

erfüllen, bei jedem Marktteilnehmer selbst. Drei konkrete Ansätze werden aktuell in Deutschland diskutiert:

- Der zentrale umfassende Kapazitätsmarkt – auch Versorgungssicherheitsverträge (siehe Kapitel 2.2.4) genannt – ist ein Kapazitätsmarkt, in der eine zentrale Behörde den Gesamtbedarf an Kapazität festlegt. Die Kapazität wird wie in Großbritannien über Auktionen beschafft. Betreiber von Erzeugungsanlagen, die Kapazität in der Auktion anbieten, erhalten bei einem Zuschlag eine einheitliche Leistungszahlung, abhängig von der angebotenen Leistungsmenge. Erfolgreiche Teilnehmer in der Auktion haben die Verpflichtung ihre Erzeugungskapazitäten für kritische Zeiten bereit zu halten. Falls der Börsenpreis über den Ausführungspreis steigt, sind die Kraftwerksbetreiber dazu verpflichtet die Differenz der beiden Preise an die Behörde zu zahlen. Dies wird Call Option genannt. Separat dazu können Betreiber von Erzeugungsanlagen zusätzlich am Strommarkt teilnehmen. Durch den Mechanismus steigt der Strompreis weil sich die Kosten des Kapazitätsmarktes auf den Preis umlegen (EWI Köln, 2012) (BMW, 2014).
- Der zentrale fokussierte Kapazitätsmarkt bestimmt den Gesamtbedarf an Kapazität gleich wie beim zentralen umfassenden Kapazitätsmarkt von EWI. Der Unterschied beider Modelle besteht in der Fokussierung auf bestimmte Anlagen die in der Auktion teilnehmen dürfen. Die Bestimmung der teilnahmeberechtigten Anlagen erfolgt durch eine Behörde. Es dürfen die zwei Segmente, neue Anlagen sowie stilllegungsbedrohte Anlagen, am Kapazitätsmarkt teilnehmen. Auch eine Teilnahme von DSM-Kapazitäten ist vorgesehen (Öko-Institut, LBD, & Raue, 2012) (BMW, 2014).
- Der dezentrale umfassende Kapazitätsmarkt bestimmt den Gesamtbedarf an einer Kapazität dezentral, das heißt das Versorger verpflichtet werden (ähnlich Frankreich), entsprechend dem Bedarf ihrer Kunden, genügend Kapazitäten für Knappheitssituationen vorzuhalten. Dafür müssen sich Versorger mit Leistungszertifikaten entsprechend dem Bedarf ihrer Kunden eindecken. Die Leistungszertifikate werden von Betreibern von Erzeugungsanlagen ausgestellt und können an der Börse oder bilateral gehandelt werden. Die Menge an Zertifikaten

die ein Versorger besitzen muss, kann durch Einsatz von DSM-Maßnahmen reduziert werden. Falls sich Versorger mit zu wenigen Zertifikaten eindecken, werden Strafzahlungen fällig. Auch Erzeuger müssen Strafzahlungen leisten, falls ihre Erzeugungsleistung in einer Knappheitssituation nicht zur Verfügung steht. Die durch die Leistungszertifikate entstandenen Kosten von Versorgern werden auf die Stromkunden umgelegt (Enervis & BET, 2013) (BMW, 2014).

3.2 Frankreich

Das folgende Kapitel ist eine Beschreibung des französischen Kapazitätsmechanismus. Beginnend mit der Ausgangslage der derzeitigen Situation in Frankreich, gefolgt von der Funktionsweise der Kapazitätsverpflichtung, der Kapazitätszertifikate sowie des Abrechnungssystems.¹⁷

3.2.1 Ausgangslage

3.2.1.1 Spitzenlastbedarf

Der Energiebedarf Frankreichs ist stark temperaturabhängig, vom Übertragungsnetzbetreiber RTE (réseau de transport d'électricité) durchgeführte Studien zeigen die Beeinflussung der Temperatur im französischen Stromversorgungssystem. Vor allem während Kälteperioden steigt der Spitzenlastbedarf der letzten Jahre stetig an. Europaweit gesehen besitzt Frankreich die Hälfte des temperaturabhängigen Energiebedarfs mit 2.400 MW zusätzlichen Bedarf pro Grad Celsius. Im Vergleich der Winter von 2001-2002 zu 2012-2013 ist der Bedarf um 30% gestiegen. Das führt zum Problem das Frankreichs Spitzenlastbedarf schneller steigt als der Energiebedarf. Abbildung 14 veranschaulicht den wachsenden Spitzenlastbedarf der letzten Jahre.

¹⁷ Das Kapitel 3.2 basiert auf dem vom französischen Übertragungsnetzbetreiber RTE vorgestellten Konzepts des künftigen französischen Kapazitätsmechanismus: *FRENCH CAPACITY MARKET. Report accompanying the draft rules.* (RTE, 2014). Anderweitige Quellen sind beim entsprechenden Absatz angegeben.

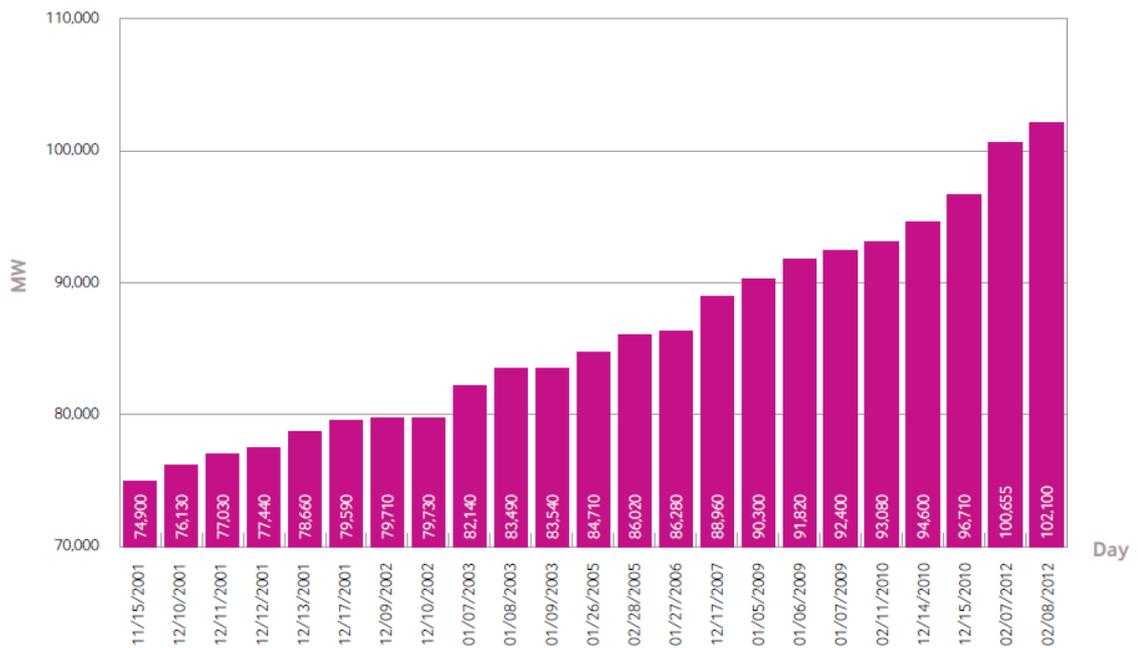


Abbildung 14: Wachstum des Spitzenlastbedarfs in Frankreich seit 2001 (Quelle: (RTE, 2014))

Um sicherzustellen, dass die Versorgungssicherheit weiter gegeben ist, wurde eine Versorgungssicherheitsprognose erstellt, welche den Betrieb des Stromversorgungssystems 8.760 Stunden pro Jahr für 5 Jahre simuliert. Diese Simulationen basieren auf einer Vielzahl von Angebots- und Nachfrageszenarien und werden verwendet, um Unterschiede zwischen Angebot und Nachfrage in Zeiten von Unterdeckung darzustellen.

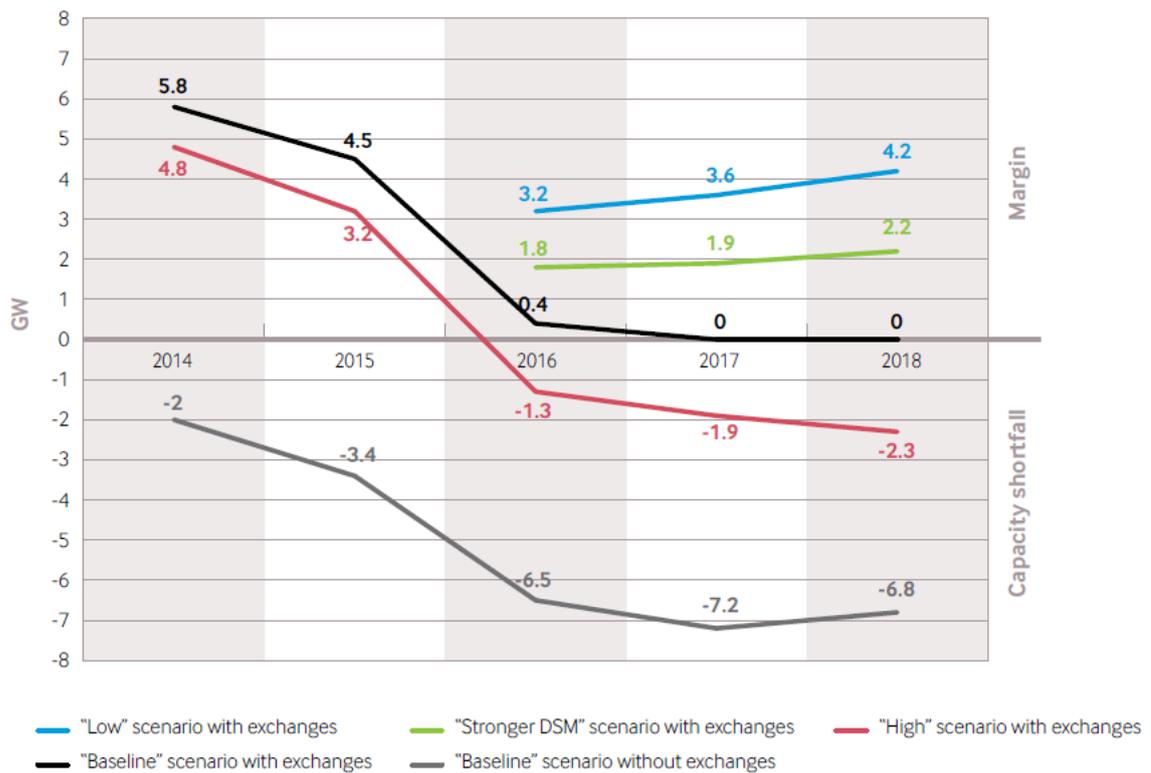


Abbildung 15: Darstellung von Zeiten mit genügend Kapazität und Zeiten mit Unterdeckung durch Simulation verschiedener Szenarien (Quelle: (RTE, 2014))

Abbildung 15 zeigt einen Auszug der Versorgungssicherheitsprognose von 2013, in dem 5 Szenarien in den Jahren von 2014-2018 dargestellt sind. Das „Baseline“ Szenario basiert auf den derzeitigen Informationen der Erzeugungskapazitäten im betrachteten Zeitraum. Eine Unterdeckung¹⁸ ist vor oder während des Jahres 2018 nicht gegeben.

Aufgrund der Ergebnisse kann die Schlussfolgerung gezogen werden, dass in Zeiten einer Kälteperiode die Versorgungssicherheit nicht garantiert werden kann. Laut RTE würden folgende Faktoren mittelfristig die Versorgungssicherheit verbessern:

- Die Nachfrage könnte tatsächlich schwächer sein als in der Prognose angenommen.
- 2015 werden einige fossile Kraftwerke vom Netz gehen. Einige dieser Kraftwerke, die von neuen Umweltvorschriften betroffen sind, können durch spezifische Investitionen auch nach 2015 unter den neuen Standards am Netz bleiben.

¹⁸ Die Unterdeckung ist definiert gemäß des Versorgungssicherheitskriteriums in der Verordnung 2006-1170 vom 20 September 2006 (annual loss of load expectation of up to three hours)

Jedoch kann durch die derzeitige Beschaffenheit des Energy-Only Marktes, welche die Fixkostendeckung von Spitzenlastkraftwerken, wie beispielsweise GuD-Kraftwerke, schwierig gestaltet, die Einmottung bzw. Stilllegung jener Kraftwerke verursachen, wodurch die Prognose verschlechtert wird.

Der Spitzenlastbedarf Frankreichs ist nicht unberechenbar, mit diesem Wissen und den Versorgungssicherheitsprognosen müssen genügend Erzeugungskapazitäten, in Zeiten in denen die Versorgungssicherheit gefährdet ist, bereitstehen.

3.2.1.2 Erneuerbare Energien

Zusätzlich zum Problem der steigenden Spitzenlast kommt eine stark steigende Anzahl an erneuerbaren Energien, welche das System vor neuen Herausforderungen stellt (siehe Abbildung 16). Es wird wichtiger, flexible Technologien in der Form von Demand Response Kapazitäten oder flexible Kraftwerke im Einsatz zu haben, in Zeiten in denen erneuerbare Energien wenig einspeisen können. Dadurch dass Europa weit entfernt von der Erreichung der Klimaziele¹⁹ ist, wächst der Anteil erneuerbarer Energien im Netz. Bis 2050 kann der Anteil an erneuerbaren Energien auf bis zu 55% steigen, im Vergleich dazu beträgt der derzeitige Anteil 10%.

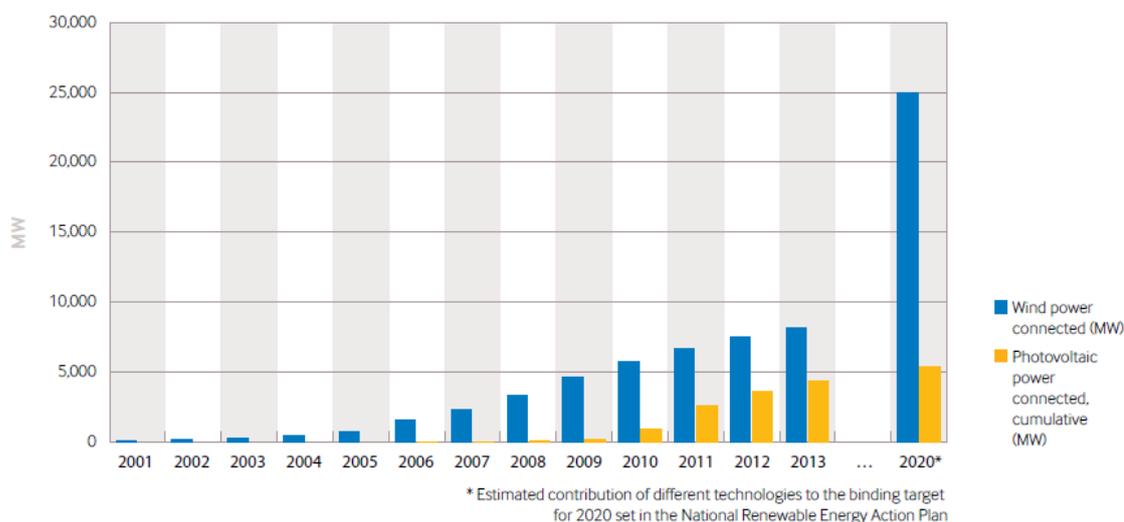


Abbildung 16: Entwicklungstendenz von installierter Windkraft und Photovoltaik in Frankreich bis 2020 (Quelle: (RTE, 2014))

¹⁹ Der europäische Rat hat das Ziel vorgegeben die Treibhausgasemissionen von 1990 um 80 bis 95% bis 2050 zu senken.

3.2.2 Wahl des Kapazitätsmechanismus

Die Wahl des französischen Kapazitätsmechanismus ist auf Kapazitätsverpflichtungen gefallen unter der Beachtung von drei Hauptprinzipien. Es soll ein mengenbasierter Mechanismus sein, der alle Kapazitäten miteinbezieht (umfassend) und dezentral ausgestaltet ist.

Ein mengenbasierter Mechanismus wurde wegen der Wirtschaftlichkeit gewählt, da verpflichtete Parteien (unter minimalen Kosten) selbst dafür sorgen können, ihre Kapazitätsverpflichtung einzuhalten. 2011 wurden von verschiedenen Interessensvertretern Kapazitätzahlungen bevorzugt, die sich durch eine simple Umsetzung und durch Sicherheit für Investoren auszeichnet. Jedoch weisen Kapazitätzahlungen in der Praxis einige Nachteile auf, wie in mehreren europäischen Ländern sichtbar wurde. Vor allem die Bestimmung der geeigneten Höhe der Zahlungen gestaltet sich schwierig. Kapazitätzahlungen bieten keine Garantie gegenüber hohen Preisspitzen, außer es wird eine Preisobergrenze definiert, welche wiederum Investitionsanreize reduziert.

Ein umfassender Kapazitätsmechanismus wurde wegen der erhöhten Versorgungssicherheit, durch die Teilnahme aller Kapazitäten am Markt, gewählt. Zusätzlich hierzu haben fokussierte Kapazitätsmechanismen wie beispielsweise die strategische Reserve ein Problem bezüglich der richtigen Wahl der Parameter. Analysen zeigen, dass selbst perfekt definierte Parameter einen fokussierten Kapazitätsmechanismus nicht günstiger machen als einen umfassenden.

Der französische Kapazitätsmechanismus ist dezentral, da es den Vorteil hat, dass Anbieter ihre Verpflichtungen durch den Kauf von Zertifikaten oder Anpassungen an der Verbraucher Seite erfüllen können. Das dezentrale Marktdesign dient insbesondere zur Reduzierung der Spitzenlast durch das Wissen der Anbieter über ihre Verbraucher und den damit verbundenen Einfluss auf den Konsum.

3.2.3 Funktionsweise und Ausgestaltung des Kapazitätsmechanismus bezüglich Kapazitätsverpflichtung

3.2.3.1 Verpflichtete Akteure

In französischen Kapazitätsmechanismus werden folgende Akteure zur Vorhaltung von Kapazität verpflichtet:

- Stromversorger welche Strom zum Verkauf an Endverbraucher oder Netzbetreiber (für ihre Verluste) beschaffen.
- Endverbraucher welche nicht oder nur zum Teil durch Stromversorger versorgt werden.
- Netzbetreiber welche nicht durch Stromversorger versorgt werden.

Durch die sogenannte Bezugsleistung wird der Beitrag eines Energieverbrauchers an der Spitzenlast des Lieferjahres definiert. Die Bezugsleistung wird von den Netzbetreibern, für ihre jeweiligen angebotenen Endverbraucher je nach Versorger, kalkuliert und an den Übertragungsnetzbetreiber RTE weiter gegeben. Die Kalkulation der Bezugsleistung unterteilt sich in drei Bereiche:

- **Der Verbrauch in den laststärksten Stunden (PP1 Periode)**

Die PP1 Periode ist der Bezugszeitraum, für welche die Verpflichtung jedes Akteurs bestimmt wird. Sie umfasst die Stunden in denen der Verbrauch gemessen wird, um damit die Bezugsleistung zu kalkulieren und somit das Ausmaß der Kapazitätsverpflichtung.

- **Anpassung der Temperaturabhängigkeit des Verbrauchs**

Der Stromverbrauch Frankreichs ist in den letzten 10 Jahren stark gestiegen und prägt seitdem den französischen Strommarkt. Um weiterhin die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten, muss die Temperaturabhängigkeit des Lieferjahres im Kapazitätsmechanismus berücksichtigt werden.

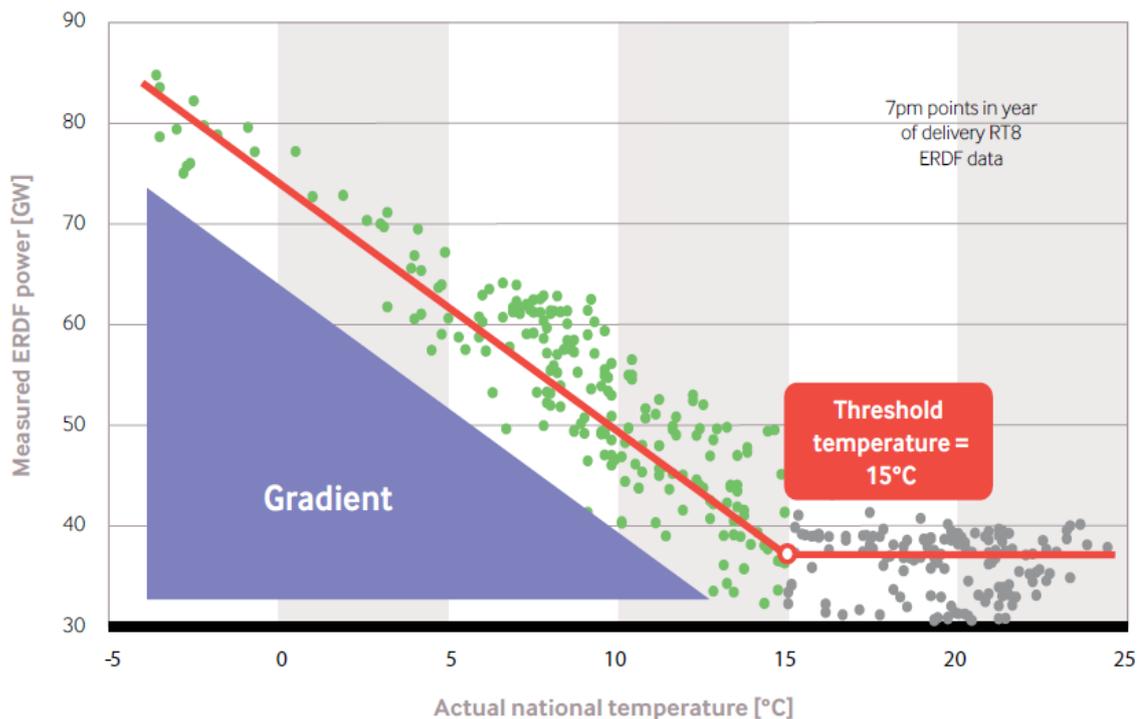


Abbildung 17: Darstellung der Temperaturabhängigkeit Frankreichs (Quelle: (RTE, 2014))

In Abbildung 17 ist die Temperaturabhängigkeit Frankreichs dargestellt. Unter der sogenannten „treshold temperature“ steigt der Verbrauch proportional zur Veränderung der Temperatur an. Über der treshold temperature wird der Verbrauch durch eine Temperaturänderung nicht beeinflusst. Diese Abhängigkeit ist stark durch die Verbreitung von elektrischen Raumheizungen geprägt.

Um den Beitrag eines Versorgers an der Spitzenlast, durch die Temperaturabhängigkeit seiner Kunden zu bestimmen, wird für die Kalkulation der Verpflichtung der erwartete Verbrauch während einer Kälteperiode verwendet.

➤ **Anpassung der Verpflichtung durch zertifizierte Demand Response Kapazitäten während der PP1 Periode**

Um Lastreduktion entsprechend in den Kapazitätsmechanismus einzubinden, muss verhindert werden, dass Demand Response Kapazitäten doppelt gezahlt werden. Entweder agieren sie als eine Reduktion der Kapazitätsverpflichtung oder sie werden wie Erzeugungsanlagen direkt als Kapazitätszertifikate gehandhabt.

3.2.3.2 Parameter der Kapazitätsverpflichtung

Die Parameter des Kapazitätsmechanismus, extreme Bezugstemperatur und Sicherheitsfaktor, werden gleichzeitig mit der Prognose über die gesamte Menge der Zertifikate veröffentlicht. Prognosen über die Gesamtmenge der Zertifikate werden mit denselben Methoden und Parametern wie die Verpflichtungen der verpflichteten Akteure berechnet. Ein bestimmen der Parameter im Voraus gibt Versorgern die nötige Zeit, um ihre verpflichtete Menge an Kapazitäten zu beschaffen und möglicherweise DSM-Maßnahmen zu implementieren.

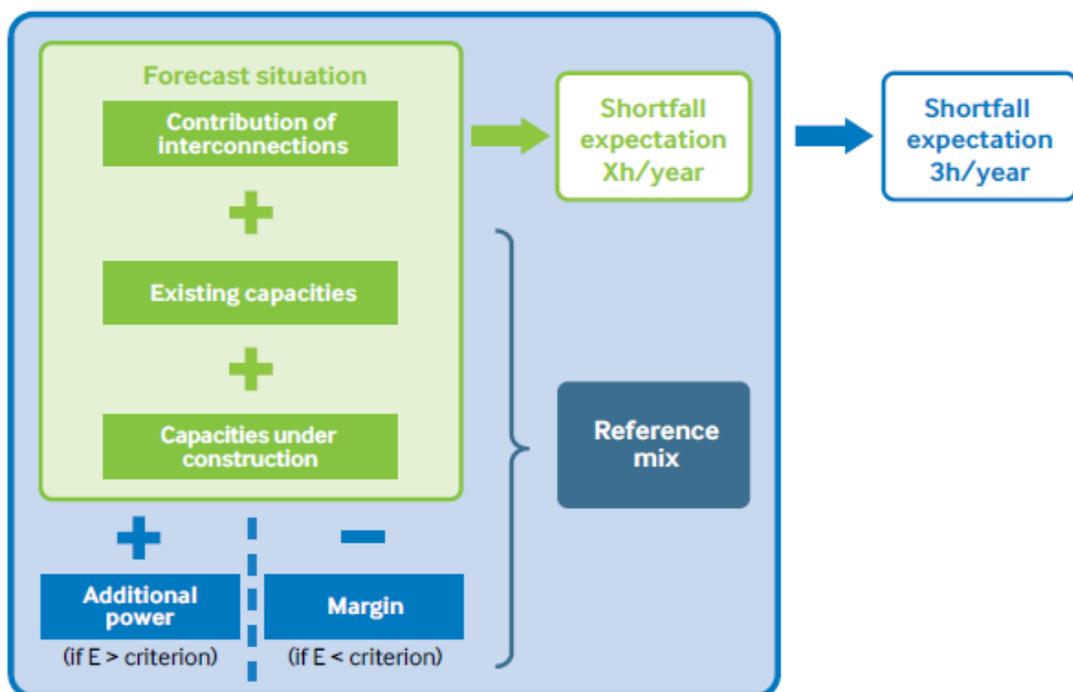


Abbildung 18: Bestimmung des Referenzmixes (Quelle: (RTE, 2014))

Um die Parameter für das Lieferjahr zu bestimmen wird ein Referenzmix (Abbildung 18) von Kapazitäten erstellt. Dieser entspricht der Menge an zertifizierten Kapazitäten, die benötigt werden, um das Versorgungssicherheitskriterium einzuhalten. Durch die daraus erhaltene Kenntnis über die Menge an Zertifikaten kann die Gesamtmenge der Verpflichtungen bestimmt werden. Daraus können nun die Parameter der Kapazitätsverpflichtung bestimmt werden.

Die Parameter der Kapazitätsverpflichtung, extreme Bezugstemperatur und Sicherheitsfaktor, sind wie folgt definiert:

- Es soll sichergestellt werden, dass die Gesamtmenge der Verpflichtungen exakt der Menge an Zertifikaten des Referenzmixes entspricht um das Versorgungssicherheitskriterium zu erfüllen.
- Die Werte der Temperaturabhängigkeit sollen von temperaturabhängigen Verbrauchern bestimmt werden.

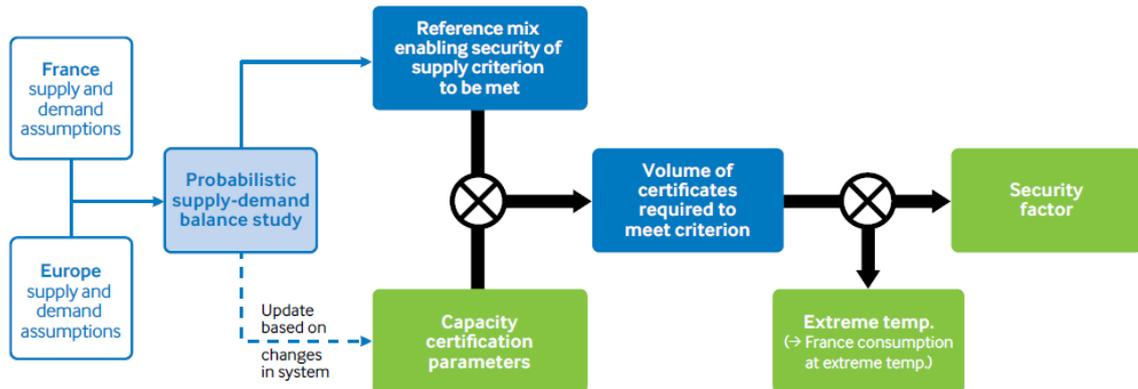


Abbildung 19: Darstellung des Zusammenhanges zwischen der Gesamtmenge der Zertifikate und der Parameter der Kapazitätsverpflichtung (Quelle: (RTE, 2014))

Aus Abbildung 19 ist ersichtlich, dass der Referenzmix in Zusammenhang mit den Parametern der Kapazitätszertifizierung die Menge an benötigten Zertifikaten, um das Versorgungssicherheitskriterium zu erfüllen, ergibt. Daraus können die Parameter der Kapazitätsverpflichtung bestimmt werden.

3.2.3.2.1 Extreme Bezugstemperatur

Es ist wichtig temperaturabhängigen Verbrauchern einen Anreiz zu geben, ihren Verbrauch während einer Spitzenlastperiode zu senken und damit zur Versorgungssicherheit beizutragen. Simulationen wurden angeordnet um eine angemessene extreme Bezugstemperatur zu bestimmen. Der folgende Ansatz (Abbildung 20) erlaubt eine Abschätzung individueller spezifischer Parameter ohne das Gesamtsystem zu stören.

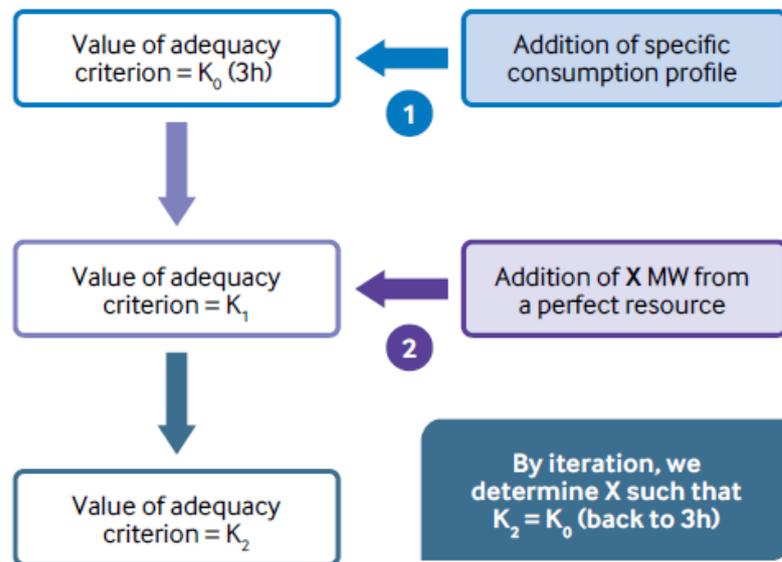


Abbildung 20: Ansatz um den Beitrag eines Verbraucherprofils am Ausfallrisiko zu bestimmen (Quelle: (RTE, 2014))

Abbildung 20 zeigt den Ansatz, welcher aus mehreren Schritten besteht. Zuerst wird die Anfangssituation, die dem derzeitigen französischen Stromversorgungssystem entspricht, unter Einhaltung des Versorgungssicherheitskriteriums ermittelt. Von dieser Ausgangslage werden verschiedene Verbraucherprofile marginal hinzugefügt (1) was eine Abweichung vom definierten Versorgungssicherheitskriterium zur Folge hat. Sogenannte perfekte Ressourcen werden solange hinzugefügt (2), bis das Versorgungssicherheitskriterium wieder erfüllt ist. Eine perfekte Ressource entspricht einer fiktionalen Kapazität welche zu jedem Zeitpunkt ohne technische Beschränkung verfügbar ist. Jedes MW einer perfekten Ressource ist einem MW von Kapazitätssertifikaten zugeordnet.

Die Resultate aus obigem Ansatz sind zum einen, dass der Bedarf an perfekten Ressourcen, bei Temperaturunabhängigkeit und konstantem Verbrauch in einem Jahr, abgeschätzt werden kann. Zum anderen wird durch das Hinzufügen von komplett temperaturabhängigen Verbrauchern eine Berechnung der extremen Bezugstemperatur ermöglicht. Die Addition eines komplett temperaturabhängigen Verbrauchers, mit einem Gradienten von 100 MW/°C, enthüllt den Bedarf an perfekten Ressourcen. Dieser entspricht dem Verbrauch bei einer Temperatur von minus 2,6°C im verbundenen französischen Stromversorgungssystem. Somit eignet

sich der Ansatz von Abbildung 20, um den Beitrag von temperaturunabhängigen sowie temperaturabhängigen Verbrauchern am Ausfallsrisiko zu bestimmen.

Um Änderungen der Temperatur eines Tages zu berücksichtigen, wird die extreme Bezugstemperatur halbstündlich in der PP1 Periode aktualisiert und beträgt im Durchschnitt minus 2,6°C.

3.2.3.2.2 Sicherheitsfaktor

Zusätzlich zur Kapazitätsverpflichtung der oben genannten Akteure kommt noch ein Sicherheitsfaktor (Sicherheitsaufschlag) hinzu. Er integriert die Einflussfaktoren die zur Versorgungssicherheit beitragen, wie beispielsweise ausländische Kapazitäten sowie eine gewissen Menge an Kapazitäten um Residualrisiken zu decken. Durch eine implizite Berücksichtigung von ausländischen Kapazitäten, welche ihnen nicht gestattet am inländischen Kapazitätsmechanismus teilzunehmen, wird die Verpflichtungsmenge um den Beitrag dieser Kapazitäten im Inland reduziert.

Der Sicherheitsfaktor wird mehrere Jahre im Voraus definiert und soll die Verpflichtungsmenge gemäß dem Versorgungssicherheitskriterium anpassen (siehe Abbildung 21).

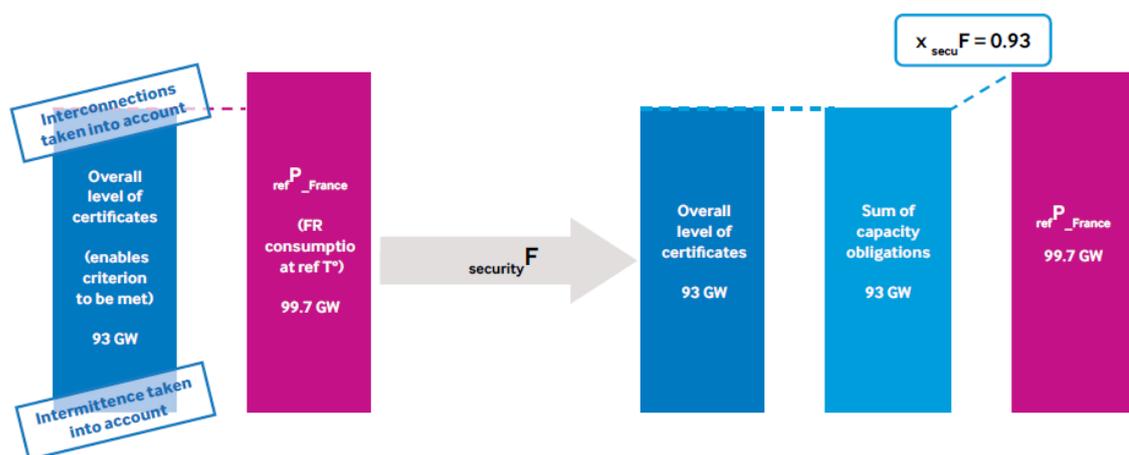


Abbildung 21: Die Bestimmung des Sicherheitsfaktors unter Einbeziehung ausländischer Kapazitäten (Quelle: (RTE, 2014))

Abbildung 21 zeigt die Bestimmung des Sicherheitsfaktors basierend auf einer Studie des Jahres 2017 von 2012. Die Bestimmung der Zertifikatsmenge basiert auf den existierenden Anlagen sowie Projekte die bis dahin abgeschlossen sind, unter Berücksichtigung des Versorgungssicherheitskriteriums. Das Ergebnis ist eine

anderen eines welches versetzt zum Kalenderjahr ist. Studien zufolge hat keine der beiden Varianten einen klaren Vorteil bezüglich Stabilität. Jedoch hat man sich für ein Lieferjahr entschieden, welches mit dem Kalenderjahr übereinstimmt, da ein Kalenderjahr auch für den Energiemarkt verwendet wird. Das Lieferjahr des französischen Kapazitätsmechanismus beginnt somit am 1. Jänner und endet am 31. Dezember. Wie in Abbildung 22 ersichtlich, erstrecken sich die PP1 Tage auf die Winterperiode, in welcher die Gefährdung der Versorgungssicherheit am größten ist.

Das erste Lieferjahr des französischen Kapazitätsmechanismus beginnt am 1. November 2016 und endet am 31. Dezember 2017, wobei Juli und August 2017 ausgeschlossen sind.

➤ **Nach dem Lieferjahr**

Auch nach dem Lieferjahr gibt es laut Verordnung mehrere Schritte die durchgeführt werden. RTE berechnet ex post die Kapazitätsverpflichtung und informiert jeden verpflichteten Akteur (15 Tage vor der Transfer Deadline) über die jeweilige Menge der Kapazitätsverpflichtung. Die Transfer Deadline beschreibt den Zeitpunkt ab dem keine Kapazitätszertifikate mehr übertragen werden können. 15 Tage nach der Transfer Deadline informiert der Übertragungsnetzbetreiber RTE jeden verpflichteten Akteur über das Ungleichgewicht zwischen der verpflichteten Menge und der tatsächlichen Menge der Kapazitätszertifikate des jeweiligen Akteurs. Bei auseinanderfallen der beiden Mengen (durch zu wenige Zertifikate) werden Ausgleichszahlungen erhoben wobei die Höhe eine wichtige Rolle spielt. Sie muss so definiert werden, dass sie mittelfristig den Versorgern einen Anreiz gibt ihren Kapazitätsverpflichtungen nachzukommen. Spätestens zwei Monate nach der Transfer Deadline müssen die verpflichteten Akteure genug Kapazitätszertifikate besitzen um ihrer Verpflichtung nachzukommen.

3.2.4 Funktionsweise und Ausgestaltung des Kapazitätsmechanismus bezüglich Kapazitätszertifikate

Der Zertifizierungsprozess bestimmt zu jeder Kapazität die dazugehörige Menge an Zertifikaten, die dem Beitrag der jeweiligen Kapazität zur Reduzierung des

Ausfallsrisikos entspricht. Der Beitrag hängt von den spezifischen Eigenschaften einer Kapazität ab. Der Übertragungsnetzbetreiber RTE führt für jedes Lieferjahr ein Register mit den zertifizierten Kapazitäten, welches technische Angaben sowie Informationen über die voraussichtliche Verfügbarkeit in Spitzenlastperioden der Kapazität beinhaltet.

3.2.4.1 Akteure der Kapazitätssertifizierung

Betreiber von Erzeugungsanlagen sowie Demand Response Kapazitäten unterliegen dem Zertifizierungsprozess des französischen Kapazitätsmechanismus. Sie können entweder selbst als Portfoliomanager ihrer eigenen Kapazität auftreten, oder einen ernennen, der die finanzielle Verantwortung für Ungleichheiten in den Portfolios trägt.

Die Betreiber von Erzeugungsanlagen sowie Demand Response Kapazitäten, die mit dem öffentlichen Übertragungs- oder Verteilernetz verbunden sind, müssen eine Zertifizierungsanfrage an den Übertragungsnetzbetreiber RTE stellen. Das heißt alle Kapazitäten im französischen Gebiet müssen am Zertifizierungsverfahren teilnehmen.

3.2.4.2 Menge an Kapazität

Es gibt laut Verordnung einen Zertifizierungsprozess, der auf der zertifizierten Menge an Kapazität basiert, gefolgt von einer Überprüfung der effektiven Menge an Kapazität. Der Zusammenhang ist in Abbildung 23 dargestellt.

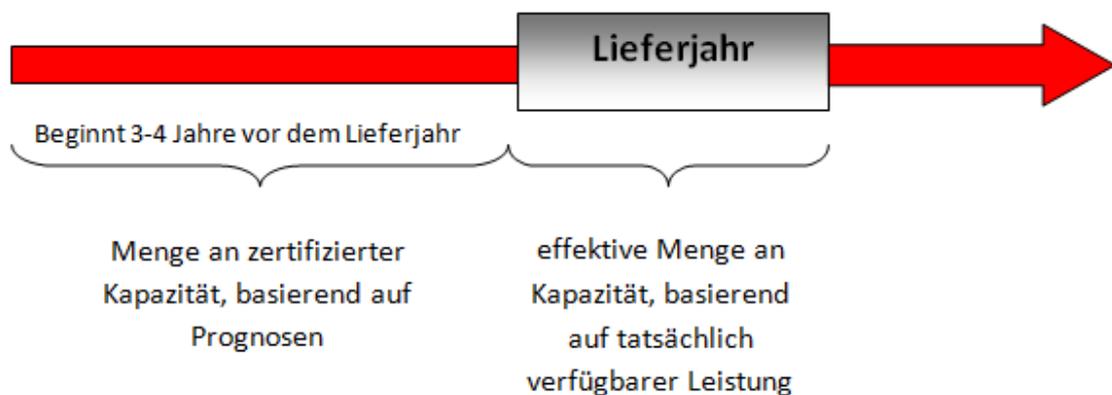


Abbildung 23: Zusammenhang von der Menge an zertifizierter Kapazität und der effektiven Menge an Kapazität (Quelle: (RTE, 2014), eigene Darstellung)

Die zertifizierte Menge an Kapazität beschreibt den Beitrag einer Kapazität zur Reduzierung des Ausfallrisikos, basierend auf Prognosen während der PP2 Periode (siehe Kapitel 3.2.4.3) des Lieferjahres, wohingegen die effektive Menge an Kapazität

den wirklichen Beitrag einer Kapazität zur Reduzierung des Ausfallrisikos während des Lieferjahres beschreibt.

Unterschiede zwischen den Mengen treten dadurch auf, dass die zertifizierte Menge an Kapazität drei bis vier Jahre vor dem Lieferjahr bestimmt wird und die effektive Menge an Kapazität nach dem Lieferjahr. Es gibt zwei Ansätze um die Unterschiede zu messen:

- Der erste Ansatz (**individueller Ansatz**) basiert auf der Zertifizierung durch die Angaben der Betreiber der Kapazitäten, da die Betreiber selbst die genauesten Informationen über die erwartete Verfügbarkeit besitzen.
- Der zweite Ansatz (**normativer Ansatz**) basiert auf einem Zertifizierungsprozess der normative Werte zur Bewertung von den verschiedenen Technologien heranzieht.

3.2.4.2.1 Individueller Ansatz

Der individuelle Ansatz bietet folgende Vorteile:

- Mit einer Zertifizierung basierend auf den Angaben der Betreiber ist die Menge der zertifizierten Kapazität durch andere Betreiber nicht limitiert, da ein normativer Ansatz die effizientesten Betreiber bestrafen und die ineffizienten begünstigen würde. Somit kann jeder Betreiber Vorteile aus Verbesserungen der eigenen Leistungsfähigkeit ziehen.
- Falls Betreiber einen geringeren Beitrag zur Reduzierung des Ausfallrisikos, beispielsweise durch technische Probleme oder Schließung einer Anlage, erwarten, haben sie einen Anreiz, ihre Menge an Kapazität durch Errichtung neuer Kapazitäten oder Demand Response Maßnahmen auszugleichen.
- Durch einen individuellen Ansatz vereinfacht sich der Zertifizierungsprozess, da die Anzahl an Zertifikaten einer Kapazität direkt mit der Verfügbarkeit und den technischen Charakteristiken während der PP2 Periode verbunden ist.
- Zugleich stellt dieser Ansatz sicher, dass nur Kapazitäten die tatsächlich während Spitzenzeiten verfügbar sind, belohnt werden.

Durch einen individuellen Ansatz, wodurch jeder Betreiber die Daten seiner Kapazitäten selbst einschätzt, kann sich ein Ungleichgewicht der in Abbildung 23 dargestellten Mengen ergeben. Voraussetzung für das Erfassen des Ungleichgewichtes ist die Verwendung der gleichen Kalkulationsmethode sowohl für die Menge an zertifizierter Kapazität als auch für die effektive Menge an Kapazität. Um dieses Ungleichgewicht auszugleichen hat jeder Betreiber die Chance das Gleichgewicht wiederherzustellen, was rebalancing genannt wird. Dies kann zu jeder Zeit vor und während des Lieferjahres geschehen, da Betreiber näher am Lieferjahr genauere Informationen über die tatsächliche Verfügbarkeit ihrer Kapazitäten erhalten.

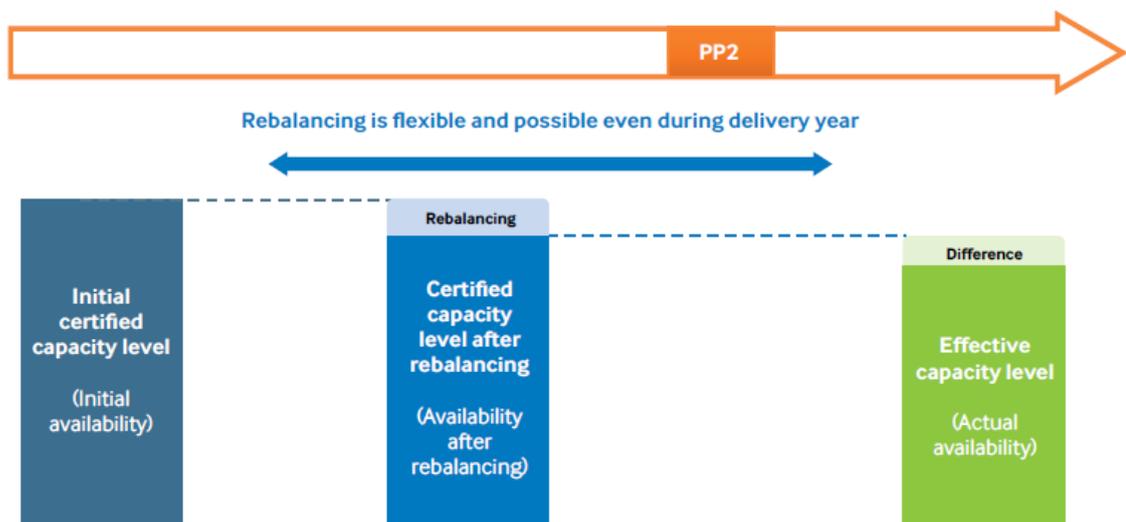


Abbildung 24: Der Zertifizierungsprozess (Quelle: (RTE, 2014))

Abbildung 24 zeigt den Zertifizierungsprozess wobei die Deadline der ersten Zertifizierung der Menge an Kapazität drei Jahre vor dem Lieferjahr stattfindet. Anschließend kann bis inklusive des Lieferjahres die zertifizierte Menge an Kapazität angepasst werden, indem der Portfoliomanager eine Anfrage an den Übertragungsnetzbetreiber stellt. Dies geschieht durch eine erneute Zertifizierung der Kapazität durch genauere Informationen der Betreiber. Nach dem Lieferjahr wird die effektive Menge an Kapazität erfasst.

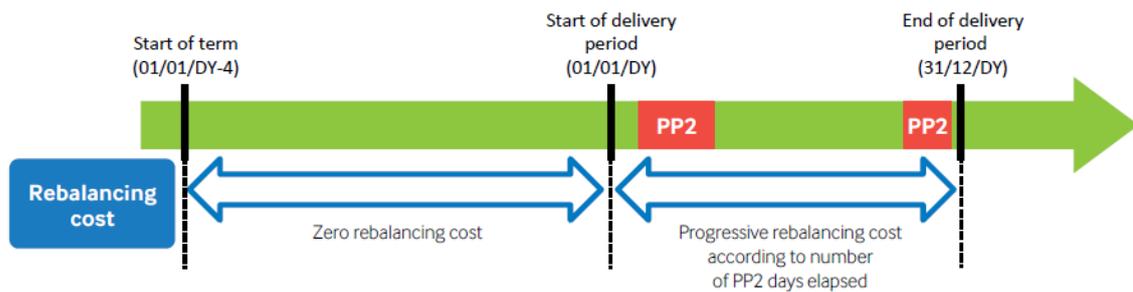


Abbildung 25: Kosten der Anpassung der zertifizierten Menge und der effektiven Menge an Kapazitäten, abhängig von der Zeit (Quelle: (RTE, 2014))

Abbildung 25 beschreibt den Verlauf der Kosten des Rebalancing über der Zeit. Ab dem Zertifizierungsstart (vier Jahre vor Lieferjahr) gibt es keine Anpassungskosten. Durch die kostenfreie Anpassung wird, mehrere Jahre im Voraus, auf die Anfertigung eines fixen Kapazitätsregisters verzichtet, da es bis zum Lieferjahr zu erheblichen Änderungen kommen kann. Um Betreibern von Kapazitäten einen Anreiz zu geben, ihre Informationen über Kapazitätsänderungen vor dem Lieferjahr offenzulegen, steigen die Anpassungskosten im Laufe des Lieferjahres. Sie sind abhängig von den bereits verstrichenen PP2 Tagen.

3.2.4.2.2 Normativer Ansatz

Nicht kontrollierbare Kapazitäten wie Wind, Photovoltaik und Laufwasserkraftwerke können getrennt behandelt werden. Betreiber solcher Kapazitäten können durch den normativen Ansatz bewertet werden, da die tatsächliche Verfügbarkeit nicht genau voraussagbar ist. Der Parameter dieses Ansatzes basiert auf Studien die den durchschnittlichen Beitrag der jeweiligen Technologie zur Reduzierung des Ausfallrisikos angeben. Der Wert dieses Parameters hängt von der betrachteten Kapazität, der Menge an nicht kontrollierbaren Kapazitäten im System und dem Stromversorgungssystem selbst ab.

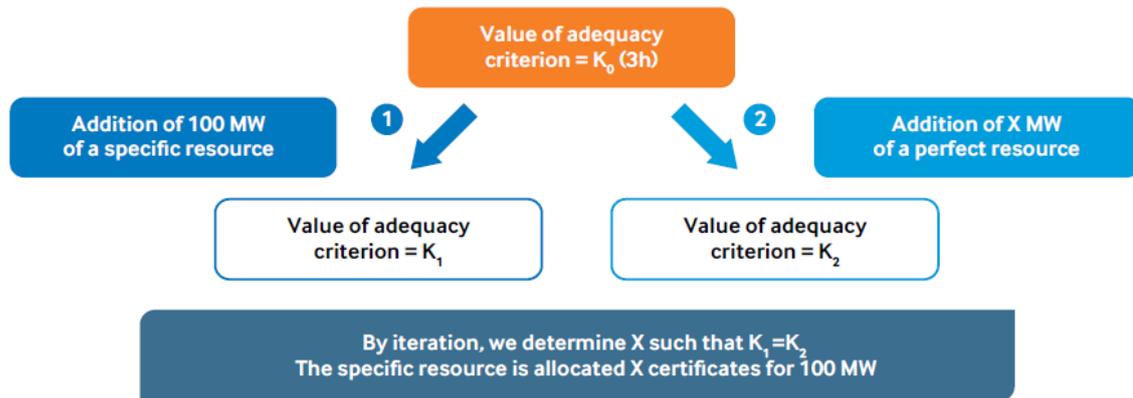


Abbildung 26: Darstellung der Methode zur Bestimmung des Parameters des normativen Ansatzes (Quelle: (RTE, 2014))

Abbildung 26 stellt die Methode zur Bestimmung des Parameters dar. Unter Einhaltung des Versorgungssicherheitskriteriums wird der Beitrag von beispielsweise 100 MW einer teilnahmeberechtigten Technologie, zur Reduzierung des Ausfallrisikos, bestimmt. Zum Vergleich wird derselbe Beitrag einer perfekten Ressource bestimmt und der daraus erhaltene Wert in MW entspricht den Zertifikaten, welche die Technologie erhält.

3.2.4.3 PP2 Periode

Laut Verordnung bezieht sich die Spitzenzeit auf die Stunden in einem Lieferjahr in denen das Ausfallrisiko am größten ist, insbesondere wenn die Nachfrage ihren Höhepunkt erreicht. Die verwendete Spitzenzeit in der Kapazität-zertifizierung und -verifizierung, wird PP2 Periode genannt. Zum Zeitpunkt der Zertifizierung muss die zertifizierte Menge an Kapazität den Beitrag der Kapazität an der Reduzierung des Ausfallrisikos widerspiegeln, was einer prognostizierten Verfügbarkeit während der PP2 Periode entspricht. Die effektive Menge an Kapazität muss gleichermaßen in der PP2 Periode erfasst werden. Die Vorschriften definieren die PP2 Periode wie folgt:

- Die PP2 Periode entspricht dem Zeitfenster von 07:00 – 15:00 und 18:00 – 20:00, also 10 Stunden der Tage, die durch den Übertragungsnetzbetreiber RTE bekannt gegeben wurden.
- Alle Tage die zur PP1 Periode gehören sind auch Tage der PP2 Periode (Integration der PP1 Periode in die PP2 Periode)

- PP2 Tage werden einen Tag davor, mit zwei Unterschieden, bekannt gegeben. PP2 Tage die zugleich PP1 Tage beinhalten werden vor 10:30 und PP2 Tage die sich nicht mit PP1 Tagen decken spätestens um 19:00 des Vortages bekannt gegeben.
- Das Bekanntgeben von PP2 Tagen basiert hauptsächlich auf der Nachfrage (Tage an denen die Nachfrage am höchsten ist) sowie Informationen über eine erwartete anderweitige Beanspruchung des Systems.
- Zwischen 10 und 25 Tage umfasst die PP2 Periode mit maximal 25% der Menge im März und November.

3.2.4.4 Berücksichtigung des Ausscheidens von Kapazitäten

Speziell in Frankreich muss das Ausscheiden von Kapazitäten berücksichtigt werden, da der Kapazitätsmechanismus in einer Zeit eingeführt wird, in der ein paar Versorger die Schließung bzw. Einmottung von Kapazitäten in Erwägung ziehen. Der Kapazitätsmechanismus könnte diesen Überlegungen entgegenreten indem durch den Wert von Zertifikaten am Markt Anreize geschaffen werden. Es könnte zudem kostengünstiger sein eingemottete Kapazitäten wieder in Betrieb zu nehmen, anstatt neue zu errichten. Um Marktmanipulationen und die damit verbundene Preiserhöhung durch fehlende Teilnahme von Kapazitäten (wegen Einmottung) zu verhindern, müssen ausgeschiedene Erzeugungskapazitäten mindestens das Lieferjahr und die zwei darauffolgenden Jahre vom Markt fern bleiben. Für Demand Response Kapazitäten ist ein Jahr vorgeschrieben. Dies soll Betreibern von Kapazitäten den Anreiz zum Zurückhalten von Kapazitäten nehmen.

3.2.4.5 Zeitlicher Ablauf

In Hinsicht auf Zertifizierungsanfragen werden zwischen Demand Response Kapazitäten und betriebsbereiten sowie geplanten Erzeugungskapazitäten unterschieden.

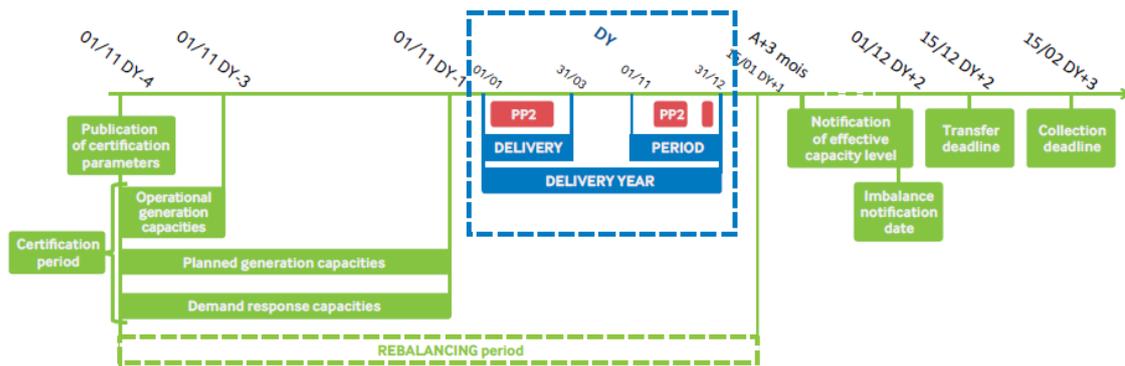


Abbildung 27: Zeitplan des französischen Kapazitätsmechanismus aus der Sicht des Betreibers von Kapazität (Quelle: (RTE, 2014))

Abbildung 27 ist eine Darstellung des Zeitplans des französischen Kapazitätsmechanismus ab dem dritten Lieferjahr, welcher sich in folgende drei Teile unterteilt:

➤ Vor dem Lieferjahr

Am 1. Jänner vier Jahre vor dem Lieferjahr werden die Parameter der Zertifizierung veröffentlicht. Ab diesem Zeitpunkt können Erzeugungs- sowie Demand Response Kapazitäten zertifiziert werden, wobei bei Erzeugungskapazitäten zwischen betriebsbereit und geplant unterschieden wird. Als betriebsbereit gelten jegliche bereits bestehenden Kapazitäten und Kapazitäten in der Projektphase, welche für das Lieferjahr zertifiziert, jedoch davor noch nicht betriebsbereit sind und zusätzlich einen Netznutzungsvertrag unterzeichnet haben. Durch oftmalige Ungewissheit, wann geplante Kapazitäten betriebsbereit werden, wird die Deadline für diese knapp vor das Lieferjahr gelegt. Somit wird ein Fertigstellen geplanter Kapazitäten zu einem hohen Grad sichergestellt. Demand Response Kapazitäten sind technisch gesehen all jene Verbraucher die ihren Strombezug unterbrechen können.

Tabelle 6: Deadline der Zertifizierung (Quelle: (RTE, 2014), eigene Darstellung)

Kapazität	Erzeugung	Demand Response
Betriebsbereit	Drei Jahre und zwei Monate (1. November) vor Beginn des Lieferjahres	Zwei Monate (1. November) vor Beginn des Lieferjahres
Geplant	Zwei Monate (1. November) vor Beginn des Lieferjahres	

Für bestehende betriebsbereite Erzeugungsanlagen ist die Deadline der 1. November drei Jahre vor dem Lieferjahr, was hinsichtlich genauer Prognosen wie ein Hindernis für Betreiber erscheint. Um dem entgegenzukommen gibt es die Möglichkeit die Prognosen bis einschließlich des Lieferjahres anzupassen. Für betriebsbereite Kapazitäten, die sich noch in der Projektphase befinden, gilt die Deadline bis zwei Monate vor dem Lieferjahr. Um Demand Response Kapazitäten mehr Flexibilität zu geben wird auch hier eine Deadline bis zwei Monate vor Beginn des Lieferjahres gewährt. Dadurch wird die Kurzfristigkeit von Demand Response Kapazitäten miteinbezogen, welche kurz vor Beginn des Lieferjahres erschlossen oder entfernt werden können.

➤ **Während des Lieferjahres**

Siehe Kapitel 3.2.3.3 mit dem Unterschied der Berücksichtigung von PP2 statt PP1 Tagen.

➤ **Nach dem Lieferjahr**

Wie in 3.2.4.2 schon erklärt wird die effektive Menge an Kapazität nach dem Lieferjahr bestimmt. Unterschiede zwischen der zertifizierten Menge und der effektiven Menge wird am 1. Dezember zwei Jahre nach dem Lieferjahr bekannt gegeben.

3.2.5 Abrechnungssystem

Die Regelung des Verrechnungssystems spielt eine zentrale Rolle im französischen Kapazitätsmechanismus. Es dient der Schaffung von Anreizen um wirtschaftliche Entscheidungen zu treffen die der Versorgungssicherheit dienen. Generell wird unterschieden zwischen Strafzahlungen für Versorger und Strafzahlungen für Portfoliomanager.

Strafzahlungen für Versorger:

Falls Versorger nicht genügend Kapazitätscertifikate besitzen um ihrer Verpflichtung nachzukommen, werden Strafzahlungen erhoben. Die Höhe der Zahlungen wird unter folgenden Gesichtspunkten berechnet:

- Es müssen mittelfristig genügend wirtschaftliche Anreize vorhanden sein, dass verpflichtete Akteure ihrer Verpflichtung nachkommen.
- Versorger sollen die Menge der von ihnen benötigten Kapazitätscertifikate um ihrer Verpflichtung nachzukommen einschätzen (basierend auf der Bezugsleistung ihrer Verbraucher).
- Das Ausnutzen von Preisunterschieden verhindern.

Die Höhe der Strafzahlung hängt zusätzlich von dem Grad der Abweichung der Verpflichtung ab. Bei einer negativen Abweichung (weniger Zertifikate als verpflichtet) muss der Versorger die abweichende Menge multipliziert mit dem Preis für negative Abweichung bezahlen. Falls ein Versorger eine positive Abweichung (mehr Zertifikate als verpflichtet) besitzt, bekommt er Zahlungen in der Höhe der Abweichung multipliziert mit dem Preis für positive Abweichung.

Strafzahlungen für Portfoliomanager:

Im Falle einer Abweichung der Menge an zertifizierter Kapazität von der effektiven Menge an Kapazität werden Strafzahlungen erhoben. Eventuelle rebalancing Maßnahmen werden berücksichtigt. Die Höhe der Zahlung wird, wie zuvor bei den Strafzahlungen der Versorger, auch hier unter Berücksichtigung einiger Gesichtspunkte bestimmt:

- Kapazitätsbetreiber müssen mittelfristig einen wirtschaftlichen Anreiz haben ihren Verpflichtungen nachzukommen.
- Kapazitätsbetreiber sollen dazu angeregt werden, wahrheitsgetreue Informationen anzugeben. Dies betrifft vor allem die erwartete Verfügbarkeit der Kapazitäten.
- Das Ausnutzen von Preisunterschieden verhindern.

Wie auch zuvor bei den Versorgern hängt auch hier die Strafzahlung von dem Grad der Abweichung der Kapazitätsmengen ab. Bei einer negativen Abweichung (weniger effektive als zertifizierte Kapazitätsmenge) muss der Portfoliomanager die abweichende Menge multipliziert mit dem Preis für negative Abweichung bezahlen. Falls ein Portfoliomanager eine positive Abweichung (mehr effektive als zertifizierte Kapazitätsmenge) besitzt, bekommt er Zahlungen in der Höhe der Abweichung multipliziert mit dem Preis für positive Abweichung.

Der Preis für Abweichungen wird, je nachdem ob die Versorgungssicherheit gefährdet ist, getrennt behandelt (Tabelle 7).

Tabelle 7: Abrechnungssystem in Abhängigkeit der Versorgungssicherheit (Quelle: (RTE, 2014))

	Versorgungssicherheit gefährdet	Versorgungssicherheit nicht gefährdet
Negative Abweichungen	Administrierter Preis	(1+K) Referenzmarktpreis
Positive Abweichungen	(1+K) Referenzmarktpreis	(1+K) Referenzmarktpreis

Wenn keine Gefährdung der Versorgungssicherheit vorliegt, basiert der Preis auf dem Referenzmarktpreis. Dadurch fehlt aber der Anreiz am Markt anzubieten. Infolgedessen wird der Referenzmarktpreis mit dem Faktor K beaufschlagt.

Falls die Versorgungssicherheit gefährdet ist, steigt der Preis für Abweichungen auf einen administrierten Preis, der um einiges höher als der Referenzmarktpreis ist. Dieser entspricht dem maximalen Wert, den die Kapazität am Markt einnehmen kann und wird vier Jahre vor dem Lieferjahr veröffentlicht.

3.3 Großbritannien

In Großbritannien²⁰ schreitet die Schließung bestehender Kapazitäten, vor allem umweltverschmutzender Anlagen, voran. Zudem wird erwartet, dass der Elektrizitätsbedarf in den kommenden Jahrzehnten, durch vermehrten Einsatz im Heizungs- und Transportbereich, steigt. Zusätzlich wird durch den Zubau von erneuerbare Energien sowie CO₂ Verminderung von bestehenden Anlagen ein klimafreundlicher Erzeugungsmix angestrebt. Bis 2020 sollen 100 Milliarden £ in den Energiesektor investiert werden. Um diese Ziele zu erreichen, tritt die sogenannte Electricity Market Reform (EMR) in Kraft. Die EMR besteht aus zwei Mechanismen, welche Anreize zur Investition in die Energieinfrastruktur fördern sollen. Zum einen Differenzverträge (CFDs – Contracts for Difference) und zum anderen die Einführung eines Kapazitätsmarktes.

➤ **Differenzverträge**

Ein Differenzvertrag ist ein privatrechtlicher Vertrag zwischen einem Erzeuger mit wenig CO₂ Ausstoß und der Low Carbon Contracts Company (LCCC), welche im Besitz der Regierung ist. Sie sollen das bisherige Quotensystem Renewables Obligations (RO) ablösen. Differenzverträge gleichen den Unterschied zwischen dem Bezugspreis und dem Referenzpreis aus. Der Bezugspreis (engl. strike price) ist ein Preis, der die Investitionskosten in CO₂-arme Technologien widerspiegelt, wohingegen der Referenzpreis durch den durchschnittlichen Marktpreis definiert ist. Durch Ausgleich des Preisunterschiedes wird die Sicherheit und Stabilität der Einkünfte von Erzeugern verbessert, da sie nicht mehr den unbeständigen Großhandelspreisen ausgesetzt sind.

Auf die Differenzverträge wird im Zuge dieser Masterarbeit nicht näher eingegangen.

²⁰ Das Kapitel 3.3 basiert auf dem Werk vom Department of Energy & Climate Change vom Juni 2014: *Implementing Electricity Market Reform. Finalised policy positions for implementation of EMR* (DECC, 2014) sowie dem Werk vom Oktober 2013: *Electricity Market Reform: Consultation on Proposals for Implementation* (DECC., 2013). Anderweitige Quellen sind beim entsprechenden Absatz angegeben.

➤ **Kapazitätsmarkt**

Der Kapazitätsmarkt dient zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit durch die Schaffung von Investitionsanreizen in zuverlässige Kapazitäten. Diese können sowohl erzeugerseitig als auch verbraucherseitig sein. Es müssen durch den Kapazitätsmarkt genügend Kapazitäten verfügbar sein, um die Spitzenlast in Windstillen und kalten Zeiten zu decken. Um dieses Ziel zu erreichen, bekommen Versorger kontinuierliche Zahlungen zur Deckung ihrer Fixkosten. Falls ein Versorger keine Energie in kritischen Zeiten liefert, werden Strafzahlungen fällig.

Zur erfolgreichen Umsetzung der Beiden Mechanismen sind zwei Institutionen gegründet worden. Zum einen die Low Carbon Contracts Company Ltd und zum anderen die Electricity Settlements Company (ESC), in deren Zuständigkeitsbereich die Kapazitätszahlungen sowie die Kontrolle über den Abwicklungsprozess des Kapazitätsmarktes fallen. Ein entscheidendes Kriterium bei der Ausgestaltung beider Mechanismen war die Erschwinglichkeit für Verbraucher. Sowohl die Differenzverträge als auch der Kapazitätsmarkt fördern den Wettbewerb um die Kosten zu minimieren. Zur Zeit der Publikation der EMR haben Untersuchungen eine durchschnittliche Reduzierung der Stromrechnung für Haushalte von £41 (6 Prozent), in der Periode von 2014-2030 durch Einführung der EMR, ergeben. Für Unternehmen ergab die Untersuchung eine Reduzierung der Stromrechnung von 7 bis 8 Prozent.

Die EMR umfasst vier Phasen:

➤ **Phase 1**

Bis 2017 laufen Differenzverträge an der Seite von Renewables Obligation. Etablierte Technologien nehmen an einer kompetitiven Auktion, zur Bestimmung des Bezugspreises, teil. Für weniger etablierte Technologien wird ein administrativer Bezugspreis festgelegt.

Die erste Kapazitätsauktion fand 2014 statt und dient der Kapazitätsbereitstellung für den Winter 2018/19.

➤ **Phase 2**

Von 2017 bis 2020 wird der Kapazitätsmarkt vollständig funktionsfähig.

➤ **Phase 3**

Demand Response Kapazitäten sowie Betreiber von Stromspeichern und grenzüberschreitenden Kapazitäten spielen eine zunehmend große Rolle in der Versorgungssicherheit.

➤ **Phase 4**

Technologien sind ausgereift und der CO₂-Preis ist hoch genug, um allen Erzeugern den Wettbewerb ohne Eingriffe zu ermöglichen.

3.3.1 Akteure der EMR

Zur erfolgreichen Umsetzung einer neuen Elektrizitätsmarktreform sind einige Institutionen notwendig und diese sind in Abbildung 28 dargestellt.

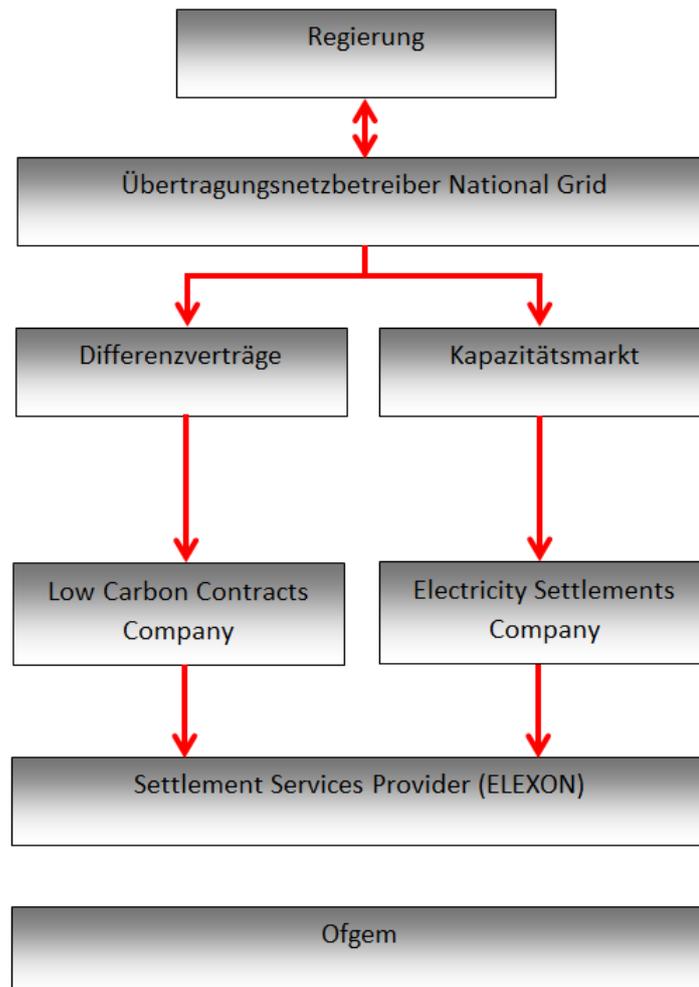


Abbildung 28: Institutionen der Electricity Market Reform (Quelle: (DECC, 2014), eigene Darstellung)

➤ **Regierung**

Gibt die politischen Rahmenbedingungen sowie die Schlüsselparameter der EMR vor.

➤ **National Grid**

Der Übertragungsnetzbetreiber National Grid hat genaueste Kenntnis über das britische Elektrizitätssystem und ist daher perfekt geeignet um beide Mechanismen zu administrieren. Zum einen die Vergabe von Differenzverträgen und zum anderen die Auktion des Kapazitätsmarktes. National Grid stellt im Namen der Regierung Untersuchungen bezüglich der Schlüsselparameter, wie beispielsweise dem Bezugspreis der Differenzverträge sowie das Volumen der Auktion des Kapazitätsmarktes, an. Zusätzlich teilt National Grid der LCCC die teilnahmeberechtigten Erzeuger für Differenzverträge mit, sowie die Benachrichtigung der ESC über in der Auktion erfolgreiche Kapazitätsbetreiber.

➤ **Low Carbon Contracts Company**

Stellt die Gegenpartei der Differenzverträge dar. Die Funktionen der LCCC umfassen die Verwaltung von Differenzverträgen sowie die Einsammlung und Zahlung von Geldern der verpflichteten Versorger.

➤ **Electricity Settlements Company**

Die ESC ist für die Kapazitätzahlungen sowie für die Kontrolle über den Abrechnungsprozess des Kapazitätsmarktes verantwortlich.

➤ **Settlement Services Provider**

Wickelt die Abrechnung der Differenzverträge im Auftrag der LCCC sowie die Abrechnung der Kapazitätsmarktverträge im Auftrag der ESC ab.

➤ **Ofgem**

Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) ist für die Regulierung des Elektrizitätsmarktes zuständig.

3.3.2 Auktion des Kapazitätsmarktes

3.3.2.1 Auktionsmenge

Zwei zentrale Elemente bestimmen die vorgegebene Menge der Auktion. Zum einen vom Übertragungsnetzbetreiber National Grid durchgeführte Versorgungssicherheits-

analysen und zum anderen die jährliche Bestimmung von Kapazitätsnachfragekurven durch die Regierung. Versorgungssicherheitsanalysen bestimmen die Kapazitätsmenge die benötigt wird, um ein gewisses Versorgungssicherheitskriterium²¹ zu erfüllen, welches ein akzeptables Niveau der Versorgungssicherheit für das britische Elektrizitätssystem bestimmt.

Die von der Regierung erstellten Nachfragekurven hingegen dienen der Kompromissfindung zwischen Zuverlässigkeit und Kosten. Bestimmt wird hiermit auch die Preisobergrenze der Auktion. Jedes Jahr wird die Hauptauktion für das jeweils vier Jahre danach liegende Lieferjahr durchgeführt. Daran teilnehmen dürfen zuvor qualifizierte und teilnahmeberechtigte Kapazitäten. Eine weitere Auktion findet ein Jahr vor dem jeweiligen Lieferjahr statt.

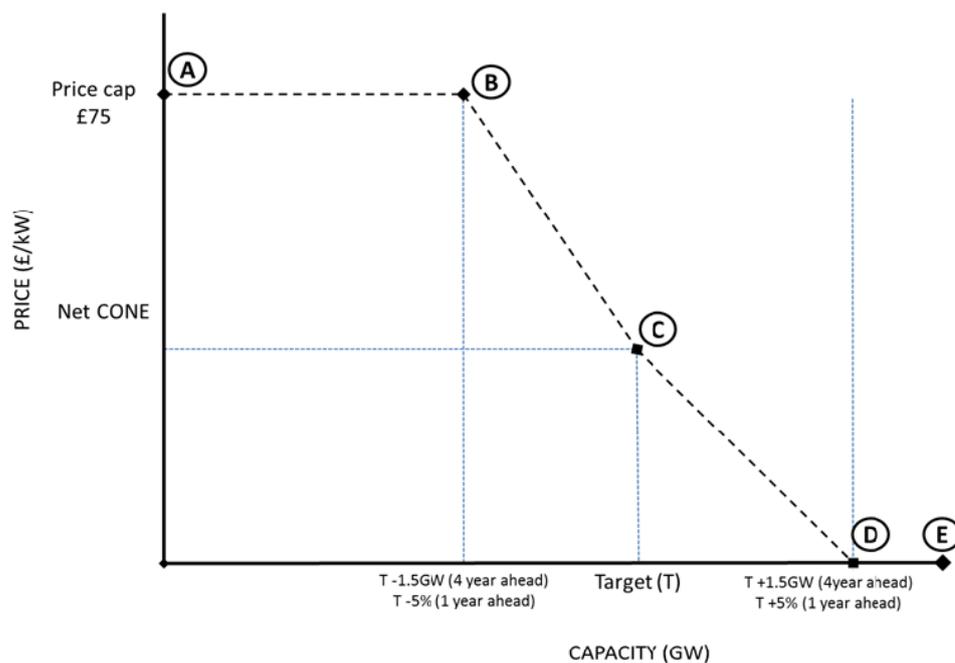


Abbildung 29: Darstellung einer Kapazitätsnachfragekurve (Quelle: (DECC, 2014))

Die in Abbildung 29 dargestellte Nachfragekurve wird ein halbes Jahr vor jeder Hauptauktion neu bestimmt. Sie hat jeweils eine Preisobergrenze bei einer Kapazität von 0 GW (Punkt A). Punkt B bestimmt, für jede vier Jahre vor dem Lieferjahr

²¹ Das Versorgungssicherheitskriterium ist, gleich wie in Frankreich, mit einem Ausfall (loss of load expectation – LOLE) von drei Stunden pro Jahr beziffert. Es kann aber jederzeit durch die Regierung geändert werden.

abgehaltene Hauptauktion, den Preis der um 1,5 GW reduzierten Zielmenge²². Für die ein Jahr vor dem Lieferjahr liegende Auktion beträgt die Reduzierung der Zielmenge im Punkt B fünf Prozent. Punkt C beschreibt die Zielmenge welche durch die netto Kosten eines Neuzugangs (net costs of new entry – CONE)²³ beziffert wird. Im Vergleich zu Punkt B beschreibt Punkt D die um 1,5 GW (für die vier Jahre vor dem Lieferjahr abgehaltene Auktion) beziehungsweise fünf Prozent (für die Auktion ein Jahr vor dem Lieferjahr) erhöhte Zielmenge bei einem Preis von £0/kW. Falls der Preis Null beträgt wird jegliche vorhandene Kapazität benötigt (Punkt E).

Ab der Preisobergrenze wird keine weitere Kapazität in der Auktion ersteigert. Dadurch werden Verbraucher von unvorhergesehenen Kosten geschützt, die beispielsweise durch zu wenig Wettbewerb oder ausnützen von Marktmacht entstehen können.

3.3.2.2 Teilnahmeberechtigung

Als teilnahmeberechtigt am Kapazitätsmarkt gelten folgende Kapazitäten:

- Bestehende sowie neue Erzeugungskapazitäten inklusive Kraft-Wärme-Kopplung
- Demand Response Kapazitäten
Demand Response Kapazitäten dürfen entweder an der vier Jahre vor dem Lieferjahr liegenden Auktion oder an der Auktion ein Jahr vor dem Lieferjahr teilnehmen. Durch die Auktion knapp vor dem Lieferjahr wird es Demand Response Kapazitäten ermöglicht die Bestimmung der Verfügbarkeit der Kapazität genau zu bestimmen, da es im Regelfall bei Demand Response Kapazitäten vier Jahre im Voraus schwer abzuschätzen ist.
- Stromspeicher
Im selben Maße wie zuvor Demand Response Kapazitäten dürfen auch Kapazitäten aus Stromspeicher entweder an der Auktion vier Jahre oder ein Jahr vor dem Lieferjahr teilnehmen.

²² 1,5 GW ist die Kapazitätsmenge von zwei großen Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerken. Es wird als Hilfsmittel zur Reduzierung von Zurückhalten von Kapazitäten durch einzelne große Kapazitäten verwendet.

²³ Der Net-CONE bestimmt die Kosten eines neugebauten Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerks minus der erwarteten Erlöse des Elektrizitätsmarktes und eventuellen Zusatzleistungen.

Nicht teilnahmeberechtigt sind folgende Kapazitäten:

- Kapazitäten die anderweitig unterstützt und gefördert werden, wie beispielsweise durch Renewables Obligation oder Differenzverträge.
- Kapazitäten die durch Langzeitverträge der Operativen Reserve angehören.
- Kapazitäten die nicht Großbritannien angehören (voraussichtliche Teilnahme von grenzüberschreitenden Kapazitäten ab 2015).

Durch den wichtigen Beitrag, den grenzüberschreitende Kapazitäten am inländischen Elektrizitätsmarkt zur Versorgungssicherheit beitragen, wäre es fatal diese komplett außer Acht zu lassen. Deswegen arbeitet die Regierung an einer Regelung grenzüberschreitender Kapazitäten in den Kapazitätsmarkt zu integrieren. Für die erste Auktion hingegen wird der Beitrag dieser Kapazitäten zur Versorgungssicherheit implizit²⁴ berücksichtigt.

- Kapazitäten unter zwei MW falls sie nicht mit anderer Kapazität kombiniert werden.

3.3.2.3 Vorqualifikation

Die Vorqualifikation findet vier Monate vor jeder Auktion statt, um die Teilnahmeberechtigung sowie das potenzielle Angebot an Kapazität zu bestätigen. Es wird sichergestellt, dass an der Auktion teilnehmende Kapazitäten auch tatsächlich die angebotene Menge in Knappheitszeiten liefern können. Die Teilnahme an Kapazitätsauktionen ist freiwillig, jedoch müssen alle Erzeuger von bestehenden Anlagen für ihre jeweiligen teilnahmeberechtigten Kapazitäten entweder an der Vorqualifikation teilnehmen oder eine Austrittsmitteilung bekanntgeben, falls eine Teilnahme an der Auktion nicht in Erwägung gezogen wird. In der Austrittsmitteilung muss beschrieben werden, ob die jeweilige Kapazität im Lieferjahr einsatzfähig ist, sie nicht im Lieferjahr einsatzfähig ist aber danach wieder ans Netz kommt oder ob sie ab dem Lieferjahr stillgelegt wird. Der Übertragungsnetzbetreiber National Grid reduziert die Auktionsmenge um den Beitrag der im Lieferjahr einsatzfähigen ausgetretenen Kapazitäten. Diese sind nicht berechtigt für das Lieferjahr Kapazitätszahlungen zu erhalten, bekommen jedoch keine Strafen bei nicht Lieferung.

²⁴ Implizit bedeutet die Reduzierung der in der Auktion zu beschaffenden Menge um die zu erwarteten Stromimporte.

Es wird für die Vorqualifizierung unterschieden, ob es sich um bereits bestehende Anlagen, bestehende Anlagen die saniert werden, potenzielle neue Anlagen oder Demand Response Kapazitäten handelt. Jegliche Bewerber, die an der Kapazitätsauktion teilnehmen wollen, sind verpflichtet einige Informationen offenzulegen wie beispielsweise Name, Unternehmensregistrierung, Kontodaten, Rechtsform, eventuelle Unterstützungen bezüglich CO₂-armer-Anlagen sowie anlagenspezifische Daten.

Bestehende Erzeugungsanlagen müssen zusätzlich den Lizenzstatus sowie Details über Netznutzungsverträge und der Transmission Entry Capacity (TEC)²⁵ angeben. Weiters wird verlangt, die Leistungsfähigkeit der letzten zwei Betriebsjahre offenzulegen.

Bestehende Anlagen die saniert werden, müssen einen detaillierten Zeitplan sowie den Investitionsaufwand der Sanierung angeben.

Neue Anlagen müssen alle relevanten Einwilligungen sowie einen detaillierten Plan, ab wann die Anlagen betriebsbereit sind, offenlegen. Zusätzlich muss ein Netznutzungsvertrag vorgelegt werden oder die Beglaubigung das der Netznutzungsvertrag bis zum Lieferjahr zustande kommt.

Bei Demand Response Kapazitäten muss zwischen geprüften und ungeprüften unterschieden werden. Geprüfte Demand Response Kapazitäten müssen ihre verfügbare Kapazität durch Informationen über die Leistungsfähigkeit derselben Kapazität in Belastungssituationen der letzten zwei Jahre bestätigen. Falls sich die Kapazität geändert hat oder eine hinzugefügt wurde, müssen die gleichen Schritte wie bei ungeprüften Kapazitäten durchgeführt werden. Ungeprüfte Kapazitäten müssen hingegen einen Businessplan vorlegen, um ihre potenzielle Kapazität aufzuzeigen.

3.3.2.4 Format

Die Auktion des britischen Kapazitätsmechanismus entspricht einer „Descending Clock Auction“, in der Anbieter zu Beginn der Auktion zu einem hohen Preis Kapazität anbieten können. Falls die gewünschte Menge überschritten wird beginnt die zweite Runde der Auktion zu einem niedrigeren Preis. Das wird solange fortgesetzt, bis die

²⁵ Die TEC gibt die Menge an Erzeugungskapazität an die der jeweilige Betreiber über das Nationale Übertragungsnetz exportieren möchte.

gewünschte Menge an Kapazität zu dem niedrigsten möglichen Preis beschafft wird. Alle erfolgreichen Teilnehmer bekommen anschließend den Räumungspreis des teuersten erfolgreichen Anbieters der letzten durchgeführten Runde, was auch als „pay-as-clear“ bezeichnet wird.

Falls in einer Auktion nicht ausreichend Wettbewerb erwartet wird, kann die Auktion verschoben oder auch abgebrochen werden. Damit wird verhindert, dass zu wenig Kapazität beschafft wird oder durch wenig Konkurrenz der Preis ein zu hohes Niveau erreicht. Damit die Regeln der Auktion befolgt werden, wird diese überwacht. Falls Regelwidrigkeiten auftreten, kann die Auktion für null und nichtig erklärt und gegebenenfalls wiederholt werden.

Um die Ausübung von Marktmacht in der Auktion zu reduzieren, müssen sich alle Teilnehmer der Vorqualifizierung entweder als Preisnehmer oder Preisgeber registrieren (Abbildung 30). Preisnehmer dürfen nur bis zu einem bestimmten Grenzpreis Kapazität anbieten, wohingegen Preisgeber bis zur Preisobergrenze bieten dürfen.

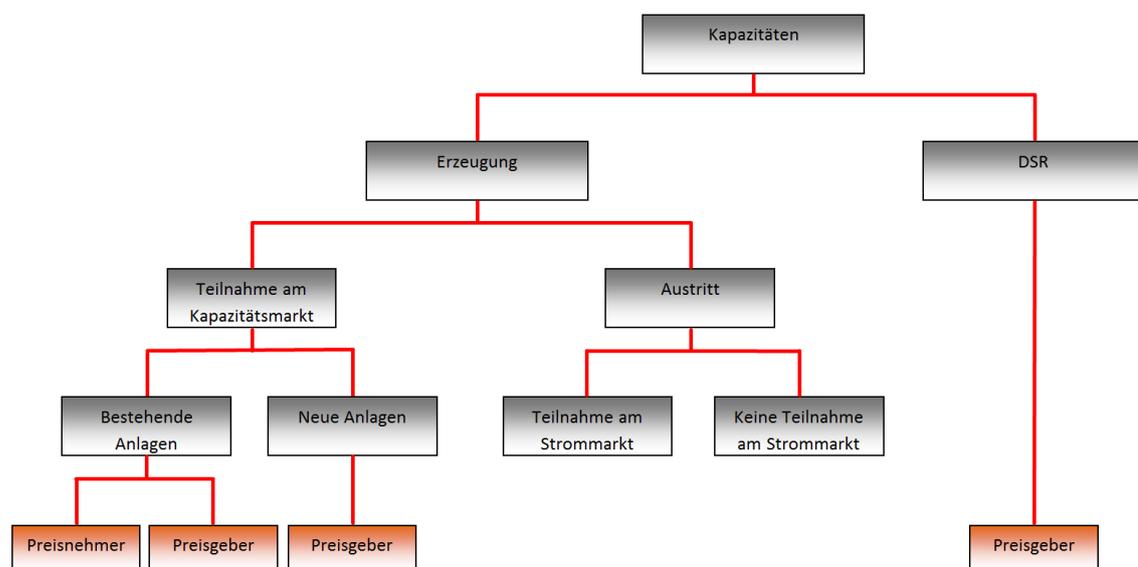


Abbildung 30: Entscheidungsmöglichkeiten teilnahmeberechtigter Kapazitäten (Quelle: (ALLEN & OVERY, 2013) ,eigene Darstellung)

Abbildung 30 zeigt die Möglichkeit vorqualifizierter Teilnehmer als Preisnehmer oder Preisgeber zu agieren. Bestehende Anlagen sind standardgemäß Preisnehmer, jedoch

ist es möglich durch einreichen von Nachweisen²⁶, als Preisgeber an der Auktion teilzunehmen. Neue Anlagen sowie Demand Response Kapazitäten sind automatisch in der Lage als Preisgeber an der Auktion teilzunehmen.

Erfolgreiche Teilnehmer der Auktion bekommen Verträge die abhängig von der Kapazität 1-15 Jahre gelten. Bestehende Anlagen sowie Demand Response Kapazitäten erhalten einen Einjahresvertrag. Bestehende Anlagen die saniert werden sollen können Verträge bis zu drei Jahre erhalten, neue Anlagen hingegen bis zu 15 Jahre.

3.3.3 Lieferung

In kritischen Zeiten in denen eine hohe Systembeanspruchung herrscht, müssen Kapazitätsanbieter, die erfolgreich in der Auktion hervorgingen, vier Stunden nach einer sogenannten „Capacity Market warning“ ihrer Verpflichtung nachkommen und Kapazitäten bereitstellen. Dies kann durch Erzeugung von Elektrizität oder Reduzierung der Nachfrage geschehen. Die Verpflichtung des jeweiligen Kapazitätsanbieters misst sich an der erfolgreich auktionierten Menge inklusive eventuell gehandelter Verpflichtungen. Falls es nötig ist die gesamte vertraglich verpflichtete Menge an Kapazität bereitzustellen um die Nachfrage zu decken, muss dies unverzüglich geschehen, da sonst Strafzahlungen fällig sind. In Zeiten in denen weniger als die vertraglich verpflichtete Menge nötig ist um die Nachfrage zu decken, muss die entsprechende Menge bereitgestellt werden. Gemessen wird dies anhand der prozentualen Gesamtkapazität die benötigt wird. Werden beispielsweise nur 50% der Gesamtkapazität benötigt, muss jeder Inhaber einer Verpflichtung auch nur 50% liefern. Falls Kapazitätsanbieter mehr als ihre verpflichtete Menge liefern bekommen sie diese vergolten.

3.3.4 Abrechnungssystem

Der Settlement Services Provider ist für das Datensystem des Abrechnungsprozesses verantwortlich. Er beschafft Daten von National Grid, Versorgern, Kapazitätsanbietern Ofgem, und anderen, die er dann geschützt in sein Datensystem aufnimmt. Die Rechnungsstellung, das Bankgeschäft und der Zahlungsprozess werden in Kooperation

²⁶ Es ist als Betreiber von bestehenden Anlagen möglich als Preisgeber zu agieren, wenn nachgewiesen werden kann das der Grenzpreis nicht ausreicht um die Anlagen ordnungsgemäß im Lieferjahr zu betreiben.

von der ESC und dem Settlement Services Provider durchgeführt. Die ESC führt die Rechnungsstellung für jeden Monat des Lieferjahres durch. Dadurch wird das jährliche Budget durch 12 monatliche Raten der Versorger gedeckt. Abbildung 31 zeigt den Zahlungsverlauf eines solchen Monats.

Das Zahlungsmodell des Kapazitätsmarktes beinhaltet folgenden Zahlungsverkehr:

- **Kosten der Versorger bezüglich dem Kapazitätsmarkt (Capacity Market supplier charge)**
Lizenzierte Versorger tragen die Kosten für die gesamte Menge der Kapazitätsverpflichtungen von Kapazitätsanbietern. Die Höhe der Zahlung eines Versorgers misst sich am jeweiligen Marktanteil an einem Winterwochentag²⁷ zwischen 16:00 und 19:00.
- **Kapazitätzahlungen (Capacity payment)**
Teilnehmer die erfolgreich aus der Auktion hervorgingen erhalten Kapazitätzahlungen für das jeweilige Lieferjahr.
- **Strafzahlungen der Kapazitätsanbieter (Capacity provider penalty charges)**
Strafzahlungen die bei Nichterfüllung der Verpflichtung von Kapazitätsanbietern geleistet werden müssen.
- **Zahlungen an Kapazitätsanbieter bei Übererfüllung der Verpflichtung (Capacity provider over-delivery payment)**
Bei Übererfüllung, durch eine größere gelieferte Menge an Kapazität, der Verpflichtung bekommen Kapazitätsanbieter Zahlungen.
- **Residualzahlung an Versorger (Penalty residual supplier amount)**
Die Differenz zwischen der Gesamtmenge der Strafzahlungen der Kapazitätsanbieter und der Gesamtmenge der Zahlungen bei Übererfüllung der Verpflichtung bekommen lizenzierte Versorger.
- **Kosten des Abrechnungsunternehmens (Settlement Body operating costs)**
Die Kosten für den Betrieb des Abrechnungsunternehmens ESC übernehmen lizenzierte Versorger.

²⁷ Zwischen Anfang November und Ende Februar.

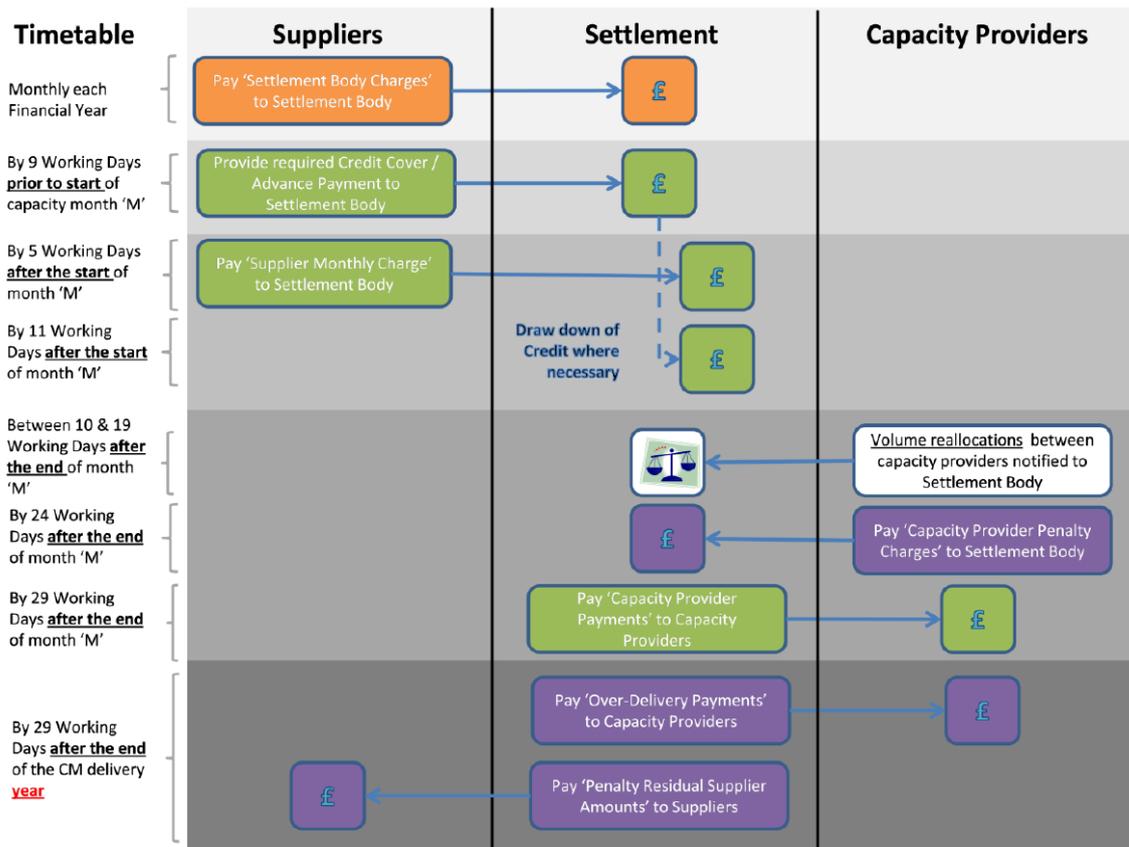


Abbildung 31: Zeitliche Abwicklung der Zahlungen (Quelle: (DECC, 2014))

Jeden Monat des Lieferjahres müssen Versorger die Kosten für den Betrieb der ESC zahlen. Neun Werktage vor dem betrachteten Monat müssen Versorger ihre Kreditdeckung sicherstellen und Vorauszahlungen an die ESC leisten. Fünf Werktage nach dem Beginn des betrachteten Monats werden die Zahlungen der Versorger bezüglich dem Kapazitätsmarkt von der ESC eingefordert. Zwischen 10 und 19 Werktagen nach Ende des betrachteten Monats wird die verpflichtete Menge kontrolliert. Bei Nichterfüllung der Verpflichtung müssen Kapazitätsanbieter 24 Werktagen nach Ende des Monats Strafzahlungen an die ESC leisten. Kapazitätszahlungen an Kapazitätsanbieter werden 29 Werktagen nach Ende des Monats getätigt. Bei etwaiger Übererfüllung der Verpflichtung bekommen Kapazitätsanbieter 29 Werktagen nach Ende des Lieferjahres Zahlungen von der ESC. Weiters werden 29 Werktagen nach Ende des Lieferjahres Residualzahlungen an Versorger getätigt.

3.4 Gegenüberstellung der Mechanismen von Frankreich und Großbritannien

3.4.1 Frankreich

Der französische Kapazitätsmechanismus basiert auf einer Kapazitätsverpflichtung und soll für die nötige Versorgungssicherheit unter Minimierung der Kosten sorgen. Um dieses Ziel zu erreichen ist es extrem wichtig den Handel von Kapazitätszertifikaten sowie das Funktionieren des Marktes sicherzustellen. Drei Faktoren sind hierbei ausschlaggebend (RTE, 2014):

- Es muss für Akteure möglich sein Kapazitätszertifikate, basierend auf dem jeweiligen Bedarf, zu handeln;
- Akteure müssen Zugriff auf relevante Informationen haben um den Markt zu verstehen;
- Es muss freier Wettbewerb herrschen.

3.4.1.1 Handel

Eine Grundvoraussetzung für den Handel von Kapazitätszertifikaten sind klar definierte Rahmenbedingungen sowie stabile Parameter des Kapazitätsmechanismus. Die Parameter des Kapazitätsmechanismus beinhalten die Parameter der Kapazitätsverpflichtung (extreme Bezugstemperatur und Sicherheitsfaktor), die Parameter der Zertifizierung (Beitrag einer Technologie zur Versorgungssicherheit) und die Parameter des Abrechnungssystems (administrierter Preis). Somit ist die Bekanntgabe der Parameter des Kapazitätsmechanismus vier Jahre vor dem Lieferjahr unabdingbar. Es gibt den Akteuren ausreichend Sicherheit ihre Verpflichtung zu erfüllen. Der Nachteil von stabilen Parametern kann eine unerwartete erhebliche Änderung der Versorgungssicherheit sein, da nach der Bekanntgabe von den Parametern diese nicht mehr geändert werden können. Dies macht die Parameter weniger repräsentativ und erzeugt somit ein gewisses Maß an Ungewissheit unter den Akteuren. Da aber kein fixes Kapazitätsziel vorgegeben wird, wird erwartet dass Akteure im Falle einer Änderung der Versorgungssicherheit ihren Kapazitätsbedarf an die neuen Gegebenheiten, trotz vorgegebener Parameter, anpassen (RTE, 2014).

Alle Kapazitätscertifikate sind im Kapazitätscertifikatsregister vom Übertragungsnetzbetreiber RTE enthalten. Es wird dort jegliche Transaktion von Zertifikaten erfasst, dies beinhaltet die Ausstellung, Vernichtung sowie den Austausch. Da die Kapazitätscertifikate nur für das jeweilige Lieferjahr gelten ist es ausgeschlossen sie für ein anderes Lieferjahr zu handeln. Der Handel von Kapazitätscertifikaten ist ausschließlich zwischen zwei juristischen Personen möglich, welche ein Konto im Kapazitätscertifikatsregister besitzen müssen. Es wird beim Handel unterschieden zwischen einer Übertragung des Kapazitätscertifikates, welche unentgeltlich zwischen zwei Parteien erfolgt, und der Transaktion von Kapazitätscertifikaten basierend auf einem von beiden Parteien akzeptierten Preis. Alle Preise der Transaktionen müssen dem Regulator CRE (Commission de régulation de l'énergie) mitgeteilt werden (RTE, 2014).

Im französischen Kapazitätsmechanismus ist es angedacht Kapazitätscertifikate bilateral oder über organisierte Märkte mittels Handelsplattform zu handeln. Die Ausgestaltung der Regeln erlaubt den bilateralen Handel von Zertifikaten, wodurch Akteure nur dem Handel zustimmen und sich über den Preis einig werden müssen. Um die Transaktion abzuschließen, müssen beide Parteien dem Übertragungsnetzbetreiber RTE über den erfolgreichen Handel Bescheid geben der anschließend Änderungen am Kapazitätscertifikatsregister vornimmt. Die Entwicklung einer Handelsplattform ist unbedingt notwendig, da sich in der Vergangenheit gezeigt hat, dass der bilaterale Handel von Langzeitprodukten in Energiemärkten oft allein nicht ausreicht. Für die Erstellung einer Handelsplattform muss zuerst die Schnittstelle der Plattform mit dem Kapazitätscertifikatsregister bestimmt werden. Die europäische Strombörse (European Power Exchange – EPEX Spot) hat ihr Interesse an der Gründung einer Handelsplattform für Kapazitätscertifikate geäußert (RTE, 2014).

3.4.1.2 Transparenz

Transparenz ist notwendig, um den Akteuren des französischen Kapazitätsmechanismus die Teilnahme am Kapazitätsmarkt unter vollständiger Kenntnis der Versorgungssicherheit und des Marktes zu ermöglichen. Dazu müssen folgende Dinge laut RTE veröffentlicht werden:

➤ **Das Kapazitätsregister**

Die Daten des Kapazitätsregisters müssen veröffentlicht werden, sodass jeder verpflichtete Akteur sich ein Bild über die vorhandenen Kapazitäten machen kann. Diese Daten beinhalten die zertifizierte Menge, technische Charakteristiken, vergangene sowie die prognostizierte Verfügbarkeit der Kapazität. Die Information über die effektive Menge an Kapazität der letzten zwei Lieferjahre wird zusätzlich veröffentlicht. Dadurch sind Akteure nach Einführung des Kapazitätsmechanismus in der Lage die zertifizierte Menge an Kapazität mit der effektiven Menge an Kapazität der letzten Jahre zu vergleichen (RTE, 2014).

➤ **Demand Management Maßnahmen Register**

Das Demand Management Maßnahmen Register beinhaltet jene Kapazitäten die nicht im Kapazitätsregister angeführt sind. Wie in Kapitel 3.2.3.1 schon erläutert können Demand Response Kapazitäten zur Reduktion der Verpflichtungsmenge von verpflichteten Akteuren verwendet werden. Da diese Kapazitäten möglicherweise die nationale Nachfrage beeinflussen müssen sie in einem separaten Register angeführt und veröffentlicht werden (RTE, 2014).

➤ **Prognosen über die Gesamtmenge von Kapazitätssertifikaten**

Es werden Prognosen über die Gesamtmenge von Kapazitätssertifikaten zur Erfüllung des Versorgungssicherheitskriteriums angefertigt. Diese Prognosen werden Zeitgleich mit den Parametern des Kapazitätsmechanismus, vier Jahre vor dem Lieferjahr, veröffentlicht. Dadurch bekommen Akteure einen besseren Einblick in das System und können die Strategie zur Erfüllung ihrer Verpflichtung anpassen (RTE, 2014).

➤ **Einschätzungen von RTE bezüglich der Kapazitätsverpflichtung von Versorgern**

Die erfolgreiche Umsetzung des französischen Kapazitätsmechanismus hängt in großen Teilen von der Einschätzung der Versorger bezüglich ihrer Verpflichtungsmenge ab. Durch die große Transparenz sowie die frühe Bekanntgabe der Parameter des Mechanismus ist die größte Herausforderung die korrekte Einschätzung des Bedarfs der jeweiligen Verbraucher eines Versorgers. RTE hilft den verpflichteten Akteuren indem er die potentielle

Verpflichtung des jeweiligen Akteurs der letzten Jahre angibt. Dadurch bekommen sie einen Einblick über die jetzige Verpflichtungsmenge (RTE, 2014).

3.4.1.3 Stabilität gegenüber Marktmacht und Manipulation

Ein Kapazitätsmarkt, in dem Akteure ihre Kapazitätsverpflichtung erfüllen reicht nicht aus um den Mechanismus wirtschaftlich zu betreiben. Um Wirtschaftlichkeit zu erreichen muss das Ausnutzen von Marktmacht sowie Manipulation und die damit verbundene Preisverzerrung verhindert werden. Besonders wichtig ist die Reduzierung von Marktmacht der dominierenden Stromerzeuger, welche großen Einfluss auf die Preisgestaltung haben können. Vor allem der größte Stromerzeuger Frankreichs Électricité de France (EDF) mit einem Anteil im Jahre 2011 von 79,4% der französischen Stromerzeugung. Davon 92% der nuklearen Kapazität, 66% der fossil befeuerten Kapazität, 81% der Kapazität aus Wasserkraft und 32% der erneuerbaren Erzeugung (RTE, 2014).

Marktmacht

Marktmacht ist die Fähigkeit eines Akteurs, mit einem großen Marktanteil, den Marktpreis zu seinen Gunsten zu verändern. Um Marktmacht zu verhindern, ist es wichtig das Funktionieren des Marktes zu untersuchen. Durch den hohen Grad an Transparenz ist es relativ einfach festzustellen, ob Kapazitätsbetreiber die erwartete Verfügbarkeit ihrer Kapazität falsch einschätzen und ob Betreiber absichtlich Kapazitäten zurückhalten (RTE, 2014).

Es ist schwierig Marktmacht quantitativ zu bestimmen, da viele Faktoren – die teilweise nicht erfassbar sind – miteinfließen. Die dezentrale Struktur des französischen Kapazitätsmechanismus erschwert die Lage zudem. Vor allem dominierende vertikal integrierte Unternehmen stellen ein Problem dar. Bei einer zentralen Struktur hängt die Ausübung von Marktmacht zu großen Teilen vom Marktanteil des jeweiligen Betreibers ab. Der Marktanteil wird gemessen am Herfindal-Hirschmann Index (HHI). Zusätzlich kam die Frage auf ob Kapazitätsverpflichtungen Eintrittsbarrieren verursachen, da aber verpflichtete Akteure selbst entscheiden können wie sie ihre Verpflichtung erfüllen sollten keine großen Eintrittsbarrieren entstehen (RTE, 2014).

Der Wettbewerb des Kapazitätsmarktes wird durch die Teilnahme von Demand Response Kapazitäten verstärkt und erschwert damit die Ausübung von Marktmacht (RTE, 2014).

Manipulation

Grundsätzlich können dominierende Stromerzeuger Kapazitäten zurückhalten und somit eine Manipulation des Preises erreichen. Um dies zu verhindern, werden speziell vertikal integrierte Unternehmen überwacht. Durch die Transparenz der verschiedenen Register wird die Überwachung um einiges erleichtert, da zusätzlich zu Überwachungsbehörden auch Akteure des Kapazitätsmechanismus Manipulationen feststellen können (RTE, 2014).

3.4.1.4 Integration von grenzüberschreitenden Kapazitäten

Der länderübergreifende Stromhandel ist wichtig für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit. Ausländische Kapazitäten liefern einen großen Beitrag der nicht vernachlässigt werden kann. Ein Marktdesign, welches grenzüberschreitende Kapazitäten zu wenig berücksichtigt, würde zu Überkapazitäten in Frankreich führen und somit unwirtschaftlich werden. Ein Marktdesign, welches den Beitrag von grenzüberschreitenden Kapazitäten überschätzt, könnte zu Ausfällen im eigenen Land führen und somit könnte das Versorgungssicherheitskriterium nicht mehr eingehalten werden. Um nun ausländische Kapazitäten im richtigen Umfang am französischen Kapazitätsmechanismus zu integrieren gibt es zwei Möglichkeiten (RTE, 2014):

➤ **Implizite Integration**

Bei einer impliziten Integration von ausländischen Kapazitäten ist es ihnen nicht gestattet am französischen Kapazitätsmechanismus teilzunehmen, jedoch wird die gesamte Verpflichtungsmenge Frankreichs um den Beitrag dieser Kapazitäten verringert.

➤ **Explizite Integration**

Bei der expliziten Integration dürfen ausländische Kapazitäten am französischen Kapazitätsmechanismus teilnehmen.

Frankreich hat sich im ersten Schritt zu einer impliziten Integration von ausländischen Kapazitäten entschieden, streben jedoch auf längere Sicht gesehen eine explizite Integration an. Um eine explizite Integration vorzunehmen bedarf es der Klärung einiger Punkte, folgend sind einige davon angeführt (RTE, 2014).

- Korrekte Zertifizierung und Kontrolle ausländischer Kapazitäten;
- Teilnahme von Demand Response Kapazitäten von Ländern in denen diese nicht im selben Maße wie in Frankreich integriert sind;
- Abrechnungsprozess für Abweichungen von ausländischen Kapazitäten;
- Teilnahmebedingungen für ausländische Kapazitäten am französischen Kapazitätsmechanismus;
- Bestimmung des genauen Beitrags von ausländischen Kapazitäten zur französischen Versorgungssicherheit;
- Einbindung von relevanten Übertragungsnetzbetreiber anderer Länder;
- Einbindung von relevanten Behörden anderer Länder.

3.4.1.5 Bewertung

Zur Bewertung des Kapazitätsmarktes von Frankreich hat der Autor folgende Gesichtspunkte näher betrachtet und bewertet:

- Handel
- Transparenz
- Stabilität gegenüber Marktmacht und Manipulation
- Integration von grenzüberschreitenden Kapazitäten

Eine genaue Erklärung der oben genannten Punkte findet man in Kapitel 3.4.1. Zusätzlich dazu gibt es noch eine Gesamteinschätzung über die Versorgungssicherheit die der Mechanismus bietet.

Tabelle 8 zeigt die Bewertung der betrachteten Gesichtspunkte. Die Bewertung reicht von 0 – nicht erfüllt, 1 – wenig erfüllt, 2 – mäßig erfüllt, 3 – gut erfüllt, 4 – sehr gut erfüllt.

Tabelle 8: Bewertung des Kapazitätsmarktes von Frankreich

Versorgungssicherheit	Handel	Transparenz	Stabilität gegenüber Marktmacht und Manipulation	Integration von grenzüberschreitenden Kapazitäten
4	3	4	2	1

Der Autor sieht bezüglich Versorgungssicherheit kein Problem, da durch die Verpflichtung der Versorger und die damit verbundenen Kapazitätszahlungen genügend Anreize bestehen in Erzeugungskapazitäten zu investieren. Durch die Möglichkeit Kapazitätszertifikate bilateral sowie über Handelsplattformen zu handeln sieht der Autor in Hinsicht auf ausreichend Möglichkeiten zum Austausch von Zertifikaten kein Problem. Lediglich die Gründung der Handelsplattform fehlt noch, wozu EPEX Spot aber ihr Interesse bekundet hat. Des Autors Meinung nach ist beim Kapazitätsmechanismus von Frankreich ein sehr hoher Grad an Transparenz gegeben. Es werden alle wichtigen Register und Parameter des Mechanismus früh genug offengelegt um der Verpflichtung nachzukommen. Bei Einschätzungsproblemen der Verpflichtung von verpflichteten Akteuren bietet RTE Hilfestellung an. Bezüglich Stabilität gegenüber Marktmacht und Manipulation gibt es nach der Meinung des Autors noch einige kritische Punkte. Beispielsweise dominierende vertikal integrierte Unternehmen mit einem hohen Marktanteil, in Verbindung mit der dezentralen Struktur des Mechanismus, könnten Marktmacht ausüben. Ob der hohe Grad an Transparenz ausreicht um die Ausübung von Marktmacht und Manipulation früh genug zu erkennen bleibt abzuwarten. Durch die vorerst implizite Integration von grenzüberschreitenden Kapazitäten bewertet der Autor diesen Punkt mit wenig erfüllt.

Abbildung 32 spiegelt eine grafische Darstellung der Bewertung wieder.

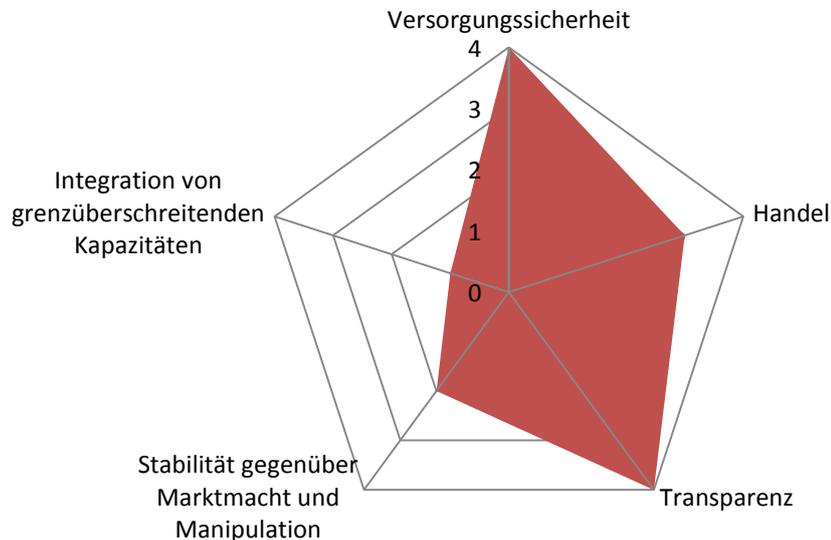


Abbildung 32: Bewertung des Kapazitätsmarktes von Frankreich

3.4.2 Großbritannien

Im Vergleich zu Frankreich basiert der Kapazitätsmarkt von Großbritannien auf einer zentralen Auktion in der genügend Kapazität beschafft werden soll, um die Versorgungssicherheit sicherzustellen. Wie zuvor in Frankreich sind auch hier der Handel sowie das Funktionieren des Marktes wichtig.

3.4.2.1 Handel

Kapazitätsanbieter können ihre in der Auktion erstandene Verpflichtung ein Jahr vor dem Lieferjahr bis zum Ende des Lieferjahres handeln. Dies ist mit einem anderen Anbieter der vorqualifiziert ist möglich. Der Handel wird erst nach der Auktion, die ein Jahr vor dem Lieferjahr stattfindet, gestattet. Dadurch können Betreiber, die neue Anlagen nicht zeitgemäß errichtet haben, nicht mehr von den höheren Preisen, der Auktion die ein Jahr vor dem Lieferjahr stattfindet, profitieren (DECC, 2014).

Der Übertragungsnetzbetreiber National Grid führt ein Register der verpflichteten Kapazitäten. Weiters überprüft National Grid die Berechtigung beider Parteien

Verpflichtungen zu handeln. Die Partei die eine Verpflichtung von einer anderen übernehmen will muss zuvor erfolglos an vorherigen Auktionen teilgenommen haben. Eine Ausnahme stellen neu errichtete Kapazitäten dar, die nicht in vorherigen Auktionen beschafft werden konnten. Ausgetretene Kapazitäten sind nicht berechtigt am Handel teilzunehmen, was einen weiteren Anreiz an der Auktion teilzunehmen darstellt (DECC, 2014).

3.4.2.2 *Transparenz*

Durch die Transparenz der Electricity Market Reform soll Vertrauen und Gewissheit über die vorgenommenen Änderungen geschaffen werden. Zusätzlich will die Regierung damit die Bereitschaft zur Zusammenarbeit mit der Industrie zeigen um ein bestmögliches Resultat der Änderung des Marktes zu erzielen (DECC, 2014).

Der Übertragungsnetzbetreiber National Grid stellt, wie in 3.3.1 erklärt, Untersuchungen bezüglich des Volumens der Auktion des Kapazitätsmarktes an. Um die Transparenz dieser Untersuchungen zu gewährleisten, wird ein unabhängiges Expertengremium beauftragt die Qualität der Untersuchungen unvoreingenommen zu hinterfragen und sicherzustellen (DECC, 2014).

Weiters wird alle fünf Jahre der Nutzen des Kapazitätsmarktes überprüft und ein Bericht dazu veröffentlicht. Dieser beinhaltet die Ziele des Kapazitätsmarktes sowie den Grad der Erfüllung. Zusätzlich wird angegeben, ob die Ziele des Kapazitätsmarktes weiterhin angemessen sind oder ob sie anderweitig erfüllt werden können (DECC, 2014).

Um Transparenz auch im Bereich der verpflichteten Parteien zu gewährleisten, wird in Großbritannien wie zuvor in Frankreich ein Register mit den verpflichteten Kapazitäten veröffentlicht, in dem angegeben wird wer der Kapazitätsanbieter ist, die Menge der Kapazität, Vertragslaufzeit sowie welche Parteien erlaubt sind zusätzliche Verpflichtungen durch Handel zu übernehmen (DECC., 2013).

3.4.2.3 Stabilität gegenüber Marktmacht und Manipulation

Für die erfolgreiche Umsetzung des Kapazitätsmarktes von Großbritannien muss das Ausnutzen von Marktmacht sowie Manipulation und die damit verbundene Preisverzerrung verhindert werden (DECC., 2013).

Marktmacht

Im Kapazitätsmarkt von Großbritannien lassen sich einige Vorkehrungen gegen die Ausübung von Marktmacht finden. Durch den Beitrag von Nachfragekurven (3.3.2.1) bezüglich der Abwägung von Zuverlässigkeit und Kosten sowie der Preisobergrenze der Auktion lassen sich Möglichkeiten zur Ausübung von Marktmacht reduzieren. Dadurch werden Verbraucher von zusätzlichen Kosten, die durch Marktmacht und zu wenig Wettbewerb entstehen, geschützt (DECC., 2013).

Weiters wird Marktmacht durch die Einteilung der Auktionsteilnehmer in Preisnehmer und Preisgeber (3.3.2.4) reduziert. Vor allem Bestehende Anlagen die Standardgemäß als Preisnehmer registriert sind können dadurch den Kapazitätspreis nicht mehr künstlich in die Höhe treiben (DECC, 2014).

Marktmacht kann auch in der Vorqualifikation ausgeübt werden, indem Kapazitätsanbieter ihre verfügbare Kapazität überbewerten. Dies kommt besonders bei zu geringen Strafzahlungen vor (DECC., 2013).

Manipulation

Manipulationen äußern sich vor allem im Zurückhalten von Erzeugungskapazitäten. Ein Weg wie die Electricity Market Reform das Zurückhalten von Erzeugungskapazitäten reduziert ist das Verbot der Teilnahme von Kapazitäten die im Lieferjahr nicht am Strommarkt teilnehmen. Weiters wird die Kapazitätsmenge von Anbietern administrativ bestimmt um Manipulationen durch eine zu niedrige Angabe der eigenen Kapazitätsmenge zu verhindern (DECC., 2013).

3.4.2.4 Integration von grenzüberschreitenden Kapazitäten

Es ist vorgesehen grenzüberschreitende Kapazitäten am Kapazitätsmarkt von Großbritannien teilnehmen zu lassen. Dadurch würde sich die Wirtschaftlichkeit durch größeren Wettbewerb in der Auktion sowie die Versorgungssicherheit erhöhen.

Zudem wären Investitionsanreize in Interkonnektoren gegeben. Bevor grenzüberschreitende Kapazitäten am Kapazitätsmarkt teilnehmen dürfen müssen folgende Punkte geklärt werden (DECC., 2013):

- Es muss möglich sein, dass ausländische Kapazitäten physikalisch ihre Elektrizität, in Zeiten von hoher Belastung des Stromsystems, nach Großbritannien liefern;
- Strafzahlungen bei nicht Lieferung von ausländischen Kapazitäten;
- Die Lösung zur Integration von grenzüberschreitenden Kapazitäten muss mit dem inländischen Energiemarkt sowie mit dem Zielmodell von Europa kompatibel sein.

Für die erste Kapazitätsauktion im November 2014 wurde keine Lösung gefunden ausländische Kapazitäten explizit am Kapazitätsmarkt teilnehmen zu lassen. Zur Berücksichtigung der grenzüberschreitenden Kapazitäten zur Versorgungssicherheit werden sie vorerst implizit integriert. Äquivalent zu Frankreich resultiert der Beitrag von ausländischen Kapazitäten in einer Reduzierung der Auktionsmenge (DECC, 2014).

3.4.2.5 Bewertung

Zur Bewertung des Kapazitätsmarktes von Großbritannien hat der Autor folgende Gesichtspunkte näher betrachtet und bewertet:

- Handel
- Transparenz
- Stabilität gegenüber Marktmacht und Manipulation
- Integration von grenzüberschreitenden Kapazitäten

Eine genaue Erklärung der oben genannten Punkte findet man in Kapitel 3.4.2. Zusätzlich dazu gibt es noch eine Gesamteinschätzung über die Versorgungssicherheit die der Mechanismus bietet.

Tabelle 9 zeigt die Bewertung der betrachteten Gesichtspunkte. Die Bewertung reicht von 0 – nicht erfüllt, 1 – wenig erfüllt, 2 – mäßig erfüllt, 3 – gut erfüllt, 4 – sehr gut erfüllt.

Tabelle 9: Bewertung des Kapazitätsmarktes von Großbritannien

Versorgungssicherheit	Handel	Transparenz	Stabilität gegenüber Marktmacht und Manipulation	Integration von grenzüberschreitenden Kapazitäten
4	4	3	3	1

Bezüglich Versorgungssicherheit ist auch in Großbritannien kein Problem zu erkennen. Durch die zentrale Vorgabe des Kapazitätsbedarfs und die anschließend stattfindende Auktion an der bestehende sowie neue Erzeugungsanlagen, Demand Response und Speicherkapazitäten teilnehmen dürfen wird ein ausreichendes Maß an Versorgungssicherheit aus der Sicht des Autors sichergestellt. Durch die Möglichkeit die in der Auktion erstandenen Verpflichtungen ein Jahr vor dem Lieferjahr bis einschließlich zum Ende des Lieferjahres zu handeln, ist dieser Punkt sehr gut erfüllt. Transparenz ist gut erfüllt durch beispielsweise den Bericht der den Nutzen des Kapazitätsmechanismus widerspiegelt und das veröffentlichte Register mit den verpflichteten Kapazitäten. Die Stabilität gegenüber Marktmacht und Manipulation wird aus der Sicht des Autors höher als in Frankreich bewertet, da durch die erstellten Nachfragekurven mit Preisobergrenze sowie durch die Einteilung der Kapazitäten in Preisnehmer und Preisgeber, Anreize zur Ausübung von Marktmacht und Manipulation nicht gegeben sind. Durch die implizite Integration von grenzüberschreitenden Kapazitäten der ersten Kapazitätsauktion wird auch hier dieser Punkt aus der Sicht des Autors wenig erfüllt.

Abbildung 33 spiegelt eine grafische Darstellung der Bewertung wieder.

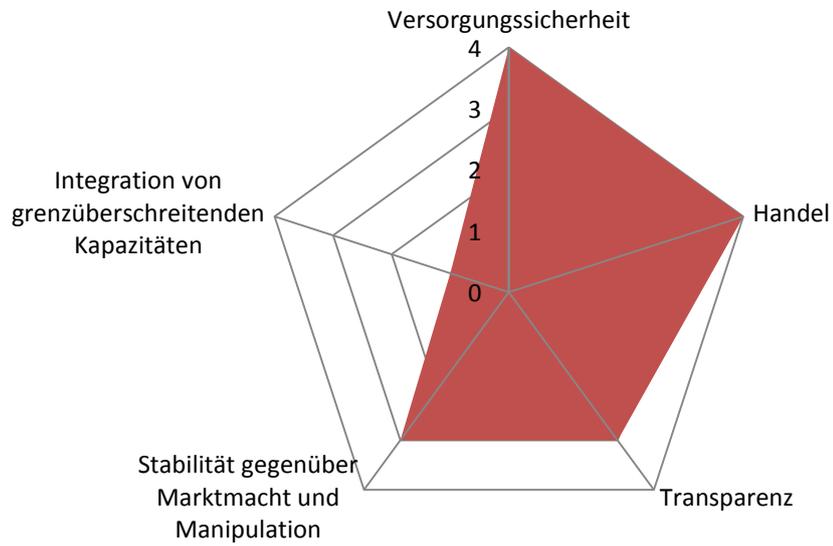


Abbildung 33: Bewertung des Kapazitätsmarktes von Großbritannien

4 Schlussfolgerungen und Ausblick

In wie weit die zwei in dieser Arbeit näher betrachteten Kapazitätsmechanismen (Abbildung 34) von Frankreich und Großbritannien erfolgreich sind, ist derzeit fraglich. Jedoch sieht der Autor durch die Umgestaltung dieser Märkte eine wesentliche Verbesserung im Vergleich zum Energy-Only Markt.

Die Anreize um in Erzeugungskapazitäten zu investieren sind sowohl in Frankreich als auch in Großbritannien gegeben, damit sollte sich ein ausreichendes Versorgungssicherheitsniveau einstellen. Aus der Sicht des Autors ist bezüglich dem Handel in Großbritannien ein kleiner Vorteil zu erkennen, da in Frankreich (Stand 2014) die Ausgestaltung der zentralen Handelsplattform fehlt. Sollte sich das, durch beispielsweise die EPEX Spot, ändern steht dem Handel Frankreichs nichts mehr im Wege. Bezüglich Transparenz wird Frankreich, durch Veröffentlichung jeglicher Register sowie die Parameter des Mechanismus, vom Autor ein wenig besser eingeschätzt. Die Stabilität gegenüber Marktmacht und Manipulation lässt sich endgültig nach der erfolgreichen Etablierung beider Mechanismen bewerten, jedoch sind in beiden Mechanismen einige Vorkehrungen, zur Reduzierung von Marktmacht und Manipulation, getroffen worden. Vor allem in Frankreich bleibt die Ausübung von Marktmacht bezüglich den dominierenden vertikal integrierten Unternehmen mit einem großen Marktanteil abzuwarten. Die Integration von grenzüberschreitenden Kapazitäten muss aus der Sicht des Autors stark verbessert werden, da bis jetzt (Stand 2014) beide Länder grenzüberschreitende Kapazitäten implizit berücksichtigen. Jedoch ist es das Ziel beider Mechanismen eine explizite Integration, nach Klärung einiger Punkte, in der Zukunft anzustreben.

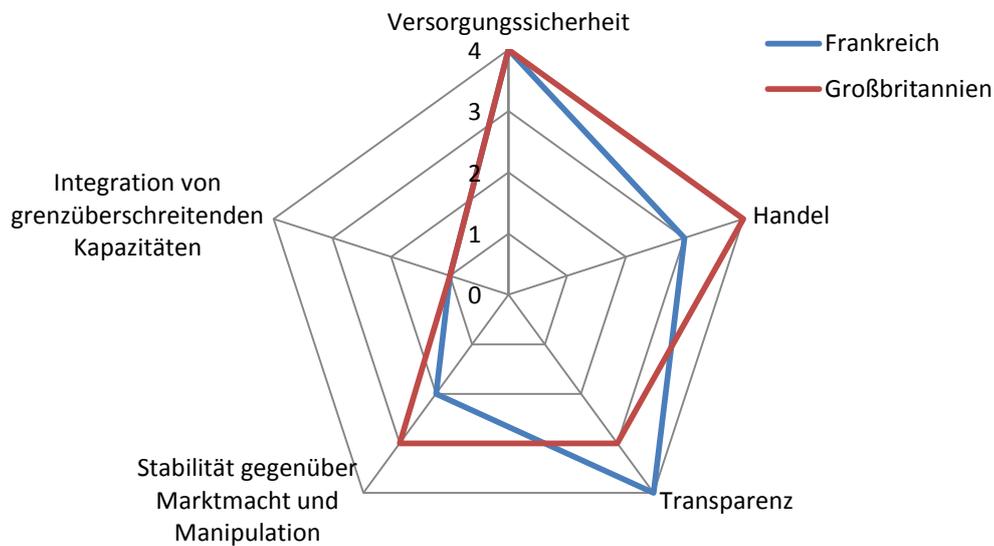


Abbildung 34: Vergleich der Bewertungen von Frankreich und Großbritannien

Investitionen in flexible Erzeuger sowie Speicherkapazitäten werden immer bedeutsamer um die fluktuierende Erzeugung erneuerbarer Energien auszugleichen, da der Zubau der erneuerbaren Energien immer weiter voranschreitet.

In Anbetracht der derzeitigen Situation in Österreich und Deutschland bezüglich ausbleibender Investitionen um die langfristige Versorgungssicherheit sicherzustellen, sollte über die Änderung des Marktkonzeptes nachgedacht werden. Jedoch sollte es nicht Ziel und Zweck sein im Europäischen Markt verschiedenste Kapazitätsmechanismen einzuführen. Aus der Sicht des Autors wäre ein Ziel für die Zukunft die Einführung eines einheitlichen Marktsystems in Europa, sodass grenzüberschreitender Handel einfach handhabbar ist und nicht durch verschiedensten Marktkonzepte erschwert wird.

5 Abkürzungsverzeichnis

CFDs	Contracts for Difference
CONE	Costs of New Entry
CRE	Commission de Régulation de l'Énergie
DCA	Descending Clock Auction
DSM	Demand-Side-Management
EDF	Électricité de France
EE	Erneuerbare Energie
EMR	Electricity Market Reform
EOM	Energy-Only Markt
EPEX	European Power Exchange
ESC	Electricity Settlements Company
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
GuD	Gas und Dampf
GW	Giga Watt
HHI	Herfindhal-Hirschmann Index
KV	Kilovolt
LCCC	Low Carbon Contracts Company
LOLE	Loss of Load Expectation
MW	Mega Watt
OTC	Over the Counter
PJM	Elektrizitätsmarkt von Pennsylvania, Jersey und Maryland in den USA
RO	Renewables Obligations
RTE	Réseau de Transport d'Électricité
SR	Strategische Reserve
TEC	Transmission Entry Capacity
VOLL	Value of Lost Load

6 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Die Preisbildung im Stromhandelsmarkt ohne erneuerbaren Energien (Merit-Order) (Quelle: (Tietjen, Arikas, Bals, & Burck, 2012), eigene Darstellung)	4
Abbildung 2: Die Preisbildung im Stromhandelsmarkt mit erneuerbaren Energien (Merit-Order) (Quelle: (Tietjen, Arikas, Bals, & Burck, 2012), eigene Darstellung)	5
Abbildung 3: Einteilung der Kapazitätsmechanismen (Quelle: (WWF, 2012), eigene Darstellung)	11
Abbildung 4: Kapazitätzahlungen in Spanien basierend auf dem Reserveindex (Quelle: (Federico & Vives, 2008))	12
Abbildung 5: Bewertung von Kapazitätzahlungen (Quelle: basierend auf den Daten von (De Vries, 2004))	15
Abbildung 6: Einsatz von Strategischer Reserve (Quelle: (EWI Köln, 2012))	16
Abbildung 7: Prinzip der "Descending Clock Auction" (links), sowie eine mögliche Erweiterung (rechts) (Quelle: (Consentec, 2012))	17
Abbildung 8: Auswirkungen verschiedener Auslösungspreise (Quelle: (EWI Köln, 2012))	18
Abbildung 9: Bewertung der Strategischen Reserve bei $P_{sr} = VOLL$ (Quelle: basierend auf den Daten von (De Vries, 2004))	22
Abbildung 10: Bewertung der Strategischen Reserve bei $P_{sr} \ll VOLL$ (Quelle: basierend auf den Daten von (De Vries, 2004))	23
Abbildung 11: Bewertung von Kapazitätsverpflichtungen ((Quelle: basierend auf den Daten von (De Vries, 2004))	26
Abbildung 12: Darstellung der Zahlungsströme (Quelle: (EWI Köln, 2012), eigene Darstellung)	27
Abbildung 13: Bewertung von Versorgungssicherheitsverträgen (Quelle: basierend auf den Daten von (De Vries, 2004))	30
Abbildung 14: Wachstum des Spitzenlastbedarfs in Frankreich seit 2001 (Quelle: (RTE, 2014))	35

Abbildung 15: Darstellung von Zeiten mit genügend Kapazität und Zeiten mit Unterdeckung durch Simulation verschiedener Szenarien (Quelle: (RTE, 2014))	36
Abbildung 16: Entwicklungstendenz von installierter Windkraft und Photovoltaik in Frankreich bis 2020 (Quelle: (RTE, 2014)).....	37
Abbildung 17: Darstellung der Temperaturabhängigkeit Frankreichs (Quelle: (RTE, 2014))	40
Abbildung 18: Bestimmung des Referenzmixes (Quelle: (RTE, 2014)).....	41
Abbildung 19: Darstellung des Zusammenhanges zwischen der Gesamtmenge der Zertifikate und der Parameter der Kapazitätsverpflichtung (Quelle: (RTE, 2014))	42
Abbildung 20: Ansatz um den Beitrag eines Verbraucherprofils am Ausfallrisiko zu bestimmen (Quelle: (RTE, 2014))	43
Abbildung 21: Die Bestimmung des Sicherheitsfaktors unter Einbeziehung ausländischer Kapazitäten (Quelle: (RTE, 2014))	44
Abbildung 22: Zeitplan des französischen Kapazitätsmechanismus aus der Sicht des Versorgers (Quelle: (RTE, 2014)).....	45
Abbildung 23: Zusammenhang von der Menge an zertifizierter Kapazität und der effektiven Menge an Kapazität (Quelle: (RTE, 2014), eigene Darstellung)	47
Abbildung 24: Der Zertifizierungsprozess (Quelle: (RTE, 2014))	49
Abbildung 25: Kosten der Anpassung der zertifizierten Menge und der effektiven Menge an Kapazitäten, abhängig von der Zeit (Quelle: (RTE, 2014))	50
Abbildung 26: Darstellung der Methode zur Bestimmung des Parameters des normativen Ansatzes (Quelle: (RTE, 2014))	51
Abbildung 27: Zeitplan des französischen Kapazitätsmechanismus aus der Sicht des Betreibers von Kapazität (Quelle: (RTE, 2014)).....	53
Abbildung 28: Institutionen der Electricity Market Reform (Quelle: (DECC, 2014), eigene Darstellung)	59
Abbildung 29: Darstellung einer Kapazitätsnachfragekurve (Quelle: (DECC, 2014))	61
Abbildung 30: Entscheidungsmöglichkeiten teilnahmeberechtigter Kapazitäten (Quelle: (ALLEN & OVERY, 2013) ,eigene Darstellung)	65

Abbildung 31: Zeitliche Abwicklung der Zahlungen (Quelle: (DECC, 2014)) 68

Abbildung 32: Bewertung des Kapazitätsmarktes von Frankreich..... 76

Abbildung 33: Bewertung des Kapazitätsmarktes von Großbritannien..... 81

Abbildung 34: Vergleich der Bewertungen von Frankreich und Großbritannien 83

7 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Bewertung von Kapazitätzahlungen (Quelle: (De Vries, 2004), eigene Darstellung)	15
Tabelle 2: Bewertung der Strategischen Reserve bei $P_{sr} = VOLL$ (Quelle: (De Vries, 2004), eigene Darstellung)	21
Tabelle 3: Bewertung der Strategischen Reserve bei $P_{sr} \ll VOLL$ (Quelle: (De Vries, 2004), eigene Darstellung)	22
Tabelle 4: Bewertung von Kapazitätsverpflichtungen (Quelle: (De Vries, 2004), eigene Darstellung)	26
Tabelle 5: Bewertung von Versorgungssicherheitsverträgen (Quelle: (De Vries, 2004), eigene Darstellung)	30
Tabelle 6: Deadline der Zertifizierung (Quelle: (RTE, 2014), eigene Darstellung).....	54
Tabelle 7: Abrechnungssystem in Abhängigkeit der Versorgungssicherheit (Quelle: (RTE, 2014))	56
Tabelle 8: Bewertung des Kapazitätsmarktes von Frankreich.....	75
Tabelle 9: Bewertung des Kapazitätsmarktes von Großbritannien.....	80

8 Literaturverzeichnis

- Agora Energiewende. (März 2013). *Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?* Abgerufen am 05. 11 2014 von : http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/Kapazitaetmarkt_oder_strategische_Reserve/Agora_Hintergrund_Kapazitaetsmarkt_oder_strategische_Reserve_web.pdf
- Agora Energiewende. (o. J.). *agora-energiewende*. Abgerufen am 16. 10 2014 von <http://www.agora-energiewende.de/themen/strommarkt-versorgungssicherheit/wie-funktioniert-der-strommarkt/>
- ALLEN & OVERY. (Juli 2013). *UK Electricity Market Reform: EMR Update - Capacity Market and Strike Prices*. Abgerufen am 29. 04 2015 von <http://www.allenovery.com/SiteCollectionDocuments/AOEMRBrochure.PDF>
- Bachhiesl, U. (2014). *Elektrizitätsmärkte, Vorlesungsskriptum*. Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Technische Universität Graz.
- BMWi. (2014). *Ein Strommarkt für die Energiewende; Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch)*. 11019 Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).
- Bundesnetzagentur. (18. 09 2014). *Bundesnetzagentur*. Abgerufen am 16. 10 2014 von http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_node.html
- Consentec. (21. September 2012). *Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve*. Abgerufen am 05. 11 2014 von [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE25DA82980983ACC1257A850044A10B/\\$file/Consentec](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE25DA82980983ACC1257A850044A10B/$file/Consentec)
- De Vries, L. (2004). *The myths of the invisible hand and the copper plate*. Technische Universität Delft.

- DECC. (2014). *Implementing Electricity Market Reform. Finalised policy positions for implementation of EMR*. Department of Energy & Climate Change. Juni 2014.
- DECC. (2013). *Electricity Market Reform: Consultation on Proposals for Implementation*. Department of Energy & Climate Change. Oktober 2013.
- Enervis, & BET. (2013). *Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland*. enervis energy advisors, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung im Auftrag des Verbandes kommunaler Unternehmen (VKU).
- EWI Köln. (März 2012). *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign*. Abgerufen am 05. 11. 2014 von <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/endbericht-untersuchungen-zu-einem-zukunftsfahigen-strommarktdesign.pdf>
- Federico, G., & Vives, X. (November 2008). *Competition and Regulation in the Spanish Gas and Electricity Market*. Abgerufen am 06. 11. 2014 von http://www.iese.edu/en/files/energy%20report_Eng_tcm4-27082.pdf
- Fürsch, M., Malischek, R., & Lindenberger, D. (2012). *Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien - Analyse der kurzen und langen Frist*. Abgerufen am 20. 10. 2014 von http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Working_Paper/EWI_WP_12_14_Merit-Order-Effekt-der-Erneuerbaren.pdf
- Heuck, K., Dettmann, K.-D., & Schulz, D. (2010). *Elektrische Energieversorgung. 8., überarbeitete und aktualisierte Auflage*. Vieweg+Teubner Verlag.
- Kollmann, A., Amann, C., Elbe, C., Heinisch, V., Kraussler, A., Moser, S., et al. (2013). *Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur - Potenzialanalyse für Smart Grids - Loadshift*. Energieinstitut an der JKU Linz, e7 Energie Markt Analyse GmbH, TU Graz, 4ward Energy Research GmbH.
- Neuhoff, K., & De Vries, L. (Dezember 2004). Insufficient incentives for investment in electricity generations. *Utilities Policy*, 253-267.

- Öko-Institut, LBD, & Raue. (2012). *Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem; im Auftrag der Umweltstiftung WWF Deutschland.*
- RTE. (2014). *FRENCH CAPACITY MARKET. Report accompanying the draft rules.* Réseau de transport d'électricité. 9 April 2014.
- Schüppel, A., & Stigler, H. (2013). Simulation der Wohlfahrtsgewinne an der "Energy Only"-Strombörse. Beitrag für das 13. Symposium Energieinnovation, 12.-14. Februar 2013, Graz.
- Stigler, H., Bachhiesl, U., Nischler, G., & Schüppel, A. (2012). *Das öffentliche Interesse an der Errichtung der 380-kV-Salzburgleitung; im Auftrag der Austrian Power Grid AG.*
- Süßenbacher, W. (2011). *Marktgestaltung unter Berücksichtigung der Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft.* Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation.
- The Brattle Group. (September 2009). *A Comparison of PJM's RPM with Alternative Energy and Capacity Markets Designs.* Abgerufen am 07. 11 2014 von http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2009/Brattle%20RPM%20Comparison%20Whitepaper_Sept09.pdf
- Tietjen, O., Arikas, D., Bals, C., & Burck, J. (April 2012). *KAPAZITÄTSMÄRKTE: HINTERGRÜNDE UND VARIANTEN MIT FOKUS AUF EINEN EMISSIONARMEN DEUTSCHEN STROMMARKT.* Abgerufen am 16. 10 2014 von <https://germanwatch.org/de/download/3564.pdf>
- Winkler, J., Sensfuß, F., Keles, D., Renz, L., & Fichtner, W. (kein Datum). *Perspektiven für die langfristige Entwicklung der Strommärkte und der Förderung Erneuerbarer Energien bei ambitionierten Ausbauzielen.* Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Lehrstuhl für Energiewirtschaft, IIP, Karlsruher Institut für Technologie (KIT).

WWF. (September 2012). *Vergleich der derzeit für Deutschland vorgeschlagenen Kapazitätsmechanismen*. Abgerufen am 06. 11. 2014 von <http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Kapazitaetsmechanismen.pdf>

ZfES. (September 2013). *Notwendigkeit und Gestaltungsoptionen von Kapazitätsmechanismen in der deutschen Elektrizitätswirtschaft*. Abgerufen am 05. 11. 2014 von http://www.zfes.uni-stuttgart.de/deutsch/downloads/Endbericht%20Kapazit%C3%A4tsmarkt_2013_0927.pdf